Códigos electrónicos

Código de la Energía Eléctrica

Selección y ordenación:
Manuel Alonso Martín-Sonseca

Edición actualizada a 28 de julio de 2025

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO

La última versión de este Código en PDF y ePUB está disponible para su descarga **gratuita** en:
www.boe.es/biblioteca_juridica/

Alertas de actualización en Mi BOE: www.boe.es/mi_boe/

Para adquirir el Código en formato papel: tienda.boe.es

Esta obra está sujeta a licencia Creative Commons de Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 4.0 Internacional, (CC BY-NC-ND 4.0).

© Coedición del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y la Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado

NIPO (PDF): MINETAD: 084-18-007-4
NIPO (PDF): BOE: 786-18-018-6
NIPO (ePUB): MINETAD: 084-18-008-X
NIPO (ePUB): BOE: 786-18-019-1
NIPO (Papel): MINETAD: 084-18-006-9
NIPO (Papel): BOE: 786-18-017-0
Depósito Legal: MINETAD: M-7284-2018
Depósito Legal: BOE: M-7118-2018
ISBN: 978-84-340-2463-2

Catálogo de Publicaciones de la Administración General del Estado
cpage.mpr.gob.es

Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado
Avenida de Manoteras, 54
28050 MADRID
www.boe.es

SUMARIO

§ 1. Nota de autor 1

I. LEGISLACIÓN ESTATAL GENERAL

§ 2. Constitución Española. [Inclusión parcial] 5

§ 3. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. [Inclusión parcial] 9

§ 4. Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004 23

§ 5. Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible. [Inclusión parcial] 32

§ 6. Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética 39

§ 7. Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares 57

§ 8. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico 69

§ 9. Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. [Inclusión parcial] 174

§ 10. Ley 1/2018, de 6 de marzo, por la que se adoptan medidas urgentes para paliar los efectos producidos por la sequía en determinadas cuencas hidrográficas y se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio. [Inclusión parcial] . . 186

§ 11. Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. [Inclusión parcial] 188

§ 12. Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios. [Inclusión parcial] 228

§ 13. Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo. [Inclusión parcial] 232

§ 14. Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos 234

§ 15. Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad. [Inclusión parcial] 239

§ 16. Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico 242

§ 17. Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social. [Inclusión parcial] 277

§ 18. Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. [Inclusión parcial] 279

§ 19. Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014 281

§ 20. Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico. [Inclusión parcial] 289

§ 21. Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre, por el que se regula el mecanismo de financiación del coste del bono social y otras medidas de protección al consumidor vulnerable de energía eléctrica 291

§ 22. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores 304

§ 23. Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España. [Inclusión parcial] . . 341

§ 24. Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural. [Inclusión parcial] 344

§ 25. Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación 351

§ 26. Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. [Inclusión parcial] 359

§ 27. Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad. [Inclusión parcial] 378

§ 28. Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables. [Inclusión parcial] 411

§ 29. Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica, y para la recuperación económica y social de la isla de La Palma. [Inclusión parcial] 416

§ 30. Real Decreto 568/2022, de 11 de julio, por el que se establece el marco general del banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el sector eléctrico 418

§ 31. Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, por el que se establece un sistema de Certificados de Ahorro Energético 437

§ 32. Orden TED/815/2023, de 18 de julio, por la que se desarrolla parcialmente el Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, por el que se establece un Sistema de Certificados de Ahorro Energético 460

§ 33. Real Decreto 91/2025, de 11 de febrero, por el que se establece el mecanismo de gobernanza en materia de energía, cambio climático y calidad del aire. [Inclusión parcial] 482

II. ASPECTOS GENERALES DE LAS ACTIVIDADES, PAGOS POR CAPACIDAD Y PEAJES DE ACCESO

§ 34. Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento 488

§ 35. Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. [Inclusión parcial] 505

§ 36. Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica 522

§ 37. Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico. [Inclusión parcial] 530

§ 38. Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. [Inclusión parcial] 541

§ 39. Orden ITC/1548/2009, de 4 de junio, por la que se establecen las obligaciones de presentación de información de carácter contable y económico-financiero para las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización 544

§ 40. Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica. [Inclusión parcial] 549

§ 41. Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. [Inclusión parcial] 553

§ 42. Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre, por la que se establece el calendario correspondiente a la temporada eléctrica y se modifican en consecuencia determinados aspectos relativos al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad 555

§ 43. Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 563

§ 44. Circular 5/2009, de 16 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, sobre obtención de información de carácter contable y económico financiera de las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización 569

§ 45. Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad 614

§ 46. Resolución de 16 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, por la que se establecen los criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción 644

III. MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA PENINSULAR

§ 47. Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica 649

§ 48. Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico. [Inclusión parcial] . . 669

§ 49. Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica 676

§ 50. Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico 689

§ 51. Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias 705

§ 52. Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema 716

§ 53. Circular 10/2021, de 20 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los aspectos retributivos del operador del mercado eléctrico atribuidos por normativa europea al regulador nacional 734

§ 54. Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos 745

§ 55. Resolución de 10 de octubre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario y de determinados procedimientos de operación para permitir el adelanto de la apertura del mercado intradiario continuo en el mercado eléctrico ibérico a las 15:00 CET, de acuerdo a la Decisión de la Agencia Europea para la Cooperación de Reguladores n.º 04/2018, de 24 de abril de 2012, adoptada al amparo del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones 940

§ 56. Resolución de 6 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos 1163

IV. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS NO PENINSULARES

§ 57. Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado 1309

§ 58. Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares 1314

§ 59. Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción . . 1435

§ 60. Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. [Inclusión parcial] 1455

§ 61. Orden IET/1711/2013, de 23 de septiembre, por la que se establece el método de cálculo de los costes fijos y variables de la instalación de producción eléctrica hidroeólica de Gorona del Viento . . 1460

§ 62. Orden TEC/1172/2018, de 5 de noviembre, por la que se redefinen los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular de las Illes Balears y se modifica la metodología de cálculo del precio de adquisición de la demanda y del precio de venta de la energía en el despacho de producción de los territorios no peninsulares 1468

§ 63. Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025, y se revisan otras cuestiones técnicas 1472

V. ENERGÍAS RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS

§ 64. Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración 1480

§ 65. Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial 1490

§ 66. Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia 1496

§ 67. Real Decreto 962/2024, de 24 de septiembre, por el que se regula la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en instalaciones ubicadas en el mar 1524

§ 68. Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos 1546

§ 69. Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica 1643

§ 70. Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia 1673

§ 71. Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos 1682

§ 72. Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares 1698

§ 73. Orden IET/1882/2014, de 14 de octubre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones solares termoeléctricas 1722

§ 74. Orden IET/1344/2015, de 2 de julio, por la que se aprueban las instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos 1730

§ 75. Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, convocada al amparo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y se aprueban sus parámetros retributivos 1754

§ 76. Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico, los parámetros retributivos correspondientes, y demás aspectos que serán de aplicación para el cupo de 3.000 MW de potencia instalada, convocado al amparo del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio 1767

§ 77. Orden TEC/1174/2018, de 8 de noviembre, por la que se establecen los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines aprobadas por la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, y se actualizan para el semiperiodo 2017-2019 1771

§ 78. Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020 1800

§ 79. Orden TED/765/2020, de 3 de agosto, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía térmica con fuentes de energía renovable, susceptibles de ser cofinanciadas con fondos de la Unión Europea 1809

§ 80. Orden TED/766/2020, de 3 de agosto, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas a la inversión en instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable, susceptibles de ser cofinanciadas con fondos de la Unión Europea 1836

§ 81. Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025 1863

§ 82. Orden TED/526/2024, de 31 de mayo, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo de generación de energía eléctrica cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible y se actualizan sus valores de retribución a la operación de aplicación a partir del 1 de enero de 2024 1887

§ 83. Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que regula la solicitud de información y el procedimiento de liquidación, facturación y pago del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos 1997

§ 84. Circular 1/2018, de 18 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regula la gestión del sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia 2025

§ 85. Circular 2/2021, de 10 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del etiquetado de la electricidad para informar sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente 2037

VI. TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

§ 86. Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión 2051

§ 87. Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica 2059

§ 88. Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. [Inclusión parcial] 2092

§ 89. Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica 2120

§ 90. Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad 2162

§ 91. Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica 2181

§ 92. Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión 2197

§ 93. Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural 2203

§ 94. Circular 4/2019, de 27 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico 2214

§ 95. Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica 2231

§ 96. Circular 7/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica 2254

§ 97. Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica 2264

§ 98. Circular 1/2024, de 27 de septiembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica 2281

§ 99. Resolución de 29 de octubre de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre 2309

§ 100. Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el calendario de instalación y verificación de los equipos de medida, control y comunicaciones (EMCC) del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión 2325

de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad . . . . .

§ 101. Resolución de 2 de diciembre de 2019, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el calendario y las características del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpiblidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, para el periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2020 2327

§ 102. Resolución de 27 de junio de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución 2334

VII. DISTRIBUCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA

§ 103. Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión. [Inclusión parcial] . . . 2354

§ 104. Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico 2360

§ 105. Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica 2388

§ 106. Real Decreto 314/2023, de 25 de abril, por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas 2432

§ 107. Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. [Inclusión parcial] 2450

§ 108. Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales 2452

§ 109. Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural 2535

§ 110. Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica 2546

VIII. COMERCIALIZACIÓN Y SUMINISTRO

§ 111. Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión. [Inclusión parcial] . . . 2596

§ 112. Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética 2599

§ 113. Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW 2614

§ 114. Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación 2619

§ 115. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. [Inclusión parcial] 2661

§ 116. Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes. [Inclusión parcial] . 2666

§ 117. Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica 2668

§ 118. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica 2699

§ 119. Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos 2745

§ 120. Real Decreto 184/2022, de 8 de marzo, por el que se regula la actividad de prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos 2783

§ 121. Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica 2797

§ 122. Resolución de 28 de abril de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad a utilizar por los comercializadores de referencia 2812

§ 123. Resolución de 16 de septiembre de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento para el envío y cálculo de la precisión de los programas de consumo de los consumidores electrointensivos 2829

IX. REGULACIÓN DE ACTIVIDADES ELÉCTRICAS, AUTORIZACIÓN DE INSTALACIONES Y CONTRATACIÓN DEL SUMINISTRO

§ 124. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica 2834

§ 125. Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión 2923

§ 126. Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. [Inclusión parcial] 2934

X. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

§ 127. Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema 2941

XI. EFICIENCIA ENERGÉTICA

§ 128. Real Decreto 390/2021, de 1 de junio, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios 2959

§ 129. Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes. [Inclusión parcial] . 2995

§ 130. Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía 2997

§ 131. Real Decreto 736/2020, de 4 de agosto, por el que se regula la contabilización de consumos individuales en instalaciones térmicas de edificios 3022

§ 132. Real Decreto 737/2020, de 4 de agosto, por el que se regula el programa de ayudas para actuaciones de rehabilitación energética en edificios existentes y se regula la concesión directa de las ayudas de este programa a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla 3035

ÍNDICE SISTEMÁTICO

§ 1. Nota de autor 1

I. LEGISLACIÓN ESTATAL GENERAL

§ 2. Constitución Española. [Inclusión parcial] 5

[. . .]

TÍTULO I. De los derechos y deberes fundamentales 5

[. . .]

CAPÍTULO SEGUNDO. Derechos y libertades 5

[. . .]

Sección 2.ª De los derechos y deberes de los ciudadanos 5

[. . .]

Artículo 38. 5
CAPÍTULO TERCERO. De los principios rectores de la política social y económica 5

[. . .]

Artículo 45. 5

[. . .]

Artículo 51. 6

[. . .]

TÍTULO VII. Economía y Hacienda 6
Artículo 128. 6

[. . .]

Artículo 131. 6
Artículo 132. 6

[. . .]

TÍTULO VIII. De la Organización Territorial del Estado 7

[. . .]

CAPÍTULO TERCERO. De las Comunidades Autónomas 7

[. . .]

Artículo 149. 7

[. . .]

§ 3. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. [Inclusión parcial] 9

Artículos 9

[. . .]

Artículo 6. Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. . . . 9
Artículo 7. Consejo Consultivo de la Comisión. . . . 9
Artículo 8. Funciones de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. . . . 9

[. . .]

Disposiciones adicionales 9
Disposición adicional sexta. Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radioactivos. . . . 9

[. . .]

Disposición adicional séptima. Paralización de centrales nucleares en moratoria. . . . 15

[. . .]

Disposición adicional vigésima primera. Suficiencia de los peajes de acceso y desajustes de ingresos de las actividades reguladas del sector eléctrico. . . . 18

[. . .]

Disposición adicional vigésimo tercera. Sociedades filiales de "Red Eléctrica Corporación, S.A.". . . . 21

[. . .]

§ 4. Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004 23

Preámbulo 23
PARTE I. Disposiciones generales 24
Artículo 1. Objeto. . . . 24
Artículo 2. Principios orientadores. . . . 24
Artículo 3. Sujetos. . . . 25
PARTE II. Disposiciones específicas 25
Artículo 4. Operador del Mercado Ibérico. . . . 25
Artículo 5. Operación del Sistema. . . . 26
Artículo 6. Mercados de contratación de energía eléctrica en el MIBEL. . . . 26
Artículo 7. Régimen de los mercados y liquidez. . . . 26
Artículo 7 bis. Fomento de la competencia. . . . 27
Artículo 7 ter. Subastas de capacidad virtual. . . . 27
Artículo 8. Gestión económica de la interconexión entre España y Portugal. . . . 28
Artículo 9. Armonización normativa. . . . 28
PARTE III. Mecanismos de regulación, consulta, supervisión y gestión 28
Artículo 10. Supervisión. . . . 28
Artículo 11. Consejo de Reguladores. . . . 28
Artículo 12. Comité de Agentes del Mercado. . . . 29
Artículo 13. Comité de Gestión Técnica y Económica del MIBEL. . . . 29
PARTE IV. Autorización e inscripción de los agentes y garantía de suministro. . . . 29
Artículo 14. Procedimientos administrativos de autorizaciones y registro de los agentes. . . . 29
Artículo 15. Garantía del suministro. . . . 29
PARTE V. Infracciones, sanciones y jurisdicción competente 30
Artículo 16. Infracciones y sanciones. . . . 30
Artículo 17. Procedimiento sancionador. . . . 30
Artículo 18. Jurisdicción competente. . . . 30
PARTE VI. Disposiciones finales 30
Artículo 19. Comisión de Seguimiento. . . . 30
Artículo 20. Protocolos adicionales. . . . 30
Artículo 21. Entrada en vigor y régimen transitorio. . . . 31
Artículo 22. Vigencia y denuncia. . . . 31
Artículo 22 bis. Creación del Operador del Mercado Ibérico. . . . 31
Artículo 22 ter. Retribución de los Comercializadores de Último Recurso. . . . 31
Artículo 23. Revisión. . . . 31
Artículo 24. Derecho comunitario. . . . 31

§ 5. Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible. [Inclusión parcial] 32

Artículos 32

[. . .]

Artículo 8. Naturaleza jurídica y régimen de funcionamiento de los Organismos Reguladores. 32
Artículo 9. Relación con las entidades públicas y privadas, e independencia funcional. 32

[. . .]

Artículo 11. Organización de los Organismos Reguladores. 32
Artículo 12. El Consejo y su Presidente. 32
Artículo 13. Nombramiento y mandato de los miembros del Consejo. 32
Artículo 14. El Presidente del Organismo Regulador. 32
Artículo 15. Funciones e incompatibilidades de los miembros del Consejo. 32
Artículo 16. Causas de cese en el ejercicio del cargo. 33

[. . .]

Artículo 17. Personal directivo. 33
Artículo 18. Personal no directivo. 33
Artículo 19. Obligación de informar y garantías para la actuación. 33

[. . .]

Artículo 20. Publicidad de las actuaciones de los Organismos Reguladores. 33
Artículo 21. Control parlamentario. 33
Artículo 22. Impugnación de las decisiones de los Organismos Reguladores. 33

[. . .]

Artículo 23. Cooperación interinstitucional. 33
Artículo 24. Cooperación entre los Organismos Reguladores y con la Comisión Nacional de la Competencia. 33

[. . .]

Artículo 25. Establecimiento y cálculo del porcentaje, tipos de gravamen y cuotas de las tasas de los organismos reguladores y de la Comisión Nacional de la Competencia. 33
Artículo 26. Endeudamiento. 33

[. . .]

TÍTULO III. Sostenibilidad medioambiental 34
CAPÍTULO I. Modelo energético sostenible 34
Artículo 77. Principios de la política energética. 34
Artículo 78. Objetivos nacionales en materia de ahorro y eficiencia energética y energías renovables. 34
Artículo 79. Planificación energética indicativa. 34
Artículo 80. Planificación energética vinculante. 36
Artículo 81. Cooperación entre Administraciones Públicas. 36
Artículo 82. Fomento de la investigación, el desarrollo y la innovación en el ámbito de energías renovables y el ahorro y la eficiencia energética. 36
Artículo 83. Transparencia e información a los consumidores. 37
Artículo 84. Simplificación de procedimientos administrativos. 37
Artículo 85. Ahorro energético de las Administraciones Públicas. 37
Artículo 86. Seguimiento y evaluación. 37

[. . .]

Artículo 107. Fines comunes de las políticas públicas para un medio urbano sostenible. 38
Artículo 108. Información al servicio de las políticas públicas para un medio urbano sostenible. 38
Artículo 109. Rehabilitación y renovación para la sostenibilidad del medio urbano. 38
Artículo 110. Actuaciones de renovación y rehabilitación urbanas. 38
Artículo 111. Obras e instalaciones necesarias para la mejora de la calidad y sostenibilidad del medio urbano. 38

[. . .]

Disposiciones finales 38
Disposición final quincuagésima primera. Autorización al Gobierno para la aprobación del procedimiento básico de certificación energética en edificios existentes. 38

[. . .]

§ 6. Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética 39

Preámbulo 39
TÍTULO I. Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica 42
Artículo 1. Naturaleza. 42
Artículo 2. Ámbito territorial. 43
Artículo 3. Tratados y convenios. 43
Artículo 4. Hecho imponible. 43
Artículo 5. Contribuyentes. 43
Artículo 6. Base imponible. 43
Artículo 7. Período impositivo y devengo. 43
Artículo 8. Tipo de gravamen. 44
Artículo 9. Cuota íntegra. 44
Artículo 10. Liquidación y pago. 44
Artículo 11. Infracciones y sanciones. 44
TÍTULO II. Impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica y el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas 45
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 45
Artículo 12. Naturaleza. 45
Artículo 13. Ámbito territorial. 45
Artículo 14. Tratados y Convenios. 45
CAPÍTULO II. Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica 45
Artículo 15. Hecho imponible. 45
Artículo 16. Contribuyentes. 45
Artículo 16 bis. Infracciones y sanciones. 46
CAPÍTULO III. Combustible nuclear gastado. 46
Artículo 17. Base imponible. 46
Artículo 17 bis. Tipo impositivo y cuota tributaria. 46
Artículo 17 ter. Período impositivo y devengo. 46
Artículo 17 quáter. Liquidación y pago. 46
CAPÍTULO IV. Residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica 47
Artículo 18. Base imponible. 47
Artículo 18 bis. Tipo impositivo y cuota tributaria. 47
Artículo 18 ter. Período impositivo y devengo. 47
Artículo 18 quáter. Liquidación y pago. 47
CAPÍTULO V. Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas 47
Artículo 19. Hecho imponible. 48
Artículo 20. Exenciones. 48
Artículo 21. Contribuyentes. 48
Artículo 22. Base imponible. 48
Artículo 23. Base liquidable en el almacenamiento centralizado de residuos de media, baja y muy baja actividad. 48
Artículo 24. Tipo impositivo y cuota tributaria. 49
Artículo 25. Período impositivo y devengo. 50
Artículo 26. Liquidación y pago. 50
Artículo 27. Infracciones y sanciones. 50
TÍTULO III. Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales 50
Artículo 28. Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales. 50
TÍTULO IV. Modificación del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio 53
Artículo 29. Modificación del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio. 53
Disposiciones adicionales 54
Disposición adicional primera. Hechos imponibles regulados en esta Ley gravados por las Comunidades Autónomas. 54
Disposición adicional segunda. Costes del sistema eléctrico. 54
Disposiciones transitorias 54
Disposición transitoria primera. Adaptación de las concesiones hidroeléctricas. 54
Disposición transitoria segunda. Pagos fraccionados durante 2013. 54
Disposición transitoria tercera. Cálculo de la base imponible y de los pagos fraccionados. 55
Disposición transitoria cuarta. Periodo impositivo. 55
Disposición transitoria quinta. Plazo de presentación de la autoliquidación del Impuesto. 55

Disposiciones derogatorias . . . 55
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 55
Disposiciones finales . . . 55
Disposición final primera. Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. . . . 55
Disposición final segunda. Título competencial. . . . 56
Disposición final tercera. Habilitación normativa y desarrollo reglamentario. . . . 56
Disposición final cuarta. Habilitaciones a la Ley de Presupuestos Generales del Estado. . . . 56
Disposición final quinta. Entrada en vigor. . . . 56

§ 7. Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. . . . 57

Preámbulo . . . 57
Artículos . . . 59
Artículo 1. Régimen económico de las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios insulares y extrapeninsulares. . . . 59
Artículo 2. Resolución de compatibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica y renovaciones de las existentes en los territorios insulares y extrapeninsulares. . . . 60
Artículo 3. Determinación de los conceptos retributivos asociados a los combustibles en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. . . . 61
Artículo 4. Retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares en caso de incidencias de funcionamiento. . . . 61
Artículo 5. Titularidad de las instalaciones de bombeo en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. . . . 62
Artículo 6. Titularidad de instalaciones de regasificación en los sistemas gasistas insulares y extrapeninsulares. . . . 62
Disposiciones adicionales . . . 63
Disposición adicional primera. Órdenes de arranque a las instalaciones de producción en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. . . . 63
Disposición adicional segunda. Excepciones a la limitación en la titularidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios insulares y extrapeninsulares. . . . 64
Disposiciones transitorias . . . 64
Disposición transitoria primera. Resolución de compatibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios insulares y extrapeninsulares que cuenten con inscripción en el Registro de preasignación de retribución o con autorización administrativa. . . . 64
Disposición transitoria segunda. Régimen transitorio para determinadas instalaciones de bombeo. . . . 65
Disposiciones derogatorias . . . 66
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 66
Disposiciones finales . . . 66
Disposición final primera. Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico. . . . 66
Disposición final segunda. Modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. . . . 67
Disposición final tercera. Modificación del Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos. . . . 67
Disposición final cuarta. Título competencial. . . . 67
Disposición final quinta. Habilitación normativa y desarrollo reglamentario. . . . 68
Disposición final sexta. Entrada en vigor. . . . 68

§ 8. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico . . . 69

Preámbulo . . . 69
TÍTULO I. Disposiciones generales . . . 79
Artículo 1. Objeto. . . . 79
Artículo 2. Régimen de las actividades. . . . 80
Artículo 3. Competencias de la Administración General del Estado. . . . 80
Artículo 4. Planificación eléctrica. . . . 81
Artículo 4 bis. Mecanismo de planificación de posiciones para alimentación de demanda. . . . 82
Artículo 5. Coordinación con planes urbanísticos. . . . 83
TÍTULO II. Ordenación del suministro . . . 83
Artículo 6. Sujetos. . . . 83
Artículo 7. Garantía del suministro. . . . 84
Artículo 8. Funcionamiento del sistema. . . . 86
Artículo 9. Autoconsumo de energía eléctrica. . . . 86
Artículo 10. Actividades en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. . . . 88
Artículo 11. Intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad. . . . 88

Artículo 12. Separación de actividades. . . . 89
Artículo 12 bis. Comunidades de energías renovables. . . . 90
Artículo 12 ter. Comunidades ciudadanas de energía. . . . 91
TÍTULO III. Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico 91
Artículo 13. Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico. . . . 91
Artículo 14. Retribución de las actividades. . . . 93
Artículo 15. Criterios de redes y criterios de funcionamiento de las instalaciones de producción sujetas a retribución regulada. . . . 98
Artículo 16. Peajes de acceso a las redes y cargos asociados a los costes del sistema. . . . 98
Artículo 17. Precios voluntarios para el pequeño consumidor y tarifas de último recurso. . . . 99
Artículo 18. Cobro y liquidación de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas. . . . 100
Artículo 19. Desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema. . . . 101
Artículo 20. Contabilidad e información. . . . 102
TÍTULO IV. Producción de energía eléctrica 104
Artículo 21. Actividades de producción de energía eléctrica. . . . 104
Artículo 22. Aprovechamientos hidráulicos necesarios para la producción de energía eléctrica. . . . 105
Artículo 23. Sistema de ofertas en el mercado diario de producción de energía eléctrica. . . . 105
Artículo 24. Demanda y contratación de la energía producida. . . . 106
Artículo 25. Excepciones al sistema de ofertas. . . . 106
Artículo 26. Derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica. . . . 107
Artículo 27. Registro de régimen retributivo específico. . . . 108
TÍTULO V. Gestión económica y técnica del sistema eléctrico 109
Artículo 28. Gestión económica y técnica. . . . 109
Artículo 29. Operador del mercado. . . . 109
Artículo 30. Operador del sistema. . . . 110
Artículo 31. Designación y certificación del gestor de la red de transporte. . . . 113
Artículo 32. Certificación en relación con países no pertenecientes a la Unión Europea. . . . 114
Artículo 33. Acceso y conexión. . . . 114
TÍTULO VI. Transporte de energía eléctrica 117
Artículo 34. Red de transporte de energía eléctrica. . . . 117
Artículo 35. Autorización de instalaciones de transporte de energía eléctrica. . . . 118
Artículo 36. Derechos y obligaciones del transportista. . . . 118
Artículo 37. Acceso a las redes de transporte. . . . 119
TÍTULO VII. Distribución de energía eléctrica 119
Artículo 38. Regulación de la distribución. . . . 119
Artículo 39. Autorización de instalaciones de distribución. . . . 121
Artículo 40. Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras. . . . 121
Artículo 41. Acceso a las redes de distribución. . . . 124
Artículo 42. Líneas directas. . . . 124
TÍTULO VIII. Suministro de energía eléctrica 125
CAPÍTULO I. Suministro a los usuarios y gestión de la demanda eléctrica 125
Artículo 43. Suministro. . . . 125
Artículo 44. Derechos y obligaciones de los consumidores en relación con el suministro. . . . 126
Artículo 45. Consumidores vulnerables. . . . 128
Artículo 45 bis. Suministro mínimo vital. . . . 129
Artículo 46. Obligaciones y derechos de las empresas comercializadoras en relación al suministro. . . . 129
Artículo 47. Incumplimientos de las empresas comercializadoras. . . . 132
Artículo 48. Servicios de recarga energética. . . . 133
Artículo 49. Gestión de la demanda. . . . 134
Artículo 49 bis. Servicios de agregación. . . . 134
Artículo 50. Planes de ahorro y eficiencia energética. . . . 134
CAPÍTULO II. Calidad del suministro eléctrico 135
Artículo 51. Calidad del suministro eléctrico. . . . 135
Artículo 52. Suspensión del suministro. . . . 136
TÍTULO IX. Autorizaciones, expropiación y servidumbres 137
Artículo 53. Autorización de instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas. . . . 137
Artículo 54. Utilidad pública. . . . 139
Artículo 55. Solicitud de la declaración de utilidad pública. . . . 140
Artículo 56. Efectos de la declaración de utilidad pública. . . . 140
Artículo 57. Servidumbre de paso. . . . 140
Artículo 58. Limitaciones a la constitución de servidumbre de paso. . . . 140
Artículo 59. Relaciones civiles. . . . 141
Artículo 60. Derecho supletorio. . . . 141
TÍTULO X. Régimen de inspecciones, infracciones y sanciones 141
CAPÍTULO I. Inspecciones 141
Artículo 61. Facultades de inspección. . . . 141

Artículo 62. Plazo de inspección. . . . 142
CAPÍTULO II. Infracciones y sanciones . . . 143
Artículo 63. Concepto y clases de infracciones. . . . 143
Artículo 64. Infracciones muy graves. . . . 143
Artículo 65. Infracciones graves. . . . 146
Artículo 66. Infracciones leves. . . . 150
Artículo 67. Sanciones. . . . 151
Artículo 68. Sanciones accesorias. . . . 152
Artículo 69. Otras medidas. . . . 152
Artículo 70. Naturaleza de las sanciones e indemnizaciones. . . . 152
Artículo 71. Concurrencia de responsabilidades. . . . 153
Artículo 72. Extinción de la responsabilidad. . . . 153
Artículo 73. Competencia para imponer sanciones. . . . 153
Artículo 74. Prescripción de infracciones y sanciones. . . . 154
CAPÍTULO III. Procedimiento sancionador . . . 154
Artículo 75. Régimen jurídico aplicable. . . . 154
Artículo 76. Iniciación. . . . 154
Artículo 77. Medidas provisionales. . . . 154
Artículo 78. Instrucción. . . . 155
Artículo 79. Plazo para resolver y notificar. . . . 155
Artículo 80. Efectos de la resolución. . . . 155
Disposiciones adicionales . . . 155
Disposición adicional primera. Multas coercitivas. . . . 155
Disposición adicional segunda. Ocupación del dominio público marítimo terrestre para líneas aéreas de alta tensión. . . . 156
Disposición adicional tercera. Efectos desestimatorios de la falta de notificación de resolución expresa. . . . 156
Disposición adicional cuarta. Servidumbres de paso. . . . 156
Disposición adicional quinta. Capacidad jurídica de los sujetos del Mercado Ibérico de la Electricidad. . . . 156
Disposición adicional sexta. Financiación de los desajustes del sistema eléctrico. . . . 156
Disposición adicional séptima. Prescripción de los derechos y obligaciones del sistema eléctrico. . . . 156
Disposición adicional octava. Informes del mercado de producción energía eléctrica. Mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo. . . . 157
Disposición adicional novena. Legislación especial en materia de energía nuclear. . . . 157
Disposición adicional décima. Primer periodo regulatorio. . . . 157
Disposición adicional undécima. Referencias al régimen retributivo específico. . . . 158
Disposición adicional duodécima. Consumidores autorizados a verter energía a la red. . . . 158
Disposición adicional decimotercera. Mecanismos de cooperación internacional para el cumplimiento de los compromisos derivados de la directiva de energías renovables. . . . 158
Disposición adicional decimocuarta. Tecnologías de producción que no hubieran alcanzado los objetivos. . . . 158
Disposición adicional decimoquinta. Financiación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares. . . . 159
Disposición adicional decimosexta. Modificación de la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013. . . . 159
Disposición adicional decimoséptima. Modificación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. . . . 160
Disposición adicional decimoctava. Déficit para el año 2013. . . . 160
Disposición adicional decimonovena. Instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, ubicadas en los sistemas eléctricos no peninsulares. . . . 161
Disposición adicional vigésima. Plan Renove instalaciones de cogeneración y residuos. . . . 161
Disposición adicional vigésima primera. Suministro eléctrico a embarcaciones, aeronaves y ferrocarriles. . . . 161
Disposición adicional vigésima segunda. Otorgamiento de los permisos de acceso y conexión para garantizar una transición justa. . . . 161
Disposición adicional vigésima tercera. Bancos de pruebas regulatorios. . . . 161
Disposiciones transitorias . . . 162
Disposición transitoria primera. Aplicación de disposiciones anteriores y referencias a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. . . . 162
Disposición transitoria segunda. Expedientes de instalaciones eléctricas en tramitación. . . . 162
Disposición transitoria tercera. Oficina de cambios de suministrador. . . . 162
Disposición transitoria cuarta. Separación jurídica de actividades. . . . 163
Disposición transitoria quinta. Particularidades de determinadas obligaciones de ingreso correspondientes a liquidaciones del régimen retributivo específico. . . . 163
Disposición transitoria sexta. Inscripción de las instalaciones en el Registro de régimen retributivo específico. . . . 163
Disposición transitoria séptima. Aplicación transitoria de los artículos 38 y 42 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. . . . 164
Disposición transitoria octava. Caducidades de los derechos de acceso y conexión concedidos. . . . 164

Disposición transitoria novena. Exención de la obligación establecida en el artículo 9.3 de la presente ley hasta el 31 de diciembre de 2019 para las instalaciones de cogeneración y para las instalaciones acogidas a la disposición adicional duodécima del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. . . . 164
Disposición transitoria décima. Consumidor vulnerable y bono social. . . . 164
Disposición transitoria undécima. Aplicabilidad del artículo 33. . . . 165
Disposición transitoria duodécima. Mecanismo de otorgamiento de régimen retributivo específico para instalaciones renovables en los sistemas eléctricos no peninsulares. . . . 165
Disposición transitoria decimotercera. Procedimiento de liquidaciones. . . . 165
Disposición transitoria decimocuarta. Aplicación de cargos. . . . 165
Disposición transitoria decimoquinta. Aplicación del régimen de incompatibilidades contenido en el artículo 20.8 de esta Ley. . . . 166
Disposición transitoria decimosexta. Financiación del extracoste de generación en los territorios insulares y extrapeninsulares. . . . 166
Disposiciones derogatorias . . . 166
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 166
Disposiciones finales . . . 166
Disposición final primera. Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. . . . 166
Disposición final segunda. Carácter básico y título competencial. . . . 170
Disposición final tercera. Nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen económico primado. . . . 170
Disposición final tercera bis. Rentabilidad razonable de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio. . . . 171
Disposición final cuarta. Habilitación normativa. . . . 172
Disposición final quinta. Modificación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. . . . 172
Disposición final quinta bis. Contratos de acceso a las redes de transporte y distribución eléctrica para regadíos. . . . 172
Disposición final sexta. Entrada en vigor. . . . 172
ANEXO. Autorización administrativa de implantación . . . 173

§ 9. Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. [Inclusión parcial] . . . 174

[. . .]

TÍTULO III. Medidas urgentes en el ámbito energético . . . 174

[. . .]

CAPÍTULO IV. Medidas en materia de eficiencia energética . . . 174
Sección 1.ª Sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética . . . 174
Artículo 69. Creación de un sistema nacional de obligaciones. . . . 174
Artículo 70. Cálculo de las obligaciones de ahorro individuales de los sujetos obligados. . . . 175
Artículo 71. Cumplimiento de las obligaciones y Certificados de Ahorro Energético. . . . 176
Artículo 72. Fondo Nacional de Eficiencia Energética. . . . 176
Artículo 73. Organización, gestión y control del Fondo. . . . 176
Artículo 74. Dotación económica del Fondo Nacional de Eficiencia Energética. . . . 177
Artículo 75. Obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia en 2014. . . . 178
Sección 2.ª Otras medidas en materia de eficiencia . . . 178
Artículo 76. Seguro de responsabilidad civil por parte de los proveedores de servicios energéticos. . . . 178
Sección 3.ª Régimen de infracciones y sanciones en materia de eficiencia energética. . . . 178
Artículo 77. Responsables. . . . 178
Artículo 78. Infracciones. . . . 179
Artículo 79. Infracciones en el ámbito del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética. . . . 179
Artículo 80. Infracciones en materia de auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos, promoción de la eficiencia del suministro de energía y contabilización de consumos energéticos. . . . 180
Artículo 81. Sanciones por las infracciones tipificadas en el ámbito del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética. . . . 181
Artículo 82. Sanciones por las infracciones tipificadas en materia de auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos, promoción de la eficiencia del suministro de energía y contabilización de consumos energéticos. . . . 181
Artículo 83. Prescripción de infracciones y sanciones. . . . 182

Artículo 84. Competencia para iniciar, instruir y resolver. . . . 182
Artículo 85. Naturaleza de las sanciones y responsabilidades. . . . 183
Artículo 86. Procedimiento sancionador. . . . 183

[. . .]

ANEXO XII. . . . 183

§ 10. Ley 1/2018, de 6 de marzo, por la que se adoptan medidas urgentes para paliar los efectos producidos por la sequía en determinadas cuencas hidrográficas y se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio. [Inclusión parcial] . . . 186

Artículos . . . 186

[. . .]

Artículo 10. Modificación del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio. . . . 186

[. . .]

Disposiciones transitorias . . . 186
Disposición transitoria primera. Régimen transitorio para la liquidación del canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica correspondiente al ejercicio 2017. . . . 186

[. . .]

§ 11. Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. [Inclusión parcial] . . 188

Preámbulo . . . 188
TÍTULO PRELIMINAR. Disposiciones generales . . . 200
Artículo 1. Objeto de la Ley. . . . 200
Artículo 2. Principios rectores. . . . 200
TÍTULO I. Objetivos y planificación de la transición energética . . . 201
Artículo 3. Objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables y eficiencia energética. . . . 201
Artículo 4. Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima. . . . 201
Artículo 5. Estrategia de Descarbonización a 2050. . . . 202
Artículo 6. Digitalización para la Descarbonización de la Economía. . . . 202
TÍTULO II. Energías renovables y eficiencia energética . . . 203
Artículo 7. Generación eléctrica en dominio público hidráulico. . . . 203
Artículo 8. Eficiencia energética y rehabilitación de edificios. . . . 203
TÍTULO III. Transición energética y combustibles . . . 204
Artículo 9. Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. . . . 204
Artículo 10. Investigación y aprovechamiento de yacimientos de minerales radiactivos. . . . 204
Artículo 11. Ayudas a productos energéticos de origen fósil. . . . 204
Artículo 12. Fomento y objetivos de los gases renovables. . . . 204
Artículo 13. Objetivos de energías renovables y combustibles alternativos sostenibles en el transporte. . . . 205
TÍTULO IV. Movilidad sin emisiones y transporte . . . 205
Artículo 14. Promoción de movilidad sin emisiones. . . . 205
Artículo 15. Instalación de puntos de recarga eléctrica. . . . 206
Artículo 16. Transporte marítimo y puertos. . . . 208
TÍTULO V. Medidas de adaptación a los efectos del cambio climático . . . 209
Artículo 17. Adaptación al Cambio Climático. . . . 209
Artículo 18. Informes sobre riesgos climáticos y adaptación. . . . 210
Artículo 19. Consideración del cambio climático en la planificación y gestión del agua. . . . 210
Artículo 20. Consideración del cambio climático en la planificación y gestión del dominio público marítimo-terrestre. . . . 211
Artículo 21. Consideración del cambio climático en la planificación y gestión territorial y urbanística, así como en las intervenciones en el medio urbano, en la edificación y en las infraestructuras del transporte. . . . 212
Artículo 22. Consideración del cambio climático en la seguridad y dieta alimentarias. . . . 212
Artículo 23. Consideración del cambio climático en la salud pública. . . . 212
Artículo 24. Protección de la biodiversidad frente al cambio climático. . . . 213
Artículo 25. Desarrollo rural: política agraria, política forestal y energías renovables. . . . 213
Artículo 26. Fomento de la capacidad de absorción de los sumideros de carbono. . . . 214
TÍTULO VI. Medidas de transición justa . . . 214
Artículo 27. Estrategia de Transición Justa. . . . 214

Artículo 28. Convenios de transición justa. . . . 215
Artículo 29. Cese de la producción de carbón nacional. . . . 215
TÍTULO VII. Recursos en el ámbito nacional para la lucha contra el cambio climático y la transición energética . . . 216
Artículo 30. Recursos públicos destinados a la lucha contra el cambio climático. . . . 216
Artículo 31. Contratación pública. . . . 216
Artículo 32. Integración del riesgo del cambio climático por entidades cuyos valores estén admitidos a negociación en mercados regulados, entidades de crédito, entidades aseguradoras y reaseguradoras y sociedades por razón de tamaño. . . . 217
Artículo 33. Integración del riesgo del cambio climático en el sistema financiero y energético. . . . 219
Artículo 34. Estrategia de descarbonización del sector eléctrico. . . . 219
TÍTULO VIII. Educación, Investigación e Innovación en la lucha contra el cambio climático y la transición energética . . . 219
Artículo 35. Educación y capacitación frente al cambio climático. . . . 219
Artículo 36. Investigación, desarrollo e innovación sobre cambio climático y transición energética. . . . 220
TÍTULO IX. Gobernanza y participación pública . . . 220
Artículo 37. Comité de Personas Expertas de Cambio Climático y Transición Energética. . . . 220
Artículo 38. Cooperación interadministrativa en materia de cambio climático y energía. . . . 220
Artículo 39. Participación pública. . . . 221
Artículo 40. Políticas, Medidas, Inventarios y Proyecciones de Gases de Efecto Invernadero. . . . 221
Disposiciones adicionales . . . 222
Disposición adicional primera. Exclusión del ámbito de la ley de los equipos, sistemas de armas, instalaciones y actividades de las Fuerzas Armadas y de las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad. . . . 222
Disposición adicional segunda. Desinversión en productos energéticos de origen fósil. . . . 222
Disposición adicional tercera. Estrategia de financiación climática internacional. . . . 222
Disposición adicional cuarta. Medidas adicionales en la aviación civil. . . . 223
Disposición adicional quinta. Impulso de la Economía Circular. . . . 223
Disposición adicional sexta. Transporte Ferroviario. . . . 223
Disposición adicional séptima. Fiscalidad verde. . . . 223
Disposición adicional octava. Investigación, desarrollo e innovación en energías renovables. . . . 223
Disposición adicional novena. Plan de reducción de consumo energético en la Administración General del Estado. . . . 224
Disposiciones transitorias . . . 224
Disposición transitoria primera. Planes y programas vigentes. . . . 224
Disposición transitoria segunda. Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. . . . 224
Disposición transitoria tercera. Consideración del cambio climático en el desarrollo de la planificación y gestión del desarrollo urbano, de la edificación y de las infraestructuras del transporte. . . . 225
Disposiciones derogatorias . . . 225
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 225

[. . .]

Disposiciones finales . . . 225
Disposición final sexta. Desarrollo reglamentario. . . . 225
Disposición final séptima. Desarrollo normativo de la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes. . . . 225
Disposición final octava. Proyecto de ley de movilidad sostenible y financiación del transporte. . . . 225

[. . .]

Disposición final décima. Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en comunidades de propiedad horizontal. 225
Disposición final undécima. Reforma del sector eléctrico. . . . 226
Disposición final duodécima. Huella de carbono y planes de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de las empresas. . . . 226
Disposición final decimotercera. Títulos competenciales. . . . 226
Disposición final decimocuarta. Incorporación del Derecho de la Unión Europea. . . . 227
Disposición final decimoquinta. Entrada en vigor. . . . 227

§ 12. Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios. [Inclusión parcial] . . . 228

[. . .]

TÍTULO II. Defensa de la competencia . . . 228

[. . .]

CAPÍTULO II. Participaciones empresariales . . . 228
Artículo 34. Limitación a la participación en más de un operador principal. . . . 228

[. . .]

Disposiciones adicionales . . . 230
Disposición adicional tercera. . . . 230

[. . .]

Disposiciones transitorias . . . 231
Disposición transitoria quinta. Participaciones empresariales. . . . 231

[. . .]

§ 13. Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo. [Inclusión parcial] . . . 232

[. . .]

CAPÍTULO V. Medidas relativas a los sectores energéticos . . . 232
Artículo 19. Empresas de servicios energéticos. . . . 232
Artículo 20. Especialidades en la contratación de empresas de servicios energéticos en el sector público. . . . 233

[. . .]

§ 14. Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos . . . 234

Preámbulo . . . 234
Artículos . . . 236
Artículo 1. Objeto. . . . 236
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 236
Artículo 3. Supresión de los incentivos económicos para las nuevas instalaciones. . . . 236
Artículo 4. Suspensión del procedimiento de preasignación de retribución. . . . 237
Disposiciones adicionales . . . 237
Disposición adicional única. Devolución de los avales depositados para las instalaciones de régimen especial que hubieran sido inscritas en el Registro de preasignación de retribución y no fueran a ejecutarse. . . . 237
Disposiciones transitorias . . . 237
Disposición transitoria única. Instalaciones que hubieran obtenido autorización administrativa para una modificación sustancial con fecha anterior a la entrada en vigor del presente real decreto-ley. . . . 237
Disposiciones derogatorias . . . 238
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 238
Disposiciones finales . . . 238
Disposición final primera. Título competencial. . . . 238
Disposición final segunda. Habilitación normativa y desarrollo reglamentario. . . . 238
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 238

§ 15. Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad. [Inclusión parcial] . . . 239

[. . .]

TÍTULO VII. Medidas para la supresión de desajustes entre los costes e ingresos en el sector eléctrico . . . 239
Artículo 37. Establecimiento de medidas en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. . . . 239
Artículo 38. Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. . . . 240
Artículo 39. Modificación de la retribución de la actividad de transporte. . . . 240
Artículo 40. Modificación del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica. . . . 240
Artículo 41. Modificación del Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico. . . . 240
Artículo 42. Tipo de interés definitivo a aplicar a efectos de cálculo del precio de cesión al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico. . . . 241

[. . .]

Disposiciones adicionales . . . 241
Disposición adicional duodécima. Fines y funciones del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. 241
Disposición adicional decimotercera. Régimen de contratación del IDAE. . . . 241
Disposición adicional decimocuarta. Progresividad en los peajes de acceso a las redes. . . . 241

[. . .]

§ 16. Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. . . . 242

Preámbulo . . . 242
Artículos . . . 254
Artículo 1. Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. . . . 254
Artículo 2. Modificación de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013. . . . 256
Artículo 3. Retribución de la actividad distribución y de transporte de energía eléctrica desde el 1 de enero de 2013 hasta la entrada en vigor del presente real decreto-ley. . . . 256
Artículo 4. Método de retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. . . . 256
Artículo 5. Método de retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica. . . . 257
Artículo 6. Tasa de retribución durante la vigencia de los métodos retributivos de las actividades de red previstos en este real decreto-ley. . . . 258
Artículo 7. Incentivo a la inversión. . . . 258
Artículo 8. Reparto del coste del bono social. . . . 259
Artículo 9. Revisión de precios de los peajes de acceso de energía eléctrica. . . . 259
Disposición adicional primera. Rentabilidad razonable de las instalaciones de producción con derecho a régimen económico primado. . . . 259
Disposición adicional segunda. Carácter urgente de los informes. . . . 259
Disposición adicional tercera. Competencia para conocer de la toma de participaciones en el sector energético. . . . 260
Disposición adicional cuarta. Financiación del extracoste de generación en los territorios insulares y extrapeninsulares. . . . 260
Disposición adicional quinta. Referencias a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. . . . 260
Disposición transitoria primera. Caracterización y reparto del coste del bono social. . . . 260
Disposición transitoria segunda. Liquidación a cuenta de retribución durante el segundo periodo retributivo de 2013 para las actividades de transporte y distribución. . . . 261
Disposición transitoria tercera. Aplicación transitoria del artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología. . . . 261
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 262
Disposición final primera. Título competencial. . . . 262
Disposición final segunda. Nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen económico primado. . . . 262
Disposición final tercera. Modificación del Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008. . . . 262
Disposición final cuarta. Revisión de precios de los peajes de acceso de energía eléctrica. . . . 263
Disposición final quinta. Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales. 264
Disposición final sexta. Modificación de la Ley 3/2013, de 3 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. . . . 265
Disposición final séptima. No incremento de gasto. . . . 265
Disposición final octava. Modificación de disposiciones reglamentarias. . . . 265
Disposición final novena. Habilitación normativa y desarrollo reglamentario. . . . 265
Disposición final décima. Entrada en vigor. . . . 265
ANEXO I. Metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución durante el segundo periodo del año 2013 . . . 265
ANEXO II. Metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución a partir de 2014 . . . 267
ANEXO III. Metodología de cálculo de la retribución de la actividad de transporte durante el segundo periodo del año 2013 . . . 269
ANEXO IV. Metodología de cálculo de la retribución de la actividad de transporte a partir de 2014 . . . 274

§ 17. Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social. [Inclusión parcial] 277

[. . .]

CAPÍTULO III. Medidas en el sector eléctrico y de hidrocarburos 277
Artículo 8. Inaplicación del régimen económico primado para las instalaciones de generación de régimen especial no finalizadas con anterioridad al plazo límite o con equipos no previstos en el proyecto de ejecución. 277

[. . .]

§ 18. Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. [Inclusión parcial] 279

CAPÍTULO I. Ajustes en determinados costes del sector eléctrico 279
Artículo 1. Actualizaciones de retribuciones de actividades del sistema eléctrico vinculadas al Índice de Precios de Consumo (IPC). 279

[. . .]

Disposiciones adicionales 279
Disposición adicional única. Instalaciones de régimen especial acogidas a la opción de venta a mercado. 279

[. . .]

§ 19. Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014 281

Preámbulo 281
Artículos 286
Artículo 1. Determinación del coste de producción de energía eléctrica a considerar en el precio voluntario para el pequeño consumidor. 286
Artículo 2. Mecanismo de cobertura de los comercializadores de referencia. 286
Disposiciones derogatorias 287
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. 287
Disposiciones finales 287
Disposición final primera. Título competencial. 287
Disposición final segunda. Habilitación normativa y desarrollo reglamentario. 287
Disposición final tercera. Modificación de la Ley 22/2013, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2014. 287
Disposición final cuarta. Entrada en vigor. 288

§ 20. Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico. [Inclusión parcial]. 289

[. . .]

CAPÍTULO II. Medidas relacionadas con el sector energético 289
Artículo 5. Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad. 289
Artículo 6. Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. 290

[. . .]

Disposiciones transitorias 290
Disposición transitoria única. Precio unitario transitorio para la financiación de los pagos por capacidad. 290

[. . .]

§ 21. Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre, por el que se regula el mecanismo de financiación del coste del bono social y otras medidas de protección al consumidor vulnerable de energía eléctrica 291

Preámbulo 291
Artículos 295
Artículo 1. Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. 295
Artículo 2. Medidas de protección a los consumidores vulnerables. 298
Disposiciones transitorias 298
Disposición transitoria única. Mecanismo para la financiación transitoria del coste del bono social previsto en el artículo 45 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.. 298
Disposiciones derogatorias 299
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. 299
Disposiciones finales 299
Disposición final primera. Título competencial. 299
Disposición final segunda. Desarrollo reglamentario. 299
Disposición final tercera. Entrada en vigor. 299
ANEXO. Porcentajes de reparto del bono social 299

§ 22. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores 304

Preámbulo 304
TÍTULO I. Medidas de protección de los consumidores. 311
CAPÍTULO I. Pobreza energética y consumidores vulnerables 311
Artículo 1. Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética. 311
Artículo 2. Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. 312
Artículo 3. Modificación del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.. 314
Artículo 4. Modificación de la Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.. 320
Artículo 5. Bono Social Térmico.. 321
Artículo 6. Compatibilidad con otras modalidades de ayuda. 321
Artículo 7. Financiación del Bono Social Térmico.. 321
Artículo 8. Beneficiarios.. 321
Artículo 9. Criterios de distribución de la ayuda del Bono Social Térmico entre los beneficiarios. 321
Artículo 10. Procedimiento para la determinación y pago del importe de la ayuda. 322
Artículo 11. Obligaciones de los Comercializadores de Referencia.. 322
CAPÍTULO II. Otras medidas de protección de los consumidores de electricidad. 323
Artículo 12. Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.. 323
Artículo 13. Modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. 323
Artículo 14. Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.. 324
Artículo 15. Modificación del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.. 324
Artículo 16. Modificación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. 325
Artículo 17. Modificación del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.. 327
TÍTULO II. Autoconsumo de electricidad 327
Artículo 18. Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. 327
TÍTULO III. Medidas para la transición energética 329
CAPÍTULO I. Integración de renovables 329
Artículo 19. Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.. 329
Artículo 20. Modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. 330
CAPÍTULO II. Movilidad sostenible. 330
Artículo 21. Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.. 330
Disposiciones adicionales 331
Disposición adicional primera. Destino del superávit del Sector Eléctrico. 331

Disposición adicional segunda. Aplicación del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. . . . 332
Disposición adicional tercera. Medidas destinadas a asegurar la finalización de los proyectos de producción con derecho de acceso a la red. . . . 332
Disposición adicional cuarta. Instalaciones planificadas e incluidas en los planes de inversión. . . . 333
Disposición adicional quinta. Modelo de carta a remitir por las comercializadoras de referencia a los beneficiarios del bono social al amparo de la normativa anterior. . . . 333
Disposición adicional sexta. Determinación de la base imponible y del importe de los pagos fraccionados del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica durante el ejercicio 2018. . . . 333
Disposición adicional séptima. Determinación de la base imponible y del importe de los pagos fraccionados del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica durante el ejercicio 2019. . . . 334
Disposición adicional octava. Revisión de los parámetros retributivos aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos como consecuencia de la modificación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética y de la modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales. . . . 334
Disposición adicional novena. Gestión y pago de las ayudas en concepto de Bono Social Térmico con cargo a los Presupuestos Generales del Estado para el año 2019. . . . 334
Disposiciones transitorias . . . 335
Disposición transitoria primera. Solicitudes de bono social completadas con posterioridad al 8 de octubre de 2018 y antes del 31 de diciembre de 2018. . . . 335
Disposición transitoria segunda. Puesta en marcha del Registro Administrativo de Autoconsumo. . . . 335
Disposición transitoria tercera. Aplicación transitoria a las instalaciones que dispongan de los permisos de acceso y conexión antes de la entrada en vigor del presente real decreto-ley. . . . 336
Disposiciones derogatorias . . . 336
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 336
Disposiciones finales . . . 336
Disposición final primera. Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales. . . . 336
Disposición final segunda. Modificación de la Disposición adicional centésima trigésima de la Ley 6/2018, de 3 de julio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018. . . . 337
Disposición final tercera. Título competencial. . . . 338
Disposición final cuarta. Habilitación para el desarrollo reglamentario. . . . 338
Disposición final quinta. Modificación de disposiciones reglamentarias. . . . 338
Disposición final sexta. Entrada en vigor. . . . 338
ANEXO I. Metodología para el cálculo de la cuantía de la ayuda del Bono Social Térmico . . . 338
ANEXO II. Modelo de comunicación a remitir por las comercializadoras de referencia a los consumidores que percibían el bono social al amparo de la normativa anterior y no hayan solicitado el bono social al amparo del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica . . . 339

§ 23. Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España. [Inclusión parcial] . . . 341

TÍTULO I. Medidas en materia de industria . . . 341

[. . .]

CAPÍTULO II. Medidas de apoyo para la transición justa de la industria electrointensiva . . . 341
Artículo 3. Redes de distribución de energía eléctrica cerrada. . . . 341
Artículo 4. Estatuto de Consumidores Electrointensivos. . . . 342
Artículo 5. Obligaciones de los beneficiarios de ayudas a la industria electrointensiva. . . . 342

[. . .]

Disposiciones transitorias . . . 343
Disposición transitoria primera. Expedientes en curso de ayudas. . . . 343

[. . .]

Disposición transitoria tercera. Instalaciones de cogeneración que utilicen combustibles renovables o gas natural que han agotado su vida útil regulatoria. . . . 343

[. . .]

§ 24. Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural. [Inclusión parcial] 344

TÍTULO I. Orientaciones de política energética y mecanismos de cooperación 344
Artículo 1. Orientaciones de política energética. 344
Artículo 2. Comisión de Cooperación entre el Ministerio para la Transición Ecológica y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.. 345
TÍTULO II. Funciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 346
Artículo 3. Modificación de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. 346

[. . .]

Disposiciones transitorias 348
Disposición transitoria primera. Coordinación de los planes de regulación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con las orientaciones de política energética. 348
Disposición transitoria segunda. Régimen transitorio en la asunción de funciones por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.. 349
Disposición transitoria tercera. Procedimientos iniciados con anterioridad a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley. 349
Disposición transitoria cuarta. Funciones y competencias cuyo ejercicio se mantiene transitoriamente en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.. 349
Disposiciones derogatorias 350
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. 350
Disposiciones finales 350
Disposición final primera. Cláusula de salvaguardia para modificaciones de norma de inferior rango. . . . 350
Disposición final segunda. Títulos competenciales. 350
Disposición final tercera. Aprobación de las metodologías de peajes y cargos. 350
Disposición final cuarta. Desarrollo reglamentario. 350
Disposición final quinta. Entrada en vigor. 350

§ 25. Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación . . . 351

Preámbulo 351
Artículos 355
Artículo único. Valor de la rentabilidad razonable de aplicación al régimen retributivo específico y tasa de retribución financiera para la actividad de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional. 355
Disposiciones adicionales 355
Disposición adicional única. Plazo para la aprobación de la orden por la que se revisan los parámetros retributivos de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico de aplicación al segundo periodo regulatorio. 355
Disposiciones finales 356
Disposición final primera. Modificación del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio. 356
Disposición final segunda. Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. . . . 356
Disposición final tercera. Títulos competenciales.. 358
Disposición final cuarta. Entrada en vigor. 358

§ 26. Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. [Inclusión parcial] 359

TÍTULO I. Medidas para el desarrollo ordenado y el impulso de las energías renovables 359
Artículo 1. Criterios para ordenar el acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución de electricidad.. 359
Artículo 2. Desarrollo ordenado de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.. 360

Artículo 3. Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. . . . 361
TÍTULO II. Medidas para el impulso de nuevos modelos de negocio . . . 365
Artículo 4. Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. . . . 365
TÍTULO III. Medidas para el fomento de la eficiencia energética . . . 369
Artículo 5. Modificación de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. . . . 369

[. . .]

Disposiciones adicionales . . . 373
Disposición adicional primera. Capacidad de acceso de los nudos de transición justa. . . . 373
Disposición adicional segunda. Límites de inversión en las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. . . . 373
Disposición adicional tercera. Destino del superávit del Sector Eléctrico. . . . 374
Disposición adicional cuarta. Medidas de acompañamiento a las instalaciones acogidas al régimen retributivo específico cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible. . . . 374

[. . .]

Disposiciones transitorias . . . 375
Disposición transitoria primera. Nuevas solicitudes de permisos de acceso. . . . 375
Disposición transitoria segunda. Obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2020. . . . 375

[. . .]

Disposiciones finales . . . 375
Disposición final primera. Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. . . . 375
Disposición final segunda. Modificación de la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social. . . . 376

[. . .]

Disposición final novena. Entrada en vigor. . . . 376
ANEXO. Listado de nudos de transición justa. . . . 376

§ 27. Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad. [Inclusión parcial] . . . 378

Preámbulo . . . 378
TÍTULO I. Medidas de protección de los consumidores y en materia de fiscalidad energética . . . 392
Artículo 1. Creación de un suministro mínimo vital. . . . 392
Artículo 2. Determinación de la base imponible y del importe de los pagos fraccionados del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica durante el ejercicio 2021. . . . 392
TÍTULO II. Fomento de la contratación a plazo mediante mecanismos de mercado para la asignación de energía inframarginal gestionable y no emisora . . . 393
Artículo 3. Fomento de la contratación a plazo mediante mecanismos de mercado para la asignación de energía inframarginal gestionable y no emisora. . . . 393
TÍTULO III. Mecanismo de minoración del exceso de retribución del mercado eléctrico causado por el elevado precio de cotización del gas natural en los mercados internacionales . . . 395
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 395
Artículo 4. Minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica. . . . 395
Artículo 5. Ámbito de aplicación subjetivo. . . . 395
Artículo 6. Ámbito de aplicación objetivo. . . . 395
CAPÍTULO II. Cálculo de la minoración y pago . . . 395
Artículo 7. Cálculo de la cuantía de la minoración. . . . 395
Artículo 8. Procedimiento para el cálculo, notificación y pago de las minoraciones. . . . 397
Artículo 9. Naturaleza y destino de los ingresos. . . . 397
TÍTULO IV. Criterios de utilización racional de los recursos hídricos. . . . 397
Artículo 10. Modificación del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio. . . . 397
Disposiciones adicionales . . . 398
Disposición adicional primera. Obligaciones de información relativas al mecanismo de minoración del exceso de retribución. . . . 398
Disposición adicional segunda. Primera subasta de energía inframarginal gestionable y no emisora. . . . 398
Disposición adicional tercera. Actualización de los cargos del sistema eléctrico. . . . 398

Disposición adicional cuarta. Revisión de los parámetros retributivos aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. 400
Disposición adicional quinta. Minoración de la energía sometida al mecanismo de fomento de la contratación a plazo.. 400
Disposición adicional sexta. Tipo impositivo del Impuesto Especial sobre la Electricidad.. 401

[. . .]

Disposición adicional octava. Aplicación del mecanismo de minoración a la energía sujeta a instrumentos de contratación a plazo. 401
Disposiciones transitorias 404
Disposición transitoria primera. Liquidación correspondiente al primer mes de aplicación del mecanismo de minoración. 404
Disposición transitoria segunda. Determinación de la base imponible y del importe de los pagos fraccionados del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica. 404
Disposición transitoria tercera. Aplicación del artículo 55 del texto refundido de la Ley de Aguas en el año hidrológico 2021-2022.. 404
Disposiciones finales 404
Disposición final primera. Modificación de la Ley 11/2020, de 30 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2021. 404
Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica. 405
Disposición final tercera. Modificación del Real Decreto-ley 5/2021, de 12 de marzo, de medidas extraordinarias de apoyo a la solvencia empresarial en respuesta a la pandemia de COVID-19. 406
Disposición final cuarta. Títulos competenciales. 406
Disposición final quinta. Desarrollo reglamentario y habilitación normativa. 406
Disposición final sexta. Modificación de disposiciones reglamentarias. 406
Disposición final séptima. Entrada en vigor. 407
ANEXO I. Modificaciones de los anexos II, III y IV y adición de un anexo VII del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica 407
ANEXO II. Declaración responsable sobre la energía mensual cubierta por instrumentos de contratación a plazo . 409

§ 28. Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables. [Inclusión parcial] 411

TÍTULO I. Fomento de la movilidad eléctrica mediante el despliegue de la infraestructura de recarga 411
Artículo 1. Instalación de puntos de recarga en zonas de protección de las carreteras. 411
Artículo 2. Puntos de recarga en concesiones en redes estatales de carreteras. 412

[. . .]

Artículo 4. Dotaciones mínimas de recarga de vehículos eléctricos en aparcamientos adscritos a edificios de uso distintos al residencial o estacionamientos existentes no adscritos a edificios. 412
TÍTULO II. Impulso al autoconsumo 413

[. . .]

Disposiciones adicionales 413
Disposición adicional primera. Prórroga de medidas tributarias.. 413
Disposición adicional segunda. Determinación de la base imponible y del importe de los pagos fraccionados del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica durante el ejercicio 2022. 413
Disposición adicional tercera. Revisión de los parámetros retributivos aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. 413
Disposición adicional cuarta. Descuentos del bono social de electricidad hasta el 30 de abril de 2022. 414

[. . .]

Disposición adicional sexta. Operaciones no presupuestarias para el pago de las ayudas directas a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la realización de inversiones de digitalización de redes de distribución de energía eléctrica y en infraestructuras para la recarga del vehículo eléctrico con cargo a los fondos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. 414

[. . .]

Disposiciones transitorias 414
Disposición transitoria primera. Renuncia voluntaria a los permisos de acceso y conexión. 414
Disposición transitoria segunda. Procedimientos de instalación de puntos de recarga en tramitación.. 414

[. . .]

Disposiciones finales . . . 415
Disposición final decimotercera. Entrada en vigor. . . . 415

§ 29. Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica, y para la recuperación económica y social de la isla de La Palma. [Inclusión parcial]. . . . 416

[. . .]

CAPÍTULO III. Otras medidas para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica . . . 416
Sección 1.ª Medidas en el ámbito energético . . . 416

[. . .]

Artículo 18. Tipo impositivo aplicable del Impuesto sobre el Valor Añadido a determinadas entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de energía eléctrica. . . . 416

[. . .]

§ 30. Real Decreto 568/2022, de 11 de julio, por el que se establece el marco general del banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el sector eléctrico 418

Preámbulo . . . 418
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 423
Artículo 1. Objeto. . . . 423
Artículo 2. Definiciones. . . . 423
Artículo 3. Ámbito de aplicación. . . . 424
CAPÍTULO II. Régimen de acceso y participación de proyectos piloto en el banco de pruebas regulatorio . . . 424
Artículo 4. Régimen jurídico de aplicación. . . . 424
Artículo 5. Promotores. . . . 425
Artículo 6. Condiciones de elegibilidad para el acceso al banco de pruebas regulatorio. . . . 426
Artículo 7. Convocatorias para el acceso al banco de pruebas regulatorio. . . . 426
Artículo 8. Solicitud de acceso al banco de pruebas regulatorio. . . . 426
Artículo 9. Evaluación previa de las solicitudes. . . . 427
Artículo 10. Protocolo de pruebas. . . . 428
Artículo 11. Acuerdo de adscripción. . . . 429
Artículo 12. Inicio de las pruebas. . . . 430
CAPÍTULO III. Régimen de funcionamiento del banco de pruebas regulatorio . . . 430
Artículo 13. Seguimiento de la participación de los proyectos piloto en el banco de pruebas regulatorio. . . . 430
Artículo 14. Finalización anticipada de la participación del proyecto piloto dentro del banco de pruebas regulatorio. . . . 431
Artículo 15. Cese definitivo de las pruebas. . . . 431
Artículo 16. Derecho de desistimiento de los participantes. . . . 432
Artículo 17. Responsabilidad. . . . 432
Artículo 18. Sistema de garantías. . . . 433
Artículo 19. Evaluación de resultados. . . . 433
CAPÍTULO IV. Otras disposiciones . . . 434
Artículo 20. Solicitud de colaboración a otros agentes. . . . 434
Artículo 21. Confidencialidad. . . . 434
Artículo 22. Comisión de coordinación. . . . 434
Artículo 23. Aprendizaje regulatorio. . . . 435
Artículo 24. Informe anual sobre innovación regulatoria en el ámbito del sector eléctrico. . . . 435
Disposiciones adicionales . . . 435
Disposición adicional primera. No incremento del gasto público. . . . 435
Disposición adicional segunda. Facultades de ejecución. . . . 436
Disposiciones finales . . . 436
Disposición final primera. Título competencial. . . . 436
Disposición final segunda. Habilitación normativa. . . . 436
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 436

§ 31. Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, por el que se establece un sistema de Certificados de Ahorro Energético 437

Preámbulo 437
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 444
Artículo 1. Objeto y finalidad. 444
Artículo 2. Definiciones. 444
Artículo 3. Ámbito de aplicación. 446
CAPÍTULO II. Sistema de Certificados de Ahorro Energético 446
Artículo 4. Creación de un Sistema de Certificados de Ahorro Energético. 446
Artículo 5. Cálculo de las obligaciones y de las necesidades de ahorro energético. 446
Artículo 6. Cumplimiento de las obligaciones de ahorro energético. 447
Artículo 7. Acreditación de las necesidades de ahorro energético adjudicadas mediante un mecanismo de subasta. 447
Artículo 8. Certificados de ahorro energético. 447
CAPÍTULO III. Sujetos delegados 448
Artículo 9. Sujeto delegado. 448
Artículo 10. Contrato de delegación. 449
CAPÍTULO IV. Gestión del Sistema de Certificados de Ahorro Energético 449
Artículo 11. Registro Nacional de Certificados de Ahorro Energético. 449
Artículo 12. Verificación de los ahorros de energía. 450
Artículo 13. Emisión de los Certificados de Ahorro Energético e inscripción en el Registro Nacional. 450
Artículo 14. Liquidación de Certificados de Ahorro Energético. 451
Artículo 15. Transmisión de Certificados de Ahorro Energético. 451
Artículo 16. Coordinador Nacional del Sistema de Certificados de Ahorro Energético. 452
Artículo 17. Gestor Autonómico del Sistema de Certificados de Ahorro Energético. 452
Artículo 18. Catálogo de medidas estandarizadas de eficiencia energética. 453
Artículo 19. Subastas de necesidades de ahorro energético. 453
Artículo 20. Plataforma electrónica. 454
Artículo 21. Comisión de Coordinación del Sistema de Certificados de Ahorro Energético. 454
Artículo 22. Inspección y control. 456
Artículo 23. Procedimiento sancionador. 456
Disposiciones adicionales 456
Disposición adicional primera. Sistema de inspección y control. 456
Disposición adicional segunda. Tratamiento de la información. 456
Disposición adicional tercera. Financiación de los programas MOVES II y PREE con cargo al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (MRR). 457
Disposición adicional cuarta. No incremento del gasto público. 457
Disposiciones transitorias 458
Disposición transitoria única. Liquidación de Certificados de Ahorro Energético durante los tres primeros años de vida del Sistema. 458
Disposiciones finales 458
Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 266/2021, de 13 de abril, por el que se aprueba la concesión directa de ayudas a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla para la ejecución de incentivos ligados a la movilidad eléctrica (MOVES III) en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia Europeo. 458
Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. 458
Disposición final tercera. Títulos competenciales.. 458
Disposición final cuarta. Entrada en vigor. 459

§ 32. Orden TED/815/2023, de 18 de julio, por la que se desarrolla parcialmente el Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, por el que se establece un Sistema de Certificados de Ahorro Energético 460

Preámbulo 460
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 463
Artículo 1. Objeto y finalidad. 463
Artículo 2. Ámbito de aplicación. 463
CAPÍTULO II. Sujetos delegados y contrato de delegación 463
Artículo 3. Sujeto delegado. 463

Artículo 4. Acreditación como sujeto delegado. . . . 464
Artículo 5. Capacidad legal del sujeto delegado. . . . 464
Artículo 6. Capacidad técnica del sujeto delegado. . . . 464
Artículo 7. Capacidad económico-financiera del sujeto delegado. . . . 465
Artículo 8. Justificación del cumplimiento de los requisitos para la acreditación como sujeto delegado. . . . 466
Artículo 9. Resolución de la acreditación como sujeto delegado. . . . 468
Artículo 10. Contrato de delegación. . . . 469
CAPÍTULO III. Procedimiento de emisión de Certificados de Ahorro Energético . . . 470
Artículo 11. Convenio CAE. . . . 470
Artículo 12. Verificadores de ahorro energético. . . . 470
Artículo 13. Verificación de los ahorros anuales de energía. . . . 471
Artículo 14. Solicitud de emisión de Certificados de Ahorro Energético. . . . 472
Artículo 15. Validación del expediente y emisión de Certificados de Ahorro Energético. . . . 474
Artículo 16. Identificación y contenido de los Certificados de Ahorro Energético. . . . 475
Artículo 17. Validez de los Certificados de Ahorro Energético. . . . 475
CAPÍTULO IV. Registro Nacional de Certificados de Ahorro Energético y listados de agentes del Sistema de Certificados de Ahorro Energético . . . 475
Artículo 18. Gestión del Registro Nacional de Certificados de Ahorro Energético. . . . 475
Artículo 19. Organización del Registro Nacional de Certificados de Ahorro Energético. . . . 475
Artículo 20. Inscripción de un Certificado de Ahorro Energético en el Registro Nacional. . . . 476
Artículo 21. Cancelación de la Inscripción de un Certificado de Ahorro Energético en el Registro Nacional. . . . 477
Artículo 22. Listados de agentes del Sistema de Certificados de Ahorro Energético. . . . 477
CAPÍTULO V. Actuaciones singulares de ahorro energético. . . . 478
Artículo 23. Justificación de la realización de actuaciones singulares. . . . 478
Artículo 24. Consulta voluntaria previa a la realización de actuaciones singulares. . . . 478
Artículo 25. Documentación necesaria para la solicitud de emisión de Certificados de Ahorro Energético en actuaciones singulares. . . . 478
Artículo 26. Cálculo del ahorro de energía final resultante de actuaciones singulares. . . . 479
Disposiciones adicionales . . . 479
Disposición adicional primera. Designación del Gestor Autonómico. . . . 479
Disposición adicional segunda. Trámites en el ámbito del Sistema de CAE. . . . 479
Disposiciones transitorias . . . 480
Disposición transitoria primera. Trámites hasta la puesta en funcionamiento de la plataforma electrónica. . . . 480
Disposición transitoria segunda. Acreditación como verificador de ahorro energético. . . . 480
Disposiciones finales . . . 480
Disposición final primera. Título competencial. . . . 480
Disposición final segunda. Entrada en vigor. . . . 481

§ 33. Real Decreto 91/2025, de 11 de febrero, por el que se establece el mecanismo de gobernanza en materia de energía, cambio climático y calidad del aire. [Inclusión parcial] . . . 482

Artículos . . . 482
Artículo 1. Objeto y finalidad. . . . 482
Artículo 2. Definiciones. . . . 482
Artículo 3. Ámbito de aplicación. . . . 483
Artículo 4. Elaboración y aprobación del Inventario Nacional y las proyecciones de emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos. . . . 483
Artículo 5. Identificación, seguimiento y notificación de las políticas y medidas en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos y de fomento de los sumideros de carbono y elaboración de los Informes de situación nacionales integrados de energía y clima. 485

[. . .]

ANEXO IV. Cuadro resumen del reparto de obligaciones de información en el marco del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima. . . . 486

[. . .]

II. ASPECTOS GENERALES DE LAS ACTIVIDADES, PAGOS POR CAPACIDAD Y PEAJES DE ACCESO

§ 34. Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. 488

Preámbulo 488
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 489
Artículo 1. Objeto. 489
Artículo 2. Ámbito de aplicación. 489
Artículo 3. La función de liquidación de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. 489
Artículo 4. Ingresos y costes liquidables. 489
CAPÍTULO II. Los costes definidos como cuotas con destinos específicos. 490
Artículo 5. Los costes definidos como cuotas con destinos específicos. 490
Artículo 6. Recaudación e ingreso de las cuotas con destinos específicos. 491
Artículo 7. Abono a los beneficiarios de las cuotas con destinos específicos. 491
CAPÍTULO III. El procedimiento de liquidación 492
Artículo 8. Procedimiento de liquidación. 492
CAPÍTULO IV. Los costes de transición a la competencia 492
Artículo 9. La retribución fija de los costes de transición a la competencia. 492
Artículo 10. Importe máximo anual de la retribución fija. 492
Artículo 11. Duración del período transitorio. 492
Artículo 12. Importe base global máximo a 31 de diciembre de 1997. 493
Artículo 13. Componentes del importe base global. 493
Artículo 14. El importe base global máximo a 31 de diciembre de cada año. 493
Artículo 15. Criterios de reparto de la asignación por consumo de carbón autóctono. 494
Artículo 16. Criterio de reparto de la asignación general. 494
Artículo 17. Criterio de reparto de la asignación específica. 494
Artículo 18. Los planes de financiación extraordinarios con cargo a la asignación específica. 494
Artículo 19. Contabilización de la retribución fija de los costes de transición a la competencia. 495
CAPÍTULO V. Otras disposiciones 495
Artículo 20. Actuaciones de inspección y comprobación. 495
Artículo 21. Recursos. 496
Disposicion adicional única. Empresas distribuidoras. 496
Disposiciones transitorias 498
Disposición transitoria primera. Suministros anteriores al 1 de enero de 1998. 498
Disposición transitoria segunda. Costes de transporte y distribución. 498
Disposición transitoria tercera. Puntos de medida. 498
Disposición transitoria cuarta. Retribuciones de transporte y distribución. 498
Disposición transitoria quinta. Contratos internacionales de REE. 498
Disposición transitoria sexta. Cuotas con destinos específicos de determinados distribuidores. 498
Disposiciones finales 499
Disposición final primera. Normas de desarrollo. 499
Disposición final segunda. Entrada en vigor. 499
ANEXO I 499
ANEXO II. Prima al consumo de carbón autóctono, año 1998 504
ANEXO III 504

§ 35. Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. [Inclusión parcial]. 505

Preámbulo 505
Artículos 506
Artículo 1. Ámbito de aplicación. 506
Artículo 2. Costes que incluirán las tarifas de acceso. 507
Artículo 3. Estructura general de las tarifas de acceso. 507
Artículo 4. Condiciones generales de los contratos de tarifa de acceso. 508
Artículo 5. Condiciones generales de aplicación de las tarifas. 509
Artículo 6. Contratos eventuales, de temporada, de interconexiones internacionales, para suministro de energía adicional y para suministros a instalaciones acogidas al régimen especial: condiciones particulares. 511

Artículo 7. Definición de las tarifas de acceso.. . . . 512
Artículo 8. Períodos tarifarios. . . . 513
Artículo 9. Determinación de los componentes de la facturación de las tarifas de acceso. . . . 515
Artículo 10. Aplicación de la tarifa de acceso 6.5 a determinados consumidores cualificados.. . . . 518
Artículo 11. Precios de las diferentes tarifas.. . . . 519

[. . .]

Disposiciones adicionales . . . 519
Disposición adicional segunda. Utilización de la red de transporte por importaciones y exportaciones a países terceros.. . . . 519
Disposiciones transitorias . . . 519
Disposición transitoria primera. Régimen transitorio de los contratos vigentes. . . . 519
Disposición transitoria segunda. Paso del contrato de tarifa al contrato de acceso. . . . 520
Disposición transitoria tercera. Consumos propios.. . . . 520
Disposición transitoria cuarta. Tránsitos de energía en la Unión Europea. . . . 520
Disposiciones derogatorias . . . 521
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. . . . 521
Disposiciones finales . . . 521
Disposición final primera. Facultad de desarrollo.. . . . 521
Disposición final segunda. Entrada en vigor. . . . 521

§ 36. Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica . . . 522

Preámbulo . . . 522
Artículos . . . 523
Artículo 1. Objeto. . . . 523
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 523
Artículo 3. Condiciones generales de aplicación del peaje de acceso de la actividad de generación. . . . 523
Artículo 4. Condiciones generales para la lectura, facturación y cobro de los peajes de acceso a aplicar a la actividad de generación. . . . 524
Artículo 5. Impago de los peajes de acceso a aplicar a la actividad de generación. . . . 525
Disposiciones adicionales . . . 526
Disposición adicional primera. Pago del peaje de acceso devengados desde el día desde el 1 de enero de 2011. . . . 526
Disposición adicional segunda. Peajes de acceso para instalaciones de bombeo. . . . 527
Disposición adicional tercera. Peajes de acceso para las instalaciones de generación de régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. . . . 527
Disposición adicional cuarta. Mandato a la Comisión Nacional de Energía. . . . 527
Disposiciones transitorias . . . 527
Disposición transitoria única. Peajes de acceso a aplicar a la actividad de generación. . . . 527
Disposiciones derogatorias . . . 527
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. . . . 527
Disposiciones finales . . . 527
Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. . . . 527
Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. . . . 528
Disposición final tercera. Modificación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. . . . 528
Disposición final cuarta. Modificación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.. . . . 529
Disposición final quinta. Título competencial. . . . 529
Disposición final sexta. Desarrollo normativo. . . . 529
Disposición final séptima. Entrada en vigor. . . . 529

§ 37. Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico. [Inclusión parcial] . . . 530

Preámbulo . . . 530
Artículos . . . 533
Artículo 1. Objeto y ámbito de aplicación.. . . . 533

Artículo 2. Conceptos incluidos en la determinación de los cargos. . . . 534
Artículo 3. Definición de la estructura de cargos. . . . 534
Artículo 4. Definición de los periodos horarios. . . . 535
Artículo 5. Facturación de los cargos. . . . 535
Artículo 6. Cálculo de los precios de los términos de potencia y energía de los cargos. . . . 536
Artículo 7. Aprobación y publicación de los precios de los cargos. . . . 537
Disposiciones adicionales 537
Disposición adicional primera. Segmentos tarifarios aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público. . . . 537
Disposición adicional segunda. Periodo de revisión regulatoria de la metodología de asignación de los cargos del sistema eléctrico. . . . 538
Disposición adicional tercera. Contenido mínimo y modelo de la factura de electricidad. . . . 538
Disposición adicional cuarta. Consumos propios de las instalaciones de distribución y de transporte. . . . 538
Disposiciones finales 538
Disposición final primera. Exención de los cargos a las instalaciones de electrólisis para la producción de hidrógeno renovable. . . . 538
Disposición final segunda. Impacto gradual de la aplicación de la metodología. . . . 538

[. . .]

Disposición final quinta. Título competencial. . . . 539
Disposición final sexta. Actualización del precio unitario de los pagos por capacidad. . . . 539
Disposición final séptima. Habilitación normativa. . . . 539
Disposición final octava. Entrada en vigor. . . . 539
ANEXO. Tablas de coeficientes. . . . 539

§ 38. Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. [Inclusión parcial] 541

[. . .]

ANEXO III. Pagos por capacidad. . . . 541

§ 39. Orden ITC/1548/2009, de 4 de junio, por la que se establecen las obligaciones de presentación de información de carácter contable y económico-financiero para las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización 544

Preámbulo 544
Artículos 545
Artículo 1. Objeto. . . . 545
Artículo 2. Sujetos obligados. . . . 545
Artículo 3. Información contable a suministrar. . . . 546
Artículo 4. Informes y acceso a la información. . . . 547
Artículo 5. Confidencialidad. . . . 547
Disposiciones adicionales 547
Disposición adicional única. Coordinación en materia de información en los sectores de gas y electricidad. . . . 547
Disposiciones transitorias 547
Disposición transitoria única. Información contable correspondiente al año 2008. . . . 547
Disposiciones derogatorias 547
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 547
Disposiciones finales 548
Disposición final única. Entrada en vigor. . . . 548

§ 40. Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica. [Inclusión parcial] 549

Preámbulo 549

[. . .]

CAPÍTULO VI. Estructura y condiciones de aplicación de los peajes de los consumidores de baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kw 550

Artículo 17. Definición de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW. . . . 550
Artículo 18. Estructura general de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW. . . . 550
Artículo 19. Determinación de los componentes de la facturación de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW. . . . 551
Artículo 20. Precios de las de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW. . . . 551

[. . .]

§ 41. Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. [Inclusión parcial]. . . . 553

[. . .]

Disposiciones adicionales . . . 553
Disposición adicional segunda. Nuevo mecanismo de pagos por capacidad para las instalaciones de generación de energía eléctrica. . . . 553
Disposición adicional tercera. Potencia bruta y neta de las instalaciones de generación. . . . 553

[. . .]

§ 42. Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre, por la que se establece el calendario correspondiente a la temporada eléctrica y se modifican en consecuencia determinados aspectos relativos al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad . . . 555

Preámbulo . . . 555
Artículos . . . 556
Artículo 1. Temporada eléctrica y aplicación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. 556
Artículo 2. Modificación de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. . . . 556
Artículo 3. Modificación de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. . . . 558
Disposiciones adicionales . . . 559
Disposición adicional única. Contratos de interrumpibilidad durante los meses de noviembre y diciembre 2014. . . . 559
Disposiciones transitorias . . . 561
Disposición transitoria primera. Sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. . . . 561
Disposición transitoria segunda. Proceso de habilitación en la primera subasta para la temporada 2015. 561
Disposiciones derogatorias . . . 561
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 561
Disposiciones finales . . . 562
Disposición final primera. Modificación de la disposición adicional quinta de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014. . . . 562
Disposición final segunda. Entrada en vigor. . . . 562

§ 43. Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia . . . 563

Preámbulo . . . 563
Artículos . . . 564
Primero. Objeto. . . . 564
Segundo. Circular de metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema Gasista. . . . 564
Tercero. Circular de metodología de la retribución del Operador del Sistema Eléctrico. . . . 564
Cuarto. Circular de metodología de peajes de transporte y distribución de electricidad. . . . 564
Quinto. Circular de metodología de peajes de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural. . . . 565
Sexto. Circular de metodología de retribución del transporte de electricidad. . . . 565
Séptimo. Circular de metodología de retribución de la distribución de electricidad. . . . 566
Octavo. Circular de metodología de retribución del transporte y regasificación de gas natural. . . . 566

Noveno. Circular de metodología de retribución de la distribución de gas natural. . . . 566
Décimo. Circular de normas de balance de gas natural. . . . 567
Undécimo. Circular sobre normas de acceso y asignación de capacidad del sistema de gas natural. . . . 567
Duodécimo. Circular sobre funcionamiento del mercado mayorista de electricidad. . . . 568
Decimotercero. Circular sobre metodología de acceso y conexión a la red de electricidad. . . . 568
Decimocuarto. Remisión a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. . . . 568

§ 44. Circular 5/2009, de 16 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, sobre obtención de información de carácter contable y económico financiera de las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización 569

Preámbulo 569
Artículos 571
Primero. Sujetos a los que se solicita la información. . . . 571
Segundo. Plazos de remisión de la información, dirección y forma de envío. . . . 572
Tercero. Información que se solicita. . . . 572
Cuarto. Exenciones para las empresas que elaboren sus estados financieros bajo el Nuevo Plan General de Contabilidad de PYMES. . . . 576
Quinto. Requerimientos de información adicional. . . . 576
Sexto. Incumplimiento de la obligación de información. . . . 576
Séptimo. Inspecciones. . . . 577
Octavo. Confidencialidad.. . . . 577
Noveno. Disposición Transitoria primera. Información contable correspondiente al año 2008.. . . . 577
Décimo. Disposición Transitoria segunda. Información contable correspondiente a los trimestres 1.º, 2.º y 3.º de 2009. . . . 577
Undécimo. Disposición derogatoria única. . . . 577
Disposiciones finales 578
Disposición final. Entrada en vigor. . . . 578
Formularios eléctricos. . . . 578
ANEXO I 579
ANEXO II 581
ANEXO III 583
ANEXO IV 585
ANEXO V 586
ANEXO VI 587
ANEXO VII. . . . 588
ANEXO VIII 589
ANEXO IX 590
ANEXO X 591
ANEXO XI 592
ANEXO XII. . . . 593
ANEXO XIII 594
ANEXO XIV 595
Formularios gasistas 596
ANEXO I 596
ANEXO II 598
ANEXO III 600
ANEXO IV 602
ANEXO V 603
ANEXO VI 604
ANEXO VII. . . . 605
ANEXO VIII 606
ANEXO IX 607
ANEXO X 608
ANEXO XI 608
ANEXO XII. . . . 609
Formularios consolidados 609
ANEXO I 610
ANEXO II 612

§ 45. Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad 614

Preámbulo 614

Artículos . . . 616
Artículo 1. Objeto de la circular. . . . 616
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 616
Artículo 3. Definiciones. . . . 616
Artículo 4. Principios generales. . . . 617
Artículo 5. Costes considerados en la determinación de los peajes de transporte y distribución. . . . 617
Artículo 6. Definición de la estructura de peajes de transporte y distribución. . . . 618
Artículo 7. Periodos horarios de los peajes de transporte y distribución. . . . 619
Artículo 8. Metodología de asignación de la retribución del transporte y la distribución. . . . 622
Artículo 9. Aplicación de los peajes de transporte y distribución de electricidad. . . . 622
Artículo 10. Peajes de aplicación a contratos de duración inferior al año. . . . 626
Artículo 11. Coeficientes de pérdidas. . . . 626
Artículo 12. Obligaciones de información. . . . 626
Artículo 13. Publicación de los peajes de transporte y distribución según la metodología establecida e información que sirve para su cálculo. . . . 628
Artículo 14. Parámetros que se han de aplicar para determinar los peajes de transporte y distribución. . . . 628
Artículo 15. Tratamiento de desvíos positivos de ejercicios anteriores. . . . 628
Disposiciones adicionales . . . 629
Disposición adicional primera. Revisión de la metodología de asignación de peajes de transporte y distribución. 629
Disposición adicional segunda. Peajes de transporte y distribución aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos acceso público. . . . 629
Disposición adicional tercera. Procedimiento de aplicación de los peajes de acceso a los consumos propios de instalaciones de producción de electricidad. . . . 630
Disposiciones transitorias . . . 630
Disposición transitoria primera. Adaptación de los equipos, los sistemas de facturación y los contratos. . . . 630
Disposición transitoria segunda. Facturación por energía capacitiva en el periodo de valle. . . . 631
Disposición transitoria tercera. Impacto gradual de la aplicación de la metodología. . . . 631
Disposición transitoria cuarta. Precios de los términos de potencia y energía del peaje de aplicación a los puntos de suministro de acceso público dedicados a la recarga de vehículos eléctricos conectados en redes de tensión igual o superior a 30 kV e inferior a 72,5 kV. . . . 631
Disposición transitoria quinta. Peajes de aplicación para el suministro eléctrico a embarcaciones. . . . 632
Disposiciones derogatorias . . . 632
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 632
Disposiciones finales . . . 632
Disposición final única. Entrada en vigor. . . . 632
ANEXO I. Metodología de asignación de la retribución de la actividad de transporte y de distribución . . . 632
ANEXO II. Porcentajes mencionados en el artículo 14 y el anexo I aplicables durante el primer periodo regulatorio 642
ANEXO III. Modelo simplificado de red . . . 642

§ 46. Resolución de 16 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, por la que se establecen los criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción . 644

Preámbulo . . . 644
Artículos . . . 646
Primero. . . . 646
Segundo. . . . 646
Tercero. . . . 646
ANEXO. Criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción . . . 646

III. MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA PENINSULAR

§ 47. Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. . . . 649

Preámbulo . . . 649
CAPÍTULO I. Disposiciones generales y sujetos del mercado . . . 650
Artículo 1. Objeto. . . . 650
Artículo 2. Definición. . . . 650
Artículo 3. Sujetos que actúan en el mercado de producción. . . . 650
Artículo 4. Requisitos de los sujetos del mercado de producción. . . . 651

Artículo 5. Gestión económica y técnica del mercado de producción. . . . 651
CAPÍTULO II. Organización del mercado de producción de energía eléctrica . . . 652
Artículo 6. Mercado diario de producción.. . . . 652
Artículo 6 bis. Agentes del mercado diario de producción. . . . 652
Artículo 7. Requisitos de los agentes del mercado diario de producción. . . . 652
Artículo 8. Presentación de ofertas de venta de energía en el mercado diario de producción. . . . 653
Artículo 9. Presentación de ofertas de adquisición de energía en el mercado diario de producción. . . . 653
Artículo 10. Casación de ofertas en el mercado diario de producción. . . . 654
Artículo 11. Comunicación del resultado de la casación del mercado diario de producción. . . . 654
Artículo 11 bis. Elaboración del programa diario base de funcionamiento por el operador del sistema. . . . 654
Artículo 12. Restricciones por garantía de suministro y técnicas. . . . 654
Artículo 13. Servicios complementarios.. . . . 655
Artículo 14. Mercado de servicios complementarios. . . . 655
Artículo 15. Mercado intradiario. . . . 656
Artículo 16. . . . 656
Artículo 17. Programación horaria final. . . . 656
Artículo 18. Situaciones de emergencia. . . . 657
CAPÍTULO III. Sistemas de contratación bilateral. . . . 657
Artículo 19. Contratos bilaterales de energía eléctrica con entrega física. . . . 657
Artículo 20. Características de los contratos bilaterales con entrega física.. . . . 657
Artículo 21. Consumidores cualificados.. . . . 658
Artículo 21 bis. . . . 658
CAPÍTULO IV. Liquidación de las transacciones efectuadas en el mercado de producción de electricidad . . . 658
Artículo 22. Responsabilidad de la liquidación. . . . 658
Artículo 23. Precio de la energía eléctrica en el mercado diario e intradiario. . . . 659
Artículo 23 bis. Liquidación a realizar por el Operador del Sistema. . . . 659
Artículo 24. Coste de garantía de potencia. . . . 659
Artículo 25. Procedimiento y plazos de liquidación de las transacciones efectuadas en el mercado de producción de electricidad. . . . 659
Artículo 26. Incumplimientos. . . . 660
CAPÍTULO V. El operador del mercado . . . 660
Artículo 27. Funciones del operador del mercado. . . . 660
Artículo 28. Comité de agentes del mercado diario de producción. . . . 661
Artículo 29. Composición del Comité de agentes del mercado diario de producción.. . . . 661
CAPÍTULO VI. El operador del sistema . . . 662
Artículo 30. Funciones del operador del sistema. . . . 662
Artículo 31. Procedimientos de operación. . . . 663
Artículo 32. Red de transporte bajo la gestión técnica del operador del sistema. . . . 663
Artículo 33. Obligaciones de los propietarios de instalaciones eléctricas en el ámbito de la operación del sistema.. . . . 663
CAPÍTULO VII. Intercambios intracomunitarios e internacionales. . . . 664
Artículo 34. Intercambios de energía. . . . 664
Artículo 35. Régimen retributivo aplicable a los intercambios intracomunitarios e internacionales. . . . 664
Artículo 36. Intercambios de energía de apoyo y desvíos entre sistemas. . . . 665
Artículo 37. Capacidad de las interconexiones. . . . 665
Disposiciones adicionales . . . 665
Disposición adicional primera. Operador del mercado y operador del sistema. . . . 665
Disposición adicional segunda. Circulares de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.. . . . 665
Disposición adicional tercera. . . . 665
Disposición adicional cuarta.. . . . 666
Disposiciones transitorias . . . 666
Disposición transitoria primera. Registros administrativos. . . . 666
Disposición transitoria segunda. Comité de agentes del mercado. . . . 666
Disposición transitoria tercera. Ofertas de la adquisición.. . . . 666
Disposición transitoria cuarta. Mercado intradiario.. . . . 667
Disposición transitoria quinta. «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima».. . . . 667
Disposición transitoria sexta. Intercambios internacionales. . . . 667
Disposición transitoria séptima. Conexiones internacionales. . . . 667
Disposición transitoria octava. Resolución de conflictos. . . . 667
Disposición transitoria novena. Distribuidores de energía eléctrica. . . . 668
Disposiciones finales . . . 668
Disposición final primera. Desarrollo normativo.. . . . 668
Disposición final segunda. Carácter básico. . . . 668
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 668

§ 48. Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico. [Inclusión parcial] 669

Preámbulo 669
Artículos 670
Artículo primero. Restricciones técnicas. 670
Artículo segundo. Aprobación del procedimiento de resolución de restricciones técnicas. 671

[. . .]

Disposiciones derogatorias 671
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. 671
Disposiciones finales 671
Disposición final primera. Desarrollo normativo. 671
Disposición final segunda. Entrada en vigor. 671
ANEXO. PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS. 672

§ 49. Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. 676

Preámbulo 676
Artículos 678
Artículo único. Aprobación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. 678
Disposiciones adicionales 678
Disposición adicional única. Informes sobre los efectos de la aplicación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. 678
Disposiciones transitorias 679
Disposición transitoria única. Aplicación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. 679
Disposiciones finales 679
Disposición final primera. Título competencial. 679
Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. 679
Disposición final tercera. Desarrollo normativo. 680
Disposición final cuarta. Entrada en vigor. 680
ANEXO I. Procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro 680
ANEXO II. Centrales que participan en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro como unidades vendedoras, precio de retribución de la energía y volúmenes máximos de producción anuales programados. 683
ANEXO III. Derechos de cobro de las unidades cuyo programa resulte reducido en el proceso para la compensación de las modificaciones por solución de restricciones por garantía de suministro 688

§ 50. Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico 689

Preámbulo 689
Artículos 691
Artículo 1. Objeto. 691
Artículo 2. Ámbito de aplicación. 691
Artículo 3. Sujetos del sistema eléctrico balear autorizados a participar en el mercado diario y en los mercados intradiarios. 691
Artículo 4. Funcionamiento del intercambio de energía eléctrica a través del enlace entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular. 691
Artículo 5. Precio final horario del sistema eléctrico balear. 692
Artículo 6. Particularidades del procedimiento de liquidación de la energía en el sistema eléctrico balear. 693
Disposiciones adicionales 693
Disposición adicional primera. Cierre de energía en los SEIE del sistema eléctrico. 693

Disposición adicional segunda. Adaptación de los procedimientos de operación y de las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica para integrar en la regulación el enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear. 693
Disposición adicional tercera. Revisión de los índices de cobertura máximos del sistema Balear. 693
Disposiciones transitorias 694
Disposición transitoria primera. Periodo transitorio de sujetos autorizados para la presentación de ofertas de compra y venta de energía en el mercado diario e intradiario. 694
Disposición transitoria segunda. Programación horaria de energía a través del enlace entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular durante el periodo de pruebas de este enlace. 694
Disposición transitoria tercera. Adecuación de equipos en los puntos frontera entre transporte y distribución en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. 694
Disposición transitoria cuarta. Aplicación del artículo 15 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto. 694
Disposiciones derogatorias 695
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. 695
Disposiciones finales 695
Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. 695
Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. 695
Disposición final tercera. Modificación del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. 695
Disposición final cuarta. Modificación del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. 697
Disposición final quinta. Modificación del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. 699
Disposición final sexta. Título competencial. 700
Disposición final séptima. Desarrollo normativo. 700
Disposición final octava. Entrada en vigor. 701
ANEXO. Particularidades del procedimiento de liquidación de la energía en el sistema eléctrico balear 701

§ 51. Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias. 705

Preámbulo 705
Artículos 706
Artículo 1. Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica y ámbito de aplicación.. 706
Artículo 2. Contribuyentes. 706
Artículo 3. Base imponible. 706
Artículo 4. Potencia de las instalaciones hidroeléctricas. 707
Artículo 5. Obligaciones de información. 707
Artículo 6. Desagregación de la base imponible en las instalaciones de bombeo mixto. 708
Artículo 7. Tipo de gravamen. 709
Artículo 8. Cálculo del Canon. 709
Artículo 9. Devengo. 709
Artículo 10. Liquidación y pago. 709
Artículo 11. Revisión. 709
Artículo 12. Ingreso del canon recaudado. 710
Artículo 13. Garantía de protección del dominio público. 710
Artículo 14. Protección y mejora del dominio público hidráulico.. 710
Disposiciones adicionales 711
Disposición adicional primera. Revisión de concesiones. 711
Disposición adicional segunda. Modelos de autoliquidación del «Canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica». 711
Disposiciones transitorias 711
Disposición transitoria primera. Cálculo de la base imponible y de la liquidación como consecuencia de la aplicación de lo previsto en el apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.. 711

Disposición transitoria segunda. Pagos correspondientes a la producción de los años 2013 y 2014. 712
Disposición transitoria tercera. Registro Administrativo de Instalaciones de producción de energía eléctrica. . . . 712
Disposiciones finales 712
Disposición final primera. Título competencial. 712
Disposición final segunda. Habilitación para el desarrollo y aplicación de este real decreto. 712
Disposición final tercera. Entrada en vigor. 712
ANEXO. Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias 713

§ 52. Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema 716

Preámbulo 716
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 719
Artículo 1. Objeto de la circular. 719
Artículo 2. Ámbito de aplicación. 719
Artículo 3. Definiciones. 720
Artículo 4. Coordinación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con otros organismos.. 720
Artículo 5. Funciones del Operador del Mercado y del Operador del Sistema.. 720
CAPÍTULO II. Gestión de las congestiones en el largo plazo para las Interconexiones de España-Francia y España-Portugal 721
Artículo 6. Asignación de la capacidad en las interconexiones en el largo plazo. 721
Artículo 7. Mecanismo de subastas explícitas de asignación de la capacidad en el largo plazo. 721
CAPÍTULO III. Mercados a plazo no organizados. 722
Artículo 8. Contratos bilaterales físicos. 722
CAPÍTULO IV. Mercado diario de electricidad y gestión de las congestiones en el ámbito diario para las interconexiones España-Francia y España-Portugal 722
Artículo 9. Mercado diario y acoplamiento de mercados para la utilización de la capacidad entre España y Francia y entre España y Portugal.. 722
Artículo 10. Acoplamiento del mercado diario europeo. 722
CAPÍTULO V. Mercado intradiario de electricidad y gestión de las congestiones en el ámbito intradiario para las interconexiones de España-Francia y España-Portugal 724
Artículo 11. Mercado intradiario.. 724
Artículo 12. Acoplamiento del mercado intradiario continuo europeo. 724
Artículo 13. Acoplamiento de mercados en el ámbito intradiario a través de subastas regionales complementarias. 725
CAPÍTULO VI. Gestión de las Interconexiones con terceros países 726
Artículo 14. Gestión de las interconexiones con terceros países. 726
Artículo 15. Gestión de la interconexión España-Marruecos en el horizonte diario.. 726
Artículo 16. Gestión de la interconexión España-Marruecos en el horizonte intradiario. 727
Artículo 17. Gestión de la interconexión España-Andorra. 728
Artículo 18. Liquidación de los procesos de gestión de congestiones en las interconexiones internacionales no intracomunitarias.. 728
CAPÍTULO VII. Servicios de balance del sistema eléctrico y resolución de restricciones técnicas 728
Artículo 19. Mercados de balance y resolución de restricciones técnicas. 728
Artículo 20. Firmeza y seguridad de los intercambios internacionales.. 729
CAPÍTULO VIII. Gestión de la operación del sistema 729
Artículo 21. Gestión de la operación del sistema. 729
CAPÍTULO IX. Emergencia y reposición del servicio eléctrico 730
Artículo 22. Emergencia y reposición del servicio. 730
CAPÍTULO X. Aprobación de metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración 731
Artículo 23. Procedimiento de aprobación. 731
Artículo 24. Proyectos de demostración regulatorios. 732
Disposiciones transitorias 732
Disposición transitoria primera. Acciones coordinadas de balance. 732
Disposición transitoria segunda. Plataforma europea para el intercambio de la energía de balance procedente de reservas de sustitución (Balit). 732
Disposición transitoria tercera. Aplicación transitoria de las Reglas de Funcionamiento del Mercado y los Procedimientos de Operación.. 732
Disposiciones derogatorias 733
Disposición derogatoria única.. 733
Disposiciones finales 733

Disposición final única. Entrada en vigor. . . . 733

§ 53. Circular 10/2021, de 20 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los aspectos retributivos del operador del mercado eléctrico atribuidos por normativa europea al regulador nacional. . . . 734

Preámbulo . . . 734
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 737
Artículo 1. Objeto y ámbito de aplicación. . . . 737
Artículo 2. Definiciones. . . . 737
CAPÍTULO II. Costes recuperables por el operador del mercado eléctrico en relación con el acoplamiento único diario (SDAC). . . . 738
Artículo 3. Costes comunes derivados del acoplamiento único diario. . . . 738
Artículo 4. Costes regionales derivados del acoplamiento único diario. . . . 738
Artículo 5. Costes nacionales derivados del acoplamiento único diario. . . . 739
CAPÍTULO III. Costes recuperables por el operador del mercado eléctrico en relación con el acoplamiento único intradiario (SIDC) . . . 739
Artículo 6. Costes comunes derivados del acoplamiento único intradiario. . . . 739
Artículo 7. Costes regionales derivados del acoplamiento único intradiario. . . . 740
Artículo 8. Costes nacionales derivados del acoplamiento único intradiario. . . . 740
CAPÍTULO IV. Mecanismo de financiación de los costes recuperables por el operador del mercado eléctrico en relación con los acoplamientos únicos diario e intradiario . . . 741
Artículo 9. Mecanismo de financiación de los costes recuperables. . . . 741
CAPÍTULO V. Establecimiento de los costes recuperables del operador del mercado eléctrico en relación con los acoplamientos únicos diario e intradiario . . . 741
Artículo 10. Establecimiento de los costes recuperables del operador del mercado eléctrico. . . . 741
Artículo 11. Remisión de la información anual sobre costes nacionales incurridos por el operador del mercado eléctrico.. . . . 741
Disposiciones finales . . . 741
Disposición final única. Entrada en vigor. . . . 741
ANEXO. Información anual a remitir por el Operador del Mercado Eléctrico sobre sus costes nacionales en relación con los acoplamientos únicos diario e intradiario. . . . 742

§ 54. Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos . . . 745

Preámbulo . . . 745
Artículos . . . 747
Primero. Definición de los criterios de aptitud para participar en los servicio de ajuste del sistema. . . . 747
Segundo. Criterios de aptitud transitorios. . . . 747
Tercero. Aprobación de los procedimientos para la operación del sistema eléctrico. . . . 748
Cuarto. Aprobación de los procedimientos de pruebas para la participación en los servicios de ajuste del sistema eléctrico. . . . 748
Quinto. Aplicabilidad. . . . 748
Sexto. Seguimiento de la participación. . . . 748
Octavo. Eficacia. . . . 749
Noveno. Pérdida de efectos. . . . 749
P.O. 3.1 PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN . . . 750
ANEXO I. Horarios establecidos para los intercambios de información . . . 767
ANEXO II. Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español . . . 769
ANEXO III. Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico continental portugués . . . 774
ANEXO IV. Declaración de alta de contratos bilaterales con entrega física ante el operador del sistema. . . . 774
ANEXO V. Reclamaciones a la gestión de los mercados de servicios de ajuste del sistema . . . 775
P.O. 3.2 RESTRICCIONES TÉCNICAS . . . 775
ANEXO I. Redespachos y precios aplicables a la prestación del servicio de resolución de restricciones técnicas . . . 800
P.O. 3.3 GESTIÓN DE DESVÍOS . . . 805
ANEXO I. Criterios para la aceptación y validación de las ofertas de resolución de desvíos. . . . 809
ANEXO II. Algoritmo de asignación de ofertas para la resolución de desvíos generación-consumo . . . 811
P.O. 3.7 APLICACIÓN DE LIMITACIONES A LAS ENTREGAS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN SITUACIONES NO RESOLUBLES CON LA APLICACIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA . . . 812

P.O. 3.8 PARTICIPACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DURANTE LA FASE DE PRUEBAS PREOPERACIONALES DE FUNCIONAMIENTO. . . . 816
P.O. 7.2 REGULACIÓN SECUNDARIA. . . . 821
ANEXO I. Requisitos técnicos relativos al servicio de regulación secundaria . . . 827
ANEXO II. Asignación del servicio complementario de regulación secundaria . . . 828
ANEXO III. Reglamento de la regulación secundaria . . . 832
ANEXO IV. Reasignación de banda por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER) . . . 834
P.O. 7.3 «REGULACIÓN TERCIARIA» . . . 835
ANEXO I. Criterios de validación de las ofertas de reserva de regulación terciaria. . . . 840
ANEXO II. Algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria . . . 841
P.O. 9 INFORMACIÓN INTERCAMBIADA POR EL OPERADOR DEL SISTEMA . . . 842
ANEXO I. Contenido de la base de datos estructural del operador del sistema . . . 861
ANEXO II. Información a enviar al operador del sistema en tiempo real . . . 890
ANEXO III. Informe de incidencias . . . 892
P.O.14.4 DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO POR LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA . . . 892
P.O. 14.8 SUJETO DE LIQUIDACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN . . . 920
PRUEBAS PARA LA PARTICIPACIÓN ACTIVA EN EL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA . . . 924
ANEXO 1. Requerimientos centro de control . . . 927
ANEXO 2. Relación de señales a intercambiar en tiempo real entre RCP y zonas de regulación . . . 929
PRUEBAS PARA LA PARTICIPACIÓN EN LOS SERVICIOS DE REGULACIÓN TERCIARIA Y DE GESTIÓN DE DESVÍOS GENERACIÓN-CONSUMO . . . 930

§ 55. Resolución de 10 de octubre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario y de determinados procedimientos de operación para permitir el adelanto de la apertura del mercado intradiario continuo en el mercado eléctrico ibérico a las 15:00 CET, de acuerdo a la Decisión de la Agencia Europea para la Cooperación de Reguladores n.º 04/2018, de 24 de abril de 2012, adoptada al amparo del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones . . . 940

Preámbulo . . . 940
Artículos . . . 941
Primero. . . . 941
Segundo. . . . 941
Tercero. . . . 941
ANEXOS. Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica . . . 942
Preámbulo . . . 942
CAPÍTULO PRIMERO. Reglas generales . . . 944
Regla 1.ª El mercado de producción. . . . 944
Regla 2.ª El operador del mercado diario e intradiarios. . . . 944
Regla 3.ª Alcance de las reglas del mercado y objeto del contrato de adhesión. . . . 944
CAPÍTULO SEGUNDO. Sujetos . . . 946
Regla 4.ª Agentes del mercado diario e intradiarios. . . . 946
Regla 5.ª Vendedores. . . . 947
Regla 6.ª Compradores. . . . 949
Regla 7.ª Condiciones de adhesión a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica. . . . 949
Regla 8.ª Prestación de garantías. . . . 952
Regla 9.ª Comunicaciones de las altas y bajas de unidades de oferta de agentes del mercado. . . . 952
Regla 10.ª Suspensión de participación de unidades de oferta de un agente del mercado. . . . 953
CAPÍTULO TERCERO. Ofertas . . . 953
Regla 11.ª Características generales de las ofertas. . . . 953
Regla 12.ª Alta de las unidades de venta o de adquisición en el sistema de información del operador del mercado. . . . 953
Regla 13.ª Tiempo de presentación de las ofertas. . . . 956
Regla 14.ª Lugar de presentación de las ofertas. . . . 956
Regla 15.ª Verificación de las ofertas. . . . 957
Regla 16.ª Confirmación de las ofertas. . . . 958
Regla 17.ª Firmeza de las ofertas. . . . 958
CAPÍTULO CUARTO. Información y confidencialidad . . . 958
Regla 18.ª Confidencialidad y publicidad de la información. . . . 958
Regla 19.ª Publicación de información a los agentes para su operación en el mercado. . . . 958
Regla 20.ª Publicación periódica de información de carácter público. . . . 960

Regla 21.ª Comunicación periódica sobre los resultados del mercado a las administraciones competentes y al Comité de Agentes del Mercado. . . . 961
Regla 22.ª Información al público. . . . 961
CAPÍTULO QUINTO. Comité de Agentes del Mercado de Producción . . . 961
Regla 23.ª Funciones del Comité de Agentes. . . . 961
Regla 24.ª Composición del Comité. . . . 962
Regla 25.ª Designación de los miembros del Comité de Agentes del Mercado de Producción. . . . 962
Regla 26.ª Normas de funcionamiento y reglamento de régimen interno. . . . 962
CAPÍTULO SEXTO. Mercado diario . . . 963
Regla 27.ª Objeto y conceptos básicos. . . . 963
Regla 28.ª Ofertas al mercado diario. . . . 963
Regla 29.ª Entrega física de la energía negociada a plazo. . . . 971
Regla 30.ª Procedimiento de casación del mercado diario. . . . 975
Regla 31.ª Resultado de la casación del mercado diario. . . . 980
Regla 32.ª Cálculo del programa resultante de la casación del mercado diario. . . . 980
Regla 33.ª Información del proceso de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado diario. . . . 981
Regla 34.ª Situaciones excepcionales. . . . 982
Regla 35.ª Liquidación del mercado diario. . . . 983
CAPÍTULO SÉPTIMO. Programas recibidos con posterioridad al mercado diario . . . 986
Regla 36.ª Programa diario base de funcionamiento. . . . 986
Regla 37.ª Programa diario viable. . . . 986
CAPÍTULO OCTAVO. Mercado intradiario de subastas . . . 987
Regla 38.ª Objeto y conceptos básicos del mercado intradiario de subastas. . . . 987
Regla 39.ª Ofertas al mercado intradiario de subastas. . . . 987
Regla 40.ª Procedimiento de casación del mercado intradiario de subastas. . . . 995
Regla 41.ª Resultado de la casación del mercado intradiario de subastas. . . . 1010
Regla 42.ª Información del proceso de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado intradiario de subastas. . . . 1010
Regla 43.ª Situaciones excepcionales en los mercados intradiarios de subastas. . . . 1012
Regla 44.ª Liquidación de las subastas del mercado intradiario. . . . 1012
MERCADO INTRADIARIO CONTINUO . . . 1014
Regla 45.ª Objetivo y conceptos básicos. . . . 1014
Regla 46.ª Ofertas al mercado intradiario continuo. . . . 1015
Regla 47.ª Casación de ofertas en mercado intradiario continuo. . . . 1022
Regla 48.ª Desagregaciones de las unidades porfolio. . . . 1023
Regla 49.ª Situaciones excepcionales en el mercado intradiario continuo. . . . 1025
Regla 50.ª Liquidación del mercado intradiario continuo. . . . 1026
CAPÍTULO NOVENO. Programas recibidos con posterioridad a los mercados intradiarios. . . . 1029
Regla 51.ª Programa Horario Final posterior a cada mercado intradiario. . . . 1029
CAPÍTULO DÉCIMO. Liquidaciones, facturación, cobros y pagos y garantías. . . . 1030
Regla 52.ª Características generales de la liquidación. . . . 1030
Regla 53.ª Proceso de liquidación. . . . 1031
Regla 54.ª Procedimiento de facturación de las transacciones en el mercado de electricidad. . . . 1032
Regla 55.ª Sistema de cargos y abonos. . . . 1036
Regla 56.ª Procedimiento relativo a la prestación de garantías a favor del operador del mercado. . . . 1042
CAPÍTULO UNDÉCIMO. Reglas finales. . . . 1050
Regla 57.ª Descripción de la secuencia, horarios e intercambios de información de las sesiones de contratación. . . . 1050
Regla 58.ª Régimen de la operación en el mercado. . . . 1059
Regla 59.ª Entrada en vigor, duración y modificaciones de las reglas de funcionamiento del mercado. . . . 1061
Regla 60.ª Legislación aplicable y solución de conflictos. . . . 1061
Regla adicional primera. . . . 1062
Regla final. . . . 1063
ANEXO 1 . . . 1063
CONTRATO DE ADHESIÓN A LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA . . . 1067
P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia . . . 1068
P.O. 3.1. Programación de la generación . . . 1068
ANEXO I. Horarios establecidos para los intercambios de información . . . 1084
ANEXO II. Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español . . . 1085
ANEXO III. Declaración de alta de contratos bilaterales con entrega física ante el Operador del Sistema . . . 1091
ANEXO IV. Reclamaciones a la gestión de los mercados de servicios de ajuste del sistema . . . 1092
P.O. 3.2. Restricciones técnicas. . . . 1092
ANEXO I. Redespachos y precios aplicables a la prestación del servicio de solución de restricciones técnicas . . . 1113
P.O. 3.3 Gestión de desvíos . . . 1117

ANEXO I. Criterios para la aceptación y validación de las ofertas de gestión de desvíos. . . . 1121
ANEXO II. Algoritmo de asignación de ofertas de gestión de desvíos. . . . 1122
P.O. 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción . . . 1122
P.O. 3.8 Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento. . . . 1125
P.O. 7.3 Regulación terciaria. . . . 1129
ANEXO I. Criterios de validación de las ofertas de reserva de regulación terciaria. . . . 1134
ANEXO II. Algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria . . . 1135
P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema . . . 1136

§ 56. Resolución de 6 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos. . . . 1163

Preámbulo. . . . 1163
Artículos . . . 1171
Primero.. . . . 1171
Segundo. . . . 1171
ANEXO I. Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad . . . 1171
Preámbulo. . . . 1171
CAPÍTULO PRIMERO. Reglas generales . . . 1173
Regla 1.ª El mercado mayorista de electricidad. . . . 1173
Regla 2.ª El operador del mercado diario e intradiarios.. . . . 1173
Regla 3.ª Alcance de las reglas del mercado y objeto del contrato de adhesión. . . . 1173
CAPÍTULO SEGUNDO. Sujetos . . . 1175
Regla 4.ª Agentes del mercado diario e intradiarios. . . . 1175
Regla 5.ª Vendedores.. . . . 1176
Regla 6.ª Compradores.. . . . 1178
Regla 7.ª Condiciones de adhesión a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica.. . . . 1178
Regla 8.ª Prestación de garantías. . . . 1181
Regla 9.ª Comunicaciones de las altas y bajas de unidades de oferta de agentes del mercado. . . . 1181
Regla 10.ª Suspensión de participación de unidades de oferta de un agente del mercado. . . . 1182
CAPÍTULO TERCERO. Ofertas. . . . 1182
Regla 11.ª Características generales de las ofertas. . . . 1182
Regla 12.ª Alta de las unidades de venta o de adquisición en el sistema de información del operador del mercado. . . . 1182
Regla 13.ª Tiempo de presentación de las ofertas.. . . . 1185
Regla 14.ª Lugar de presentación de las ofertas. . . . 1186
Regla 15.ª Verificación de las ofertas. . . . 1186
Regla 16.ª Confirmación de las ofertas.. . . . 1187
Regla 17.ª Firmeza de las ofertas. . . . 1188
CAPÍTULO CUARTO. Información y confidencialidad . . . 1188
Regla 18.ª Confidencialidad y publicidad de la información. . . . 1188
Regla 19.ª Publicación de información a los agentes para su operación en el mercado. . . . 1188
Regla 20.ª Publicación periódica de información de carácter público. . . . 1190
Regla 21.ª Comunicación periódica sobre los resultados del mercado a las administraciones competentes y al Comité de Agentes del Mercado. . . . 1191
Regla 22.ª Información al público. . . . 1191
CAPÍTULO QUINTO. Comité de Agentes del Mercado . . . 1191
Regla 23.ª Funciones del Comité de Agentes.. . . . 1191
Regla 24.ª Composición del Comité de agentes. . . . 1191
Regla 25.ª Designación de los miembros del Comité de Agentes del Mercado. . . . 1192
Regla 26.ª Normas de funcionamiento y reglamento de régimen interno.. . . . 1192
CAPÍTULO SEXTO. Mercado diario . . . 1192
Regla 27.ª Objeto y conceptos básicos.. . . . 1192
Regla 28.ª Ofertas al mercado diario. . . . 1193
Regla 29.ª Entrega física de la energía negociada a plazo. . . . 1201
Regla 30.ª Procedimiento de casación del mercado diario.. . . . 1205
Regla 31.ª Resultado de la casación del mercado diario. . . . 1209
Regla 32.ª Cálculo del programa resultante de la casación del mercado diario. . . . 1210
Regla 33.ª Información del proceso de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado diario. . . . 1210
Regla 34.ª Situaciones excepcionales. . . . 1211

Regla 35.ª Liquidación del mercado diario. . . . 1212
CAPÍTULO SÉPTIMO. Programas recibidos con posterioridad al mercado diario 1216
Regla 36.ª Programa diario base de funcionamiento. . . . 1216
Regla 37.ª Programa diario viable. . . . 1216
CAPÍTULO OCTAVO. Mercado intradiario de subastas 1217
Regla 38.ª Objeto y conceptos básicos del mercado intradiario de subastas. . . . 1217
Regla 39.ª Ofertas al mercado intradiario de subastas. . . . 1217
Regla 40.ª Procedimiento de casación del mercado intradiario de subastas.. . . . 1225
Regla 41.ª Resultado de la casación del mercado intradiario de subastas. . . . 1240
Regla 42.ª Información del proceso de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado intradiario de subastas. . . . 1240
Regla 43.ª Situaciones excepcionales en los mercados intradiarios de subastas. . . . 1241
Regla 44.ª Liquidación de las subastas del mercado intradiario. . . . 1242
Regla 45.ª Objetivo y conceptos básicos.. . . . 1245
Regla 46.ª Ofertas al mercado intradiario continuo. . . . 1246
Regla 47.ª Casación de ofertas en mercado intradiario continuo. . . . 1253
Regla 48.ª Desagregaciones de las unidades porfolio. . . . 1254
Regla 49.ª Situaciones excepcionales en el mercado intradiario continuo. . . . 1256
Regla 50.ª Liquidación del mercado intradiario continuo. . . . 1257
CAPÍTULO NOVENO. Programas recibidos con posterioridad a los mercados intradiarios. . . . 1260
Regla 51.ª Programa horario final posterior a cada mercado intradiario. . . . 1260
Regla 51.ª bis. Liquidación del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica. . 1260
CAPÍTULO DÉCIMO. Liquidaciones, facturación, cobros y pagos y garantías. . . . 1263
Regla 52.ª Características generales de la liquidación. . . . 1263
Regla 53.ª Proceso de liquidación. . . . 1265
Regla 54.ª Procedimiento de facturación de las transacciones en el mercado de electricidad. . . . 1266
Regla 55.ª Sistema de cargos y abonos. . . . 1270
Regla 56.ª Procedimiento relativo a la prestación de garantías a favor del operador del mercado. . . . 1277
CAPÍTULO UNDÉCIMO. Reglas finales. . . . 1288
Regla 57.ª Descripción de la secuencia, horarios e intercambios de información de las sesiones de contratación. . . . 1288
Regla 58.ª Régimen de la operación en el mercado.. . . . 1297
Regla 59.ª Entrada en vigor, duración y modificaciones de las reglas de funcionamiento del mercado. . . 1299
Regla 60.ª Legislación aplicable y solución de conflictos.. . . . 1299
Regla adicional primera. . . . 1300
Regla final. . . . 1301
ANEXO 1. Horarios 1301
ANEXO 2. Límites de precios de las ofertas y umbrales de notificación y de precio 1305
ANEXO 3. Contrato de adhesión a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad 1307

IV. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS NO PENINSULARES

§ 57. Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. . . . 1309

Preámbulo 1309
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 1310
Artículo 1. Objeto. . . . 1310
Artículo 2. Aspectos básicos del modelo. . . . 1310
CAPÍTULO II. Estimación de las compensaciones presupuestarias de los sistemas aislados no peninsulares . . 1311
Artículo 3. Procedimiento para la determinación de la cuantía de las compensaciones presupuestarias de los sistemas aislados no peninsulares.. . . . 1311
CAPÍTULO III. Procedimiento de liquidación y de tramitación de los expedientes de gasto de las compensaciones presupuestarias de los sistemas aislados no peninsulares 1311
Artículo 4. Mecanismo de reconocimiento y control de la cuantía de la compensación presupuestaria prevista para el ejercicio de acuerdo con lo establecido en el artículo 3 apartados 1.a) y 2.a). . . . 1311
Artículo 5. Mecanismo de reconocimiento y control de la cuantía de la compensacion presupuestaria prevista para el ejercicio de acuerdo con lo establecido en el artículo 3 apartados 1.b) y 2.b). . . . 1312
Disposiciones adicionales 1313
Disposición adicional única. Primera aportación presupuestaria de 2014. . . . 1313
Disposiciones transitorias 1313

Disposición transitoria única. Función de liquidación. . . . 1313
Disposiciones derogatorias . . . 1313
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. . . . 1313
Disposiciones finales . . . 1313
Disposición final primera. Título competencial. . . . 1313
Disposición final segunda. Entrada en vigor. . . . 1313

§ 58. Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. . . . 1314

Preámbulo . . . 1314
TÍTULO I. Disposiciones Generales . . . 1320
Artículo 1. Objeto. . . . 1320
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1320
Artículo 3. Definición de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares. . . . 1320
Artículo 4. Planificación.. . . . 1321
TÍTULO II. Organización y funcionamiento de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares . . . 1321
CAPÍTULO I. Despacho de Producción . . . 1321
Artículo 5. Participantes y funcionamiento del despacho de producción.. . . . 1321
CAPÍTULO II. Régimen económico de las instalaciones de producción de energía eléctrica. . . . 1322
Artículo 6. Régimen retributivo adicional. . . . 1322
Artículo 7. Régimen económico de las instalaciones categoría B con derecho a percibir el régimen retributivo específico. . . . 1322
Artículo 8. Régimen económico de las instalaciones sin derecho a la percepción de régimen retributivo adicional o específico. . . . 1323
TÍTULO III. Régimen administrativo de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares . . . 1323
Artículo 9. Competencias administrativas. . . . 1323
Artículo 10. Requisitos generales de autorización, inscripción y despacho. . . . 1324
Artículo 11. Reconocimiento de los datos técnicos de las instalaciones de producción. . . . 1324
Artículo 12. Reconocimiento de los datos económicos y mezclas de combustible. . . . 1325
Artículo 13. Modificación y revisión de los datos técnicos y económicos. . . . 1325
Artículo 14. Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. . . . 1325
Artículo 15. Inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares. . . . 1325
Artículo 16. Inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.. . . . 1325
Artículo 17. Cancelación de la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. . . . 1326
TÍTULO IV. Régimen retributivo adicional para las instalaciones categoría A . . . 1326
CAPÍTULO I. Definición del régimen retributivo adicional . . . 1326
Artículo 18. Definición del régimen retributivo adicional. . . . 1326
Artículo 19. Régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones. . . . 1327
Artículo 20. Retribución de los grupos que les sea otorgado un régimen retributivo adicional tras la finalización de su vida útil regulatoria.. . . . 1328
Artículo 21. Establecimiento de parámetros técnicos y económicos para el cálculo del régimen retributivo adicional en cada periodo regulatorio. . . . 1328
CAPÍTULO II. Determinación de la Retribución por costes fijos . . . 1329
Artículo 22. Retribución por costes fijos.. . . . 1329
Artículo 23. Componentes de la retribución por costes fijos. . . . 1329
Artículo 24. Anualidad de la retribución fija.. . . . 1330
Artículo 25. Retribución por amortización de la inversión. . . . 1330
Artículo 26. Cálculo del valor de la inversión reconocida. . . . 1331
Artículo 27. Retribución financiera de la inversión. . . . 1332
Artículo 28. Revisión de la tasa de retribución financiera. . . . 1333
Artículo 29. Método de cálculo de la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo.. . . . 1334
Artículo 30. Órdenes de arranque. . . . 1334
CAPÍTULO III. Metodología de determinación de la retribución por costes variables. . . . 1335
Artículo 31. Retribución por costes variables de generación. . . . 1335
Artículo 32. Retribución por costes variables de funcionamiento. . . . 1336
Artículo 33. Retribución por costes de arranque asociados al combustible.. . . . 1336
Artículo 34. Retribución por costes de banda de regulación. . . . 1337
Artículo 35. Retribución por costes variables de operación y mantenimiento.. . . . 1337
Artículo 36. Retribución por otros costes operativos. . . . 1337

Artículo 37. Retribución por costes de los derechos de emisión. . . . 1338
Artículo 38. Revisión de parámetros técnicos de liquidación. Pruebas de rendimiento de las centrales. . . . 1338
Artículo 39. Revisión de parámetros económicos de liquidación. . . . 1339
Artículo 40. Cálculo de los precios de combustible. . . . 1339
Artículo 41. Procedimiento de subasta para el suministro de combustible fósil. . . . 1340
Artículo 42. Excepciones de aplicación de la subasta para el suministro de combustible fósil. . . . 1341
CAPÍTULO IV. Procedimientos relativos al otorgamiento y revocación del régimen retributivo adicional . . . 1341
Sección 1.ª Procedimientos aplicables y cobertura de la demanda . . . 1341
Artículo 43. Procedimientos de otorgamiento del régimen retributivo adicional. . . . 1341
Artículo 44. Informe anual de cobertura de la demanda. . . . 1341
Artículo 45. Riesgos de cobertura de la demanda en el corto plazo. . . . 1342
Sección 2.ª Procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad . . . 1342
Artículo 46. Convocatoria del procedimiento para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad. . . . 1342
Artículo 47. Presentación de solicitudes y criterios de admisión. . . . 1342
Artículo 48. Tramitación de las solicitudes. . . . 1343
Artículo 49. Resolución del procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad. . . . 1344
Artículo 50. Garantías. . . . 1344
Artículo 51. Contenido de la resolución del procedimiento de concurrencia competitiva. . . . 1345
Artículo 52. Efectos de la resolución favorable de compatibilidad. . . . 1345
Artículo 53. Otorgamiento del régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones. . . . 1346
Artículo 54. Otorgamiento del régimen retributivo adicional para instalaciones cuya vida útil regulatoria vaya a finalizar y no vayan a realizar nuevas inversiones. . . . 1346
Sección 3.ª Concursos para la reducción de costes . . . 1347
Artículo 55. Concursos para la reducción de costes. . . . 1347
Sección 4.ª Particularidades del procedimiento de otorgamiento del régimen retributivo adicional a las instalaciones de bombeo derivadas de un procedimiento de concurrencia competitiva. . . . 1347
Artículo 56. Procedimiento de otorgamiento del régimen retributivo adicional a las instalaciones de bombeo derivadas de un procedimiento de concurrencia competitiva. . . . 1347
Sección 5.ª Reconocimiento y revocación del régimen retributivo adicional. . . . 1348
Artículo 57. Reconocimiento del régimen retributivo adicional. . . . 1348
Artículo 58. Revocación del derecho a la percepción del régimen retributivo adicional. . . . 1349
TÍTULO V. Adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro . . . 1350
Artículo 59. Retribución por adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro. . . . 1350
TÍTULO VI. Procedimiento de despacho y liquidación de la generación. . . . 1351
Artículo 60. Despacho de producción. . . . 1351
Artículo 61. Costes variables de generación a efectos de despacho. . . . 1352
Artículo 62. Costes variables de combustible de despacho. . . . 1352
Artículo 63. Costes de arranque de despacho. . . . 1353
Artículo 64. Costes variables de operación y mantenimiento de despacho. . . . 1353
Artículo 65. Costes de banda de regulación de despacho. . . . 1354
Artículo 66. Coste de los derechos de emisión de despacho. . . . 1354
Artículo 67. Funciones del operador del sistema. . . . 1354
Artículo 68. Información a facilitar al operador del sistema para el despacho de producción. . . . 1355
Artículo 69. Procedimiento de despacho de la generación. . . . 1356
Artículo 70. Cálculo del precio de adquisición de la demanda. . . . 1357
Artículo 71. Cálculo del precio final horario de generación y del extracoste en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares. . . . 1357
Artículo 72. Procedimiento de liquidaciones. . . . 1357
TÍTULO VII. Régimen económico y administrativo de las instalaciones de bombeo asignadas al operador del sistema en los territorios no peninsulares . . . 1360
Artículo 73. Definición de las instalaciones de bombeo asignadas al operador del sistema en los territorios no peninsulares. . . . 1360
Artículo 74. Procedimiento de asignación de la titularidad. . . . 1360
Artículo 75. Régimen de autorización. . . . 1361
Artículo 76. Régimen de funcionamiento. . . . 1361
Artículo 77. Régimen retributivo. . . . 1361
Artículo 78. Procedimiento de liquidación. . . . 1362
Disposiciones adicionales . . . 1362
Disposición adicional primera. Primer periodo regulatorio. . . . 1362
Disposición adicional segunda. Valores unitarios de inversión del primer periodo regulatorio. . . . 1362
Disposición adicional tercera. Valores unitarios de la anualidad de los costes de operación y mantenimiento fijos del primer periodo regulatorio. . . . 1362

Disposición adicional cuarta. Retribución por costes variables durante el primer periodo regulatorio. 1363
Disposición adicional quinta. Liquidación de los ejercicios 2012, 2013 y 2014. 1363
Disposición adicional sexta. Mandatos a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. 1363
Disposición adicional séptima. Mandatos al operador del sistema. 1363
Disposición adicional octava. Instalaciones de producción que hayan finalizado su vida útil. 1365
Disposición adicional novena. Remisión de información. 1365
Disposición adicional décima. Retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica con régimen económico primado otorgado con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y de las instalaciones con régimen retributivo específico al amparo de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.. 1366
Disposición adicional undécima. Conformidad con el ordenamiento comunitario.. 1366
Disposición adicional duodécima. Comunicación y notificación por vía electrónica. 1366
Disposición adicional decimotercera. Régimen económico de las energías renovables. 1367
Disposiciones transitorias 1368
Disposición transitoria primera. Resolución de la primera convocatoria del procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares. 1368
Disposición transitoria segunda. Mezcla de combustible. 1369
Disposición transitoria tercera. Determinación del precio de combustible hasta la entrada en vigor de la orden definida en el artículo 40.5. 1369
Disposición transitoria cuarta. Determinación de los datos técnicos de despacho en las centrales inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. 1371
Disposición transitoria quinta. Régimen transitorio para determinadas instalaciones de producción categoría A. 1371
Disposición transitoria sexta. Regímenes retributivos de instalaciones con autorización de explotación definitiva de fecha anterior al 1 de enero de 2012 solicitados con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto. 1372
Disposición transitoria séptima. Determinación de los costes de generación de liquidación hasta la entrada en vigor del presente real decreto. 1372
Disposición transitoria octava. Aplicación transitoria del precio de adquisición de la demanda a los comercializadores de referencia y del precio de la energía en la hora h a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor. 1374
Disposición transitoria novena. Pruebas de potencia y de mínimo técnico.. 1374
Disposición transitoria décima. Parámetros de liquidación de las turbinas de gas que comparten alternador. . . . 1375
Disposición transitoria undécima. Regímenes retributivos otorgados con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto. 1375
Disposición transitoria duodécima. Comunicación y notificación por vía electrónica.. 1375
Disposiciones derogatorias 1375
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. 1375
Disposiciones finales 1376
Disposición final primera. Instalaciones tipo y correspondencia entre clasificaciones. 1376
Disposición final segunda. Desarrollo y aplicación del real decreto. 1377
Disposición final tercera. Establecimiento del precio del gas natural de liquidación y de despacho de los grupos de generación del sistema eléctrico balear. 1377
Disposición final cuarta. Coste de Producción horario en los territorios no peninsulares a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor. 1379
Disposición final quinta. Modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.. 1380
Disposición final sexta. Título competencial. 1381
Disposición final séptima. Entrada en vigor. 1381
ANEXO I. Determinación del precio de adquisición de la demanda y del precio de venta de la energía en el despacho de producción 1381
ANEXO II. Aprobación de los datos técnicos y económicos para la inscripción definitiva. 1382
ANEXO III. Revisión de datos técnicos y económicos de despacho y de parámetros técnicos y económicos de liquidación 1383
ANEXO IV. Particularidades de la retribución de las nuevas inversiones 1385
ANEXO V. Factores de estacionalidad y horas anuales de funcionamiento estándar 1386
ANEXO VI. Combustibles 1387
ANEXO VII. Informes 1389
ANEXO VIII. Procedimiento para el otorgamiento de la resolución de compatibilidad 1392
ANEXO IX. Indicadores y objetivos mínimos de eficiencia en la gestión del despacho y de calidad de servicio. . . . 1398
ANEXO X. Procedimiento de despacho de producción 1399
ANEXO XI. Liquidación de la energía en el despacho de producción 1400
ANEXO XII. Parámetros técnicos y económicos de retribución para el primer periodo regulatorio 1401
ANEXO XIII. Datos técnicos y económicos de despacho. 1408

ANEXO XIV. Parámetros a aplicar para el cálculo de la retribución desde el 1 de enero de 2012 hasta la entrada en vigor del real decreto . . . 1414
ANEXO XV. Potencia bruta y neta de las instalaciones de generación . . . 1428
ANEXO XVI. Valor de la inversión reconocida de las instalaciones categoría A . . . 1429
ANEXO XVII. Factor de correlación entre energía bruta y la energía neta a efectos de la retribución por costes de los derechos de emisión . . . 1434

§ 59. Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción . . . 1435

Preámbulo . . . 1435
CAPÍTULO I. Generalidades . . . 1436
Artículo 1. Objeto. . . . 1436
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1436
CAPÍTULO II. Servicio de interrumpibilidad . . . 1436
Artículo 3. Definición del servicio de interrumpibilidad.. . . . 1436
Artículo 4. Tipos de reducción de potencia y condiciones de aplicación de las órdenes de reducción de potencia.. . . . 1436
Artículo 5. Aplicación del servicio de interrumpibilidad. . . . 1438
Artículo 6. Retribución del servicio de interrumpibilidad.. . . . 1438
Artículo 7. Requisitos del cumplimiento de una orden de reducción de potencia. . . . 1442
Artículo 8. Repercusiones del incumplimiento de una orden de reducción de potencia. . . . 1443
CAPÍTULO III. Procedimiento y requisitos de los consumidores para la contratación del servicio . . . 1444
Artículo 9. Requisitos que deben reunir los consumidores para la contratación del servicio. . . . 1444
Artículo 10. Informe del Operador del Sistema sobre la idoneidad del consumidor para la prestación del servicio. . . . 1445
Artículo 11. Obtención de la autorización administrativa para la prestación del servicio. . . . 1446
Artículo 12. Formalización del contrato de prestación del servicio con el Operador del Sistema. . . . 1447
Artículo 13. Modificación de las condiciones de autorización para la prestación del servicio. . . . 1447
Artículo 14. Resolución del contrato para la prestación del servicio. . . . 1448
CAPÍTULO IV. Liquidación, inspección y comprobación . . . 1448
Artículo 15. Liquidación de la retribución del servicio y de las penalizaciones aplicadas. . . . 1448
Artículo 16. Facturación del servicio.. . . . 1450
Artículo 17. Liquidación de la reducción del programa de consumo de energía del Mercado establecida por órdenes de reducción de potencia. . . . 1450
Artículo 18. Comprobación e inspección de este servicio. . . . 1450
CAPÍTULO V. Información . . . 1451
Artículo 19. Obligaciones de información.. . . . 1451
Disposiciones adicionales . . . 1452
Disposición adicional primera. Aplicación del servicio de interrumpibilidad en los sistemas insulares y extrapeninsulares.. . . . 1452
Disposición adicional segunda. Modelo de contrato y procedimiento. . . . 1452
Disposición adicional tercera. Condiciones específicas para el proveedor del servicio de interrumpibilidad cuyo proceso productivo está asociado a una instalación de cogeneración. . . . 1452
Disposición adicional cuarta. Condiciones específicas para la aplicación del servicio de interrumpibilidad en el mercado. . . . 1452
Disposición adicional quinta. Realización de pruebas para la implantación de nuevos servicios de comunicaciones del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de interrumpibilidad. . . . 1453
Disposiciones transitorias . . . 1453
Disposición transitoria primera. Aplicación del servicio de interrumpibilidad hasta el 31 de octubre de 2008. . . . 1453
Disposición transitoria segunda. Procedimientos de Operación. . . . 1453
Disposiciones finales . . . 1454
Disposición final primera. Revisión de la norma. . . . 1454
Disposición final segunda. Ejecución y aplicación. . . . 1454
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 1454

§ 60. Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. [Inclusión parcial]. 1455

Preámbulo . . . 1455
Artículos . . . 1458
Artículo 1. Objeto. . . . 1458
Artículo 2. Establecimiento del precio del gas natural a efectos de la retribución de los grupos de generación del sistema eléctrico balear. . . . 1458

Artículo 3. Establecimiento del precio del Fuel Oil BIA 0,7-0,73 a efectos de la retribución de los grupos de generación del sistema eléctrico canario. . . . 1458

[. . .]

Disposiciones transitorias . . . 1458
Disposición transitoria primera. Adaptación de los grupos de generación del sistema eléctrico balear con motivo del cambio de combustible a gas natural. . . . 1458
Disposición transitoria segunda. Plazo para la realización de las pruebas de rendimiento para la determinación de parámetros para los grupos de generación existentes.. . . . 1459

[. . .]

§ 61. Orden IET/1711/2013, de 23 de septiembre, por la que se establece el método de cálculo de los costes fijos y variables de la instalación de producción eléctrica hidroeólica de Gorona del Viento . . . 1460

Preámbulo . . . 1460
Artículos . . . 1461
Artículo 1. Objeto. . . . 1461
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1461
Artículo 3. Coste variable de generación horario. . . . 1462
Artículo 4. Cálculo de la retribución por garantía de potencia. . . . 1462
Artículo 5. Valor de la garantía de potencia anual para la central.. . . . 1463
Artículo 6. Método de cálculo de la anualidad del coste por inversión y del coste por operación y mantenimiento. . . . 1464
Artículo 7. Establecimiento del valor unitario de la garantía de potencia anual por la Dirección General de Política Energética y Minas. . . . 1465
Artículo 8. Procedimiento de liquidación de la energía generada.. . . . 1465
Disposiciones finales . . . 1465
Disposición final primera. Modificación del artículo 4 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.. . . . 1465
Disposición final segunda. Aplicación de la orden. . . . 1467
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 1467

§ 62. Orden TEC/1172/2018, de 5 de noviembre, por la que se redefinen los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular de las Illes Balears y se modifica la metodología de cálculo del precio de adquisición de la demanda y del precio de venta de la energía en el despacho de producción de los territorios no peninsulares . . . 1468

Preámbulo . . . 1468
Artículos . . . 1469
Artículo 1. Objeto. . . . 1469
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1470
Artículo 3. Definición de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares. . . . 1470
Artículo 4. Modificación del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. . . . 1470
Disposiciones adicionales . . . 1471
Disposición adicional única. Aplicación. . . . 1471
Disposiciones transitorias . . . 1471
Disposición transitoria única. Despacho de producción en el territorio no peninsular de Illes Balears ante la indisponibilidad de conexión eléctrica entre islas. . . . 1471
Disposiciones finales . . . 1471
Disposición final primera. Títulos competenciales. . . . 1471
Disposición final segunda. Entrada en vigor. . . . 1471

§ 63. Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025, y se revisan otras cuestiones técnicas . . . 1472

Preámbulo . . . 1472

Artículos . . . 1474
Primero. Parámetros técnicos y económicos de retribución para el segundo periodo regulatorio. . . . 1474
Segundo. Modificación de los componentes del precio de combustibles a efectos de liquidación. . . . 1475
Tercero. Modificación del anexo XIII del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. . . . 1475
Cuarto. Eficacia. . . . 1475
ANEXO I. Parámetros técnicos y económicos de retribución para el segundo periodo regulatorio . . . 1475
ANEXO II. Modificación del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio . . . 1478

V. ENERGÍAS RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS

§ 64. Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración . . . 1480

Preámbulo . . . 1480
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 1481
Artículo 1. Objeto y ámbito de aplicación. . . . 1481
Artículo 2. Definiciones. . . . 1481
Artículo 3. Funciones del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. . . . 1482
CAPÍTULO II. Electricidad de alta eficiencia . . . 1483
Artículo 4. Valores de referencia para la producción por separado de electricidad y calor. . . . 1483
Artículo 5. Métodos de cálculo de la electricidad de cogeneración. . . . 1483
Artículo 6. Método de cálculo alternativo. . . . 1483
Artículo 7. Revisión. . . . 1484
Artículo 8. Planes de apoyo. . . . 1484
CAPÍTULO III. Análisis e informes . . . 1484
Artículo 9. Potencial de cogeneración de alta eficiencia. . . . 1484
Artículo 10. Informes. . . . 1484
Disposiciones derogatorias . . . 1485
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 1485
Disposiciones finales . . . 1485
Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. . . . 1485
Disposición final segunda. Carácter básico. . . . 1486
Disposición final tercera. Adaptación del Real Decreto. . . . 1486
Disposición final cuarta. Incorporación de derecho de la Unión Europea. . . . 1486
Disposición final quinta. Entrada en vigor. . . . 1486
ANEXO I. Tecnologías de cogeneración consideradas . . . 1486
ANEXO II. Cálculo de la electricidad de cogeneración . . . 1487
ANEXO III. Método de determinación de la eficiencia del proceso de cogeneración . . . 1488
ANEXO IV. Criterios de análisis del potencial nacional de cogeneración de alta eficiencia . . . 1489

§ 65. Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial . . . 1490

Preámbulo . . . 1490
Artículos . . . 1492
Artículo 1. Objeto. . . . 1492
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1492
Artículo 3. Acreditación de la instalación de los equipos necesarios. . . . 1492
Artículo 4. Instalaciones requeridas. . . . 1493
Artículo 5. Efectos de la acreditación y falta de acreditación de la disposición de los equipos necesarios y del resto de obligaciones de finalización de las instalaciones en plazo. . . . 1493
Artículo 6. Inaplicación del régimen económico. . . . 1494
Disposiciones adicionales . . . 1494
Disposición adicional primera. Renuncia al régimen económico del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. . . . 1494
Disposición adicional segunda. Creación de la subsección denominada Registro de régimen especial sin retribución primada. . . . 1495
Disposición adicional tercera. Participación en el procedimiento de Preasignación regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, las instalaciones inscritas en el Registro de régimen especial sin retribución primada. . . . 1495

Disposiciones derogatorias . . . 1495
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 1495
Disposiciones finales . . . 1495
Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. . . . 1495
Disposición final segunda. Desarrollo normativo. . . . 1495
Disposición final tercera. Carácter básico. . . . 1495
Disposición final cuarta. Entrada en vigor. . . . 1495

§ 66. Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia . . . 1496

Preámbulo . . . 1496
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 1498
Artículo 1. Objeto. . . . 1498
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1498
Artículo 3. Definiciones. . . . 1499
CAPÍTULO II. Acceso y conexión de las instalaciones a la red de distribución . . . 1499
Artículo 4. Solicitud de punto de acceso y conexión. . . . 1499
Artículo 5. Determinación de las condiciones técnicas de acceso y la conexión. . . . 1499
Artículo 6. Determinación de las condiciones económicas de la conexión. . . . 1499
Artículo 7. Suscripción del contrato técnico de acceso. . . . 1501
Artículo 8. Conexión a la red y primera verificación. . . . 1502
Artículo 9. Procedimiento de conexión abreviada. . . . 1502
CAPÍTULO III. Condiciones técnicas de las instalaciones . . . 1503
Artículo 10. Obligaciones del titular de la instalación. . . . 1503
Artículo 11. Condiciones técnicas de carácter general. . . . 1504
Artículo 12. Condiciones de conexión. . . . 1504
Artículo 13. Condiciones específicas para la conexión en redes interiores. . . . 1505
Artículo 14. Protecciones. . . . 1505
Artículo 15. Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones. . . . 1507
Artículo 16. Armónicos y compatibilidad electromagnética. . . . 1507
Artículo 17. Garantía de seguridad en trabajos de la red de distribución. . . . 1507
CAPÍTULO IV. Procedimiento de medida y facturación . . . 1507
Artículo 18. Medida y facturación. . . . 1507
Disposiciones adicionales . . . 1508
Disposición adicional primera. Instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia nominal no superior a 100 kW, conectadas a tensión no superior a 1 kV, ya sea a la red de distribución o a la red interior de un consumidor. . . . 1508
Disposición adicional segunda. Elaboración de una regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo. . . . 1508
Disposiciones transitorias . . . 1508
Disposición transitoria primera. Régimen jurídico de las condiciones económicas de la conexión de una instalación de generación a las redes de transporte y distribución que dispongan de punto de conexión a la entrada en vigor del presente real decreto. . . . 1508
Disposición transitoria segunda. Plazo para que las instalaciones fotovoltaicas inscritas en el Registro de preasignación de retribución en el momento de la entrada en vigor del presente real decreto sean inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción de régimen especial. . . . 1508
Disposición transitoria tercera. Procedimientos en tramitación sobre las materias reguladas en las disposiciones finales segunda y cuarta del presente real decreto. . . . 1508
Disposiciones derogatorias . . . 1508
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 1508
Disposiciones finales . . . 1509
Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. . . . 1509
Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. . . . 1511
Disposición final tercera. Modificación del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. . . . 1516
Disposición final cuarta. Modificación del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología. . . . 1517
Disposición final quinta. Carácter básico. . . . 1518

Disposición final sexta. Desarrollo, ejecución y aplicación. . . . 1518
Disposición final séptima. Incorporación de derecho de la Unión Europea. . . . 1518
Disposición final octava. Entrada en vigor. . . . 1519
ANEXO I. Criterios para la determinación de la potencia nominal máxima disponible de conexión . . . 1519
ANEXO II. Modelo de solicitud de conexión . . . 1519
ANEXO III. Modelo de contrato técnico tipo . . . 1520

§ 67. Real Decreto 962/2024, de 24 de septiembre, por el que se regula la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en instalaciones ubicadas en el mar . . . 1524

Preámbulo . . . 1524
TÍTULO PRELIMINAR. Disposiciones generales . . . 1527
Artículo 1. Objeto. . . . 1527
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1527
Artículo 3. Definiciones. . . . 1528
Artículo 4. Competencias. . . . 1528
Artículo 5. Normativa de aplicación. . . . 1529
TÍTULO I. Procedimiento de concurrencia competitiva . . . 1530
CAPÍTULO I. Efectos, convocatoria y desarrollo . . . 1530
Artículo 6. Instalaciones que deben someterse a un procedimiento de concurrencia competitiva. . . . 1530
Artículo 7. Efectos derivados del procedimiento de concurrencia competitiva. . . . 1530
Artículo 8. Fases del procedimiento de concurrencia competitiva. . . . 1531
Artículo 9. Orden Ministerial por la que se aprueban las bases del procedimiento de concurrencia competitiva. . . . 1531
Artículo 10. Fase de diálogo público. . . . 1532
Artículo 11. Orden ministerial por la que se convoca el procedimiento de concurrencia competitiva. . . . 1532
Artículo 12. Requisitos exigibles a los sujetos para poder participar en el procedimiento de concurrencia competitiva. . . . 1533
Artículo 13. Requisitos y criterios exigibles a las instalaciones. . . . 1533
Artículo 14. Características del procedimiento de concurrencia competitiva. . . . 1534
Artículo 15. Presentación y subsanación de las solicitudes. . . . 1535
Artículo 16. Evaluación de las solicitudes. . . . 1535
Artículo 17. Resolución del procedimiento de concurrencia competitiva y de inscripción en el registro de preasignación. . . . 1536
Artículo 18. Publicidad y transparencia. . . . 1536
CAPÍTULO II. Régimen económico. . . . 1536
Artículo 19. Régimen económico de energías renovables. . . . 1536
Artículo 20. Parámetros retributivos y elementos que concretan el régimen económico de energías renovables. . . . 1537
Artículo 21. Canon de ocupación del dominio público marítimo-terrestre. . . . 1537
CAPÍTULO III. Acceso y conexión a las redes . . . 1537
Artículo 22. Capacidad disponible en nudos reservados a concurso. . . . 1537
Artículo 23. Adjudicación de la capacidad de acceso. . . . 1537
CAPÍTULO IV. Procedimientos administrativos . . . 1538
Artículo 24. Regulación de los procedimientos administrativos. . . . 1538
Artículo 25. Garantías exigibles en el marco del procedimiento de concurrencia competitiva. . . . 1538
Artículo 26. Prórroga de la fecha límite de disponibilidad de la instalación. . . . 1539
Artículo 27. Desistimiento del promotor en la construcción de la instalación. . . . 1539
Artículo 28. Modificación de la propuesta adjudicada. . . . 1540
Artículo 29. Cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación. . . . 1540
TÍTULO II. Procedimientos administrativos aplicables a instalaciones que no participan en el procedimiento de concurrencia competitiva . . . 1541
Artículo 30. Instalaciones renovables marinas innovadoras. . . . 1541
Artículo 31. Instalaciones renovables marinas ubicadas en los puertos de interés general del Estado. . . . 1541
Disposiciones adicionales . . . 1541
Disposición adicional primera. Particularidades aplicables a las instalaciones renovables marinas ubicadas en los territorios no peninsulares. . . . 1541
Disposición adicional segunda. Solicitudes presentadas al amparo del Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial. . . . 1542
Disposiciones transitorias . . . 1542
Disposición transitoria única. Solicitudes de autorización administrativa de instalaciones presentadas al amparo del artículo 32 del Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento 1542

administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial. 1542
Disposiciones derogatorias 1542
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. 1542
Disposiciones finales 1542
Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. 1542
Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. 1542
Disposición final tercera. Modificación del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica. 1543
Disposición final cuarta. Títulos competenciales. 1544
Disposición final quinta. Facultades de desarrollo y aplicación. 1545
Disposición final sexta. Entrada en vigor. 1545

§ 68. Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos 1546

Preámbulo 1546
TÍTULO I. Disposiciones generales 1552
Artículo 1. Objeto. 1552
Artículo 2. Ámbito de aplicación. 1552
Artículo 3. Potencia instalada. 1554
Artículo 4. Instalaciones híbridas. 1554
TÍTULO II. Derechos y obligaciones de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos 1556
Artículo 5. Contratos con las empresas de red. 1556
Artículo 6. Derechos de los productores de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. 1556
Artículo 7. Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. 1557
Artículo 8. Remisión de documentación. 1559
TÍTULO III. Participación en el mercado eléctrico 1560
Artículo 9. Participación en el mercado. 1560
Artículo 10. Participación en los servicios de ajuste del sistema. 1560
TÍTULO IV. Régimen retributivo específico. 1561
CAPÍTULO I. Otorgamiento y determinación del régimen retributivo específico 1561
Artículo 11. Aspectos generales del régimen retributivo específico. 1561
Artículo 12. Otorgamiento del régimen retributivo específico. 1562
Artículo 13. Instalaciones tipo. 1563
Artículo 14. Criterios para la aplicación del régimen retributivo específico a cada instalación. 1563
Artículo 15. Periodos regulatorios. 1565
Artículo 16. Retribución a la inversión de la instalación tipo. 1565
Artículo 17. Retribución a la operación de la instalación tipo. 1566
Artículo 18. Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación. 1566
Artículo 19. Revisión del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable. 1567
Artículo 20. Revisión y actualización de los parámetros retributivos. 1567
Artículo 21. Correcciones de los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico de una instalación como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento de la misma. 1568
Artículo 22. Estimación del precio de mercado y ajuste por desviaciones en el precio del mercado. 1569
Artículo 23. Retribución por participación en los servicios de ajuste del sistema. 1572
Artículo 24. Ayudas públicas y otros ingresos derivados de la explotación. 1572
Artículo 25. Retribución de las instalaciones híbridas. 1572
Artículo 26. Efectos retributivos de la modificación de las instalaciones con derecho a la percepción de régimen retributivo específico. 1573
Artículo 27. Condiciones de eficiencia energética de las cogeneraciones. 1574
CAPÍTULO II. Devengo y liquidaciones del régimen retributivo específico 1574
Artículo 28. Devengo del régimen retributivo. 1574
Artículo 29. Liquidaciones del régimen retributivo específico. 1575
CAPÍTULO III. Inspecciones, renuncia e incumplimientos 1575
Artículo 30. Inspecciones de instalaciones de producción con régimen retributivo específico. 1575
Artículo 31. Renuncia definitiva al régimen retributivo específico. 1575
Artículo 32. Incumplimiento de las condiciones de eficiencia energética. 1576

Artículo 33. Incumplimiento de los límites en el consumo de combustibles en función de las categorías, grupos y subgrupos. . . . 1576
Artículo 33 bis. Incumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero aplicables a los biolíquidos, biogás y combustibles sólidos de biomasa. . . . 1577
Artículo 34. Renuncia temporal al régimen retributivo específico para las cogeneraciones y las instalaciones a las que se refieren los apartados 2, 3 y 4 del artículo 33. . . . 1578
TÍTULO V. Procedimientos y registros administrativos . . . 1579
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 1579
Artículo 35. Competencias administrativas. . . . 1579
Artículo 36. Autorización de instalaciones. . . . 1579
CAPÍTULO II. Procedimientos relativos al registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica . . . 1580
Artículo 37. Inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. . . . 1580
Artículo 38. Coordinación con las comunidades autónomas y con otros organismos. . . . 1580
Artículo 39. Inscripción previa. . . . 1580
Artículo 40. Inscripción definitiva. . . . 1582
Artículo 41. Caducidad y cancelación de la inscripción previa. . . . 1583
Artículo 42. Cancelación y revocación de la inscripción definitiva. . . . 1583
CAPÍTULO III. Procedimientos relativos al registro de régimen retributivo específico . . . 1583
Artículo 43. Registro de régimen retributivo específico. . . . 1583
Artículo 44. Garantías. . . . 1584
Artículo 45. Procedimiento de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación. . . . 1585
Artículo 46. Requisitos necesarios para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación. . . . 1585
Artículo 47. Procedimiento de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación. . . . 1586
Artículo 48. Cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación. . . . 1587
Artículo 49. Cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación. . . . 1588
Artículo 50. Modificación de los datos de instalaciones inscritas en el registro del régimen retributivo específico. . . . 1589
Artículo 51. Procedimientos administrativos a efectos retributivos relativos a la modificación de las instalaciones con derecho a la percepción de régimen retributivo específico. . . . 1589
Artículo 52. Tratamiento de los datos. . . . 1590
TÍTULO V. Representación . . . 1591
Artículo 53. Representantes. . . . 1591
Disposiciones adicionales . . . 1592
Disposición adicional primera. Particularidades del primer periodo regulatorio. . . . 1592
Disposición adicional segunda. Instalaciones con derecho a la percepción de régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. . . . 1592
Disposición adicional tercera. Instalaciones adjudicatarias del concurso de instalaciones de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador. . . . 1594
Disposición adicional cuarta. Establecimiento de un régimen retributivo específico al amparo de la disposición adicional decimocuarta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. . . . 1594
Disposición adicional quinta. Establecimiento de un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas y las modificaciones de las existentes en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. . . . 1596
Disposición adicional sexta. Procedimiento de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación para las instalaciones que hayan sido inscritas en dicho registro en estado de preasignación al amparo de lo previsto en la disposición transitoria primera. . . . 1596
Disposición adicional séptima. Procedimientos relativos a la revocación del derecho económico y a la cancelación por incumplimiento de las inscripciones en el registro de régimen retributivo específico de aquellas instalaciones que con anterioridad a dicha inscripción hubieran resultado inscritas en el registro de preasignación de retribución regulado en el artículo 4 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre. . . . 1597
Disposición adicional octava. Procedimientos relativos a la revocación del derecho económico de las instalaciones que con anterioridad a su inscripción en el registro de régimen retributivo específico hubieran resultado inscritas en el registro de preasignación de retribución regulado en el artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. . . . 1599
Disposición adicional novena. Ajustes de la liquidación de las tarifas y primas correspondientes a la energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible, en las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles. . . . 1599

Disposición adicional décima. Devolución de las garantías depositadas para la inscripción en el registro de preasignación de retribución. . . . 1600
Disposición adicional undécima. Potencia instalada. . . . 1600
Disposición adicional duodécima. Obligación de adscripción a un centro de control de generación para las instalaciones y agrupaciones de instalaciones de producción de energía eléctrica no incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto. . . . 1600
Disposición adicional decimotercera. Revocación del régimen retributivo específico para aquellas instalaciones que no estén totalmente finalizadas al vencimiento del plazo límite. . . . 1601
Disposición adicional decimocuarta. Instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares. . . . 1601
Disposición adicional decimoquinta. Adecuación del registro de instalaciones de producción de energía eléctrica a la nueva clasificación establecida en el artículo 2 del presente real decreto. . . . 1602
Disposición adicional decimosexta. Comunicaciones por vía electrónica relativas a los procedimientos de inscripción de instalaciones en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. 1602
Disposición adicional decimoséptima. Acceso por vía electrónica a los datos del registro de régimen retributivo específico por parte de los titulares y sus representantes. . . . 1602
Disposición adicional decimoctava. Corrección de los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico correspondiente a 2013 como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento. . . . 1602
Disposición adicional decimonovena. Supresión de registros. . . . 1603
Disposición adicional vigésima. Referencias catastrales en Navarra y el País Vasco. . . . 1603
Disposiciones transitorias . . . 1603
Disposición transitoria primera. Inscripción en el registro de régimen retributivo específico de las instalaciones con derecho a la percepción de régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. . . . 1603
Disposición transitoria segunda. Régimen transitorio de vigencia del complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión regulado en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. . . . 1605
Disposición transitoria tercera. Remisión de información. . . . 1606
Disposición transitoria cuarta. Intercambio de información por vía electrónica. . . . 1607
Disposición transitoria quinta. Acceso y conexión a la red. . . . 1607
Disposición transitoria sexta. Aplicación de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión. . . . 1607
Disposición transitoria séptima. Cumplimiento de la obligación de adscripción a un centro de control de generación por las instalaciones y agrupaciones de instalaciones. . . . 1607
Disposición transitoria octava. Particularidades relativas a determinadas liquidaciones del régimen retributivo específico. . . . 1607
Disposición transitoria novena. Condiciones de eficiencia energética y configuración de medida para las instalaciones de cogeneración. . . . 1610
Disposición transitoria décima. Prueba de potencia neta. . . . 1610
Disposición transitoria undécima. Instalaciones que transitoriamente no dispongan de equipo de medida horaria. . . . 1611
Disposición transitoria duodécima. Expedientes en tramitación de cancelación por incumplimiento de las inscripciones en el registro de preasignación de retribución, al amparo del artículo 8 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre. . . . 1611
Disposición transitoria decimotercera. Consideración sobre la participación en los servicios de ajuste del sistema. . . . 1611
Disposición transitoria decimocuarta. Cumplimiento de la obligación de seguimiento de instrucciones dictadas por el operador del sistema para la modificación del rango de factor de potencia por las instalaciones. . . . 1611
Disposición transitoria decimoquinta. Instalaciones con diferentes modalidades de representación ante los distintos organismos. . . . 1611
Disposición transitoria decimosexta. Adaptación del sistema de retribución de energías renovables, cogeneración y residuos al procedimiento establecido para las liquidaciones de las actividades reguladas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. . . . 1611
Disposición transitoria decimoséptima. Solicitudes y convocatorias al amparo del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. . . . 1612
Disposición transitoria decimoctava. Hitos relativos al cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero aplicables a los biolíquidos, biogás y combustibles sólidos de biomasa. . . . 1612
Disposiciones derogatorias . . . 1613
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 1613
Disposiciones finales . . . 1613
Disposición final primera. Título competencial. . . . 1613
Disposición final segunda. Modificación del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado mediante el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto. . . . 1613

Disposición final tercera. Modificación del Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial. . . . 1614
Disposición final cuarta. Modificación del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica. . . . 1615
Disposición final quinta. Modificación del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. . . . 1615
Disposición final sexta. No incremento de gasto. . . . 1616
Disposición final séptima. Desarrollo normativo y modificaciones del contenido de los anexos. . . . 1616
Disposición final octava. Entrada en vigor. . . . 1616
ANEXO I. Consideraciones sobre instalaciones de los grupos b.6, b.7 y b.8 . . . 1616
ANEXO II. Requisitos de envío de telemedidas. . . . 1617
ANEXO III. Control de factor de potencia. . . . 1618
ANEXO IV. Perfiles horarios para las instalaciones que no cuenten con medida horaria . . . 1619
ANEXO V. Información a aportar para la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico. . . . 1621
ANEXO VI. Metodología para el cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste de las instalaciones tipo asociadas a las instalaciones a las que se otorgue el régimen retributivo específico de acuerdo con el artículo 12 . . . 1624
ANEXO VII. Declaración responsable relativa a la percepción de ayudas públicas con carácter previo a la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación . . . 1627
ANEXO VIII. Declaración responsable relativa a la percepción de ayudas públicas con posterioridad a la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación . . . 1628
ANEXO IX. Retribución de las instalaciones híbridas . . . 1628
ANEXO X. Modelo de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción energía eléctrica. . . . 1630
ANEXO XI. Declaración responsable para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación . . . 1631
ANEXO XII. Declaración responsable relativa a la modificación de la instalación a efectos retributivos. . . . 1632
ANEXO XIII. Cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste de las instalaciones tipo asociadas a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la disposición adicional segunda . . . 1633
ANEXO XIV. Condiciones de eficiencia energética exigidas a las instalaciones de cogeneración incluidas en la disposición transitoria novena . . . 1637
ANEXO XV. Acceso y conexión a la red . . . 1638
ANEXO XVI. Aprovechamiento de calor útil para climatización de edificios . . . 1640
ANEXO XVII. Prueba de potencia neta para instalaciones hidráulicas y térmicas . . . 1641

§ 69. Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica. . . . 1643

Preámbulo . . . 1643
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 1649
Artículo 1. Objeto. . . . 1649
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1650
Artículo 3. Otorgamiento del régimen económico de energías renovables mediante subastas. . . . 1650
Artículo 4. Orden para la aprobación del mecanismo de subasta. . . . 1651
Artículo 5. Obligaciones de las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables. . . . 1651
Artículo 6. Régimen de compatibilidad con ayudas para la misma finalidad. . . . 1651
CAPÍTULO II. Mecanismo de subasta . . . 1651
Artículo 7. Producto a subastar y variable de oferta. . . . 1651
Artículo 8. Desarrollo del procedimiento de subasta. . . . 1652
Artículo 9. Resultado de la subasta y precio de adjudicación. . . . 1653
Artículo 10. Entidad administradora de la subasta. . . . 1653
Artículo 11. Entidad supervisora de la subasta. . . . 1653
Artículo 12. Calendario previsto para el acceso a instrumentos económicos de apoyo. . . . 1653
CAPÍTULO III. Régimen Económico de Energías Renovables . . . 1654
Artículo 13. Energía de subasta. . . . 1654
Artículo 14. Energía mínima de subasta. . . . 1654
Artículo 15. Energía máxima de subasta. . . . 1654
Artículo 16. Plazo máximo de entrega y fechas de inicio y de finalización del plazo máximo de entrega. . . . 1655
Artículo 17. Cómputo de la energía de subasta. . . . 1655
Artículo 18. Retribución de las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables. . . . 1656
Artículo 18 bis. Adhesión a la retribución del régimen económico de energías renovables con carácter previo al inicio del plazo máximo de entrega. . . . 1657
Artículo 19. Actualización del precio de adjudicación. . . . 1658

Artículo 20. Medidas para incentivar el cumplimiento de las obligaciones relativas a la energía mínima de subasta. . . . 1658
CAPÍTULO IV. Inclusión del mecanismo en el mercado . . . 1659
Artículo 21. Participación en el mercado de las instalaciones durante la aplicación del régimen económico de energías renovables. . . . 1659
Artículo 22. Entidad responsable de la liquidación de la energía de subasta. . . . 1659
Artículo 23. Liquidación de la energía de subasta. . . . 1659
CAPÍTULO V. Registro electrónico y procedimientos administrativos relativos al régimen económico de energías renovables . . . 1660
Artículo 24. Registro electrónico del régimen económico de energías renovables. . . . 1660
Artículo 25. Garantías para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.. . . . 1661
Artículo 26. Procedimiento de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.. . . . 1662
Artículo 27. Requisitos necesarios para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación. . . . 1663
Artículo 28. Procedimiento de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación. . . . 1664
Artículo 29. Cancelación por incumplimiento de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación. . . . 1666
Artículo 30. Cancelación de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación. . . . 1666
Artículo 31. Modificación de los datos de los titulares de las instalaciones inscritas en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables. . . . 1668
Artículo 32. Modificación de la información relativa a las instalaciones inscritas en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables.. . . . 1668
Artículo 33. Tratamiento de los datos. . . . 1668
Artículo 34. Inspección de las instalaciones inscritas en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables. . . . 1669
Disposiciones adicionales . . . 1669
Disposición adicional única. Particularidades del régimen económico de energías renovables en los territorios no peninsulares. . . . 1669
Disposiciones finales . . . 1670
Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. . . . 1670
Disposición final segunda. Título competencial. . . . 1671
Disposición final tercera. Habilitación normativa. . . . 1671
Disposición final cuarta. Incorporación de normas del Derecho de la Unión Europea. . . . 1671
Disposición final quinta. Entrada en vigor. . . . 1671
ANEXO. Declaración responsable para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación . . . 1671

§ 70. Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia . . . 1673

Preámbulo . . . 1673
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 1674
Artículo 1. Objeto. . . . 1674
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1674
Artículo 3. Definiciones. . . . 1674
Artículo 4. Concepto de garantía de origen. . . . 1675
Artículo 5. Organismo responsable de la expedición y gestión. . . . 1675
Artículo 6. Sistema de anotaciones en cuenta de la garantía de origen.. . . . 1675
Artículo 7. Separación contable. . . . 1676
CAPÍTULO II. Procedimientos relativos a la garantía de origen . . . 1676
Artículo 8. Solicitud. . . . 1676
Artículo 9. Expedición.. . . . 1677
Artículo 10. Transferencia. . . . 1677
Artículo 11. Importación y exportación. . . . 1677
Artículo 12. Cancelación. . . . 1678
CAPÍTULO III. Control y régimen sancionador. . . . 1678
Artículo 13. Verificación e inspección de las instalaciones. . . . 1678
Artículo 14. Régimen de infracciones y sanciones. . . . 1679

CAPÍTULO IV. Informes . . . 1679
Artículo 15. Objetivos indicativos nacionales. . . . 1679
Artículo 16. Evaluación del marco normativo. . . . 1679
Disposiciones adicionales . . . 1679
Disposición adicional única. . . . 1679
Disposiciones transitorias . . . 1680
Disposición transitoria primera. Plazo para el inicio de funcionamiento del sistema de anotaciones en cuenta. . . . 1680
Disposición transitoria segunda. Solicitud y expedición de garantías de origen correspondientes a energía producida durante los años 2004, 2005 y 2006. . . . 1680
Disposiciones finales . . . 1680
Disposición final primera. Título competencial. . . . 1680
Disposición final segunda. Incorporación de derecho de la Unión Europea. . . . 1680
Disposición final tercera. Ejecución y aplicación de la orden. . . . 1680
Disposición final cuarta. Entrada en vigor. . . . 1681

§ 71. Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos . . . 1682

Preámbulo . . . 1682
Artículos . . . 1687
Artículo 1. Objeto. . . . 1687
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1688
Artículo 3. Aspectos retributivos de las instalaciones previstas en el artículo 2.1. . . . 1688
Artículo 4. Aspectos retributivos de las instalaciones previstas en el artículo 2.2. . . . 1688
Artículo 5. Vida útil regulatoria y valor estándar de la inversión inicial de las instalaciones tipo. . . . 1689
Artículo 6. Cálculo de la retribución para las instalaciones con hibridación. . . . 1689
Artículo 7. Aplicación de las horas mínimas y umbrales de funcionamiento. . . . 1690
Artículo 8. Número de horas equivalentes de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación. . . . 1690
Disposiciones adicionales . . . 1691
Disposición adicional primera. Régimen retributivo específico para el aprovechamiento de calor útil para climatización de edificios. . . . 1691
Disposición adicional segunda. Referencias a autorización de explotación. . . . 1691
Disposición adicional tercera. Solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación de las instalaciones definidas en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. . . . 1691
Disposición adicional cuarta. Comunicación y notificación por vía electrónica. . . . 1693
Disposiciones transitorias . . . 1693
Disposición transitoria primera. Asignación de instalaciones tipo por defecto de conformidad con la disposición transitoria primera.9 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. . . . 1693
Disposición transitoria segunda. Instalaciones híbridas tipo 1 que utilicen como combustible licores negros del grupo c.2. . . . 1694
Disposición transitoria tercera. Procedimiento de asignación para las modificaciones sustanciales de las instalaciones de cogeneración acogidas a los subgrupos a.1.1 y a.1.2. . . . 1695
Disposiciones derogatorias . . . 1696
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 1696
Disposiciones finales . . . 1696
Disposición final primera. Títulos competenciales. . . . 1696
Disposición final segunda. Aplicación. . . . 1696
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 1696
ANEXOS I a VIII . . . 1696

§ 72. Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares . . . 1698

Preámbulo . . . 1698
CAPÍTULO I. Objeto y ámbito de aplicación . . . 1701
Artículo 1. Objeto. . . . 1701
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1702
Artículo 3. Tipología de las instalaciones fotovoltaicas. . . . 1702

CAPÍTULO II. Régimen retributivo específico . . . 1702
Artículo 4. Régimen retributivo específico. . . . 1702
Artículo 5. Parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia. . . . 1703
Artículo 6. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo. . . . 1704
Artículo 7. Cálculo de las horas mínimas y umbrales de funcionamiento. . . . 1704
CAPÍTULO III. Procedimiento de subasta. . . . 1704
Artículo 8. Convocatoria de la subasta. . . . 1704
Artículo 9. Características de las subastas. . . . 1705
Artículo 10. Solicitud de participación en la subasta. . . . 1705
Artículo 11. Entidad supervisora de las subastas. . . . 1706
Artículo 12. Resolución del procedimiento de subasta. . . . 1706
Artículo 13. Requisitos para la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación. . . . 1707
Artículo 14. Garantía económica. . . . 1708
Disposiciones adicionales . . . 1708
Disposición adicional primera. Rentabilidad razonable de las instalaciones tipo de referencia. . . . 1708
Disposición adicional segunda. Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación. . . . 1708
Disposición adicional tercera. Comunicaciones por vía electrónica relativas a los procedimientos regulados en la presente orden. . . . 1708
Disposición adicional cuarta. Revisión de la retribución correspondiente al primer periodo de 2013, segundo periodo de 2013 y del año 2014 a varias empresas distribuidoras de energía eléctrica con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes. . . . 1709
Disposición adicional quinta. Aplicación. . . . 1709
Disposición adicional sexta. Instalaciones eólicas en el Sistema Eléctrico Canario. . . . 1709
Disposición adicional séptima. Ayudas de fondos europeos. . . . 1711
Disposiciones transitorias . . . 1711
Disposición transitoria única. Convocatoria de la subasta hasta la primera aprobación de la previsión de costes de generación con retribución regulada del sistema. . . . 1711
Disposiciones derogatorias . . . 1711
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 1711
Disposiciones finales . . . 1712
Disposición final primera. Títulos competenciales. . . . 1712
Disposición final segunda. Entrada en vigor. . . . 1712
ANEXO I. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia de tecnología fotovoltaica en los sistemas eléctricos no peninsulares y de tecnología eólica en los sistemas eléctricos Balear, Ceutí y Melillense, aplicables a la primera convocatoria de la subasta y al primer semiperiodo regulatorio . . . 1712
ANEXO II. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo de tecnología eólica en el Sistema Eléctrico Canario. . . . 1718

§ 73. Orden IET/1882/2014, de 14 de octubre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones solares termoeléctricas . . . 1722

Preámbulo . . . 1722
CAPÍTULO I. Objeto y ámbito de aplicación . . . 1723
Artículo 1. Objeto. . . . 1723
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1724
CAPÍTULO II. Cálculo de la energía eléctrica imputable a cada fuente de energía primaria . . . 1724
Artículo 3. Combustibles de apoyo. . . . 1724
Artículo 4. Energía eléctrica imputable a la utilización de los distintos combustibles. . . . 1724
Artículo 5. Rendimiento para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles de apoyo. . . . 1726
CAPÍTULO III. Sobre la medición de los consumos de energías primarias utilizados . . . 1726
Artículo 6. Medición de los combustibles. . . . 1726
Artículo 7. Verificación y control de la medida. . . . 1727
Artículo 8. Remisión de información al organismo encargado de la liquidación. . . . 1727
Artículo 9. Informe de seguimiento. . . . 1727
Disposiciones adicionales . . . 1727
Disposición adicional única. Remisión de la información a partir de la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. . . . 1727
Disposiciones transitorias . . . 1728
Disposición transitoria primera. Aplicabilidad de esta orden y ajuste de las cantidades percibidas en concepto de primas y tarifas. . . . 1728
Disposición transitoria segunda. Normativa reguladora y organismos encargados de la inspección y la liquidación. . . . 1728
Disposición transitoria tercera. Información relativa a los consumos de biomasa y biogás. . . . 1728

Disposiciones derogatorias . . . 1728
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 1728
Disposiciones finales . . . 1728
Disposición final primera. Título competencial. . . . 1728
Disposición final segunda. Aplicación de la orden. . . . 1729
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 1729

§ 74. Orden IET/1344/2015, de 2 de julio, por la que se aprueban las instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos . . . 1730

Preámbulo . . . 1730
Artículos . . . 1731
Artículo 1. Objeto. . . . 1731
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1732
Artículo 3. Aspectos retributivos de las instalaciones. . . . 1732
Artículo 4. Vida útil regulatoria y valor estándar de la inversión inicial de las instalaciones tipo. . . . 1733
Disposiciones adicionales . . . 1733
Disposición adicional primera. Liquidaciones del régimen retributivo específico. . . . 1733
Disposición adicional segunda. Referencias a autorización de explotación. . . . 1733
Disposiciones transitorias . . . 1733
Disposición transitoria única. Aplicabilidad de Valores de la retribución a la operación. . . . 1733
Disposiciones finales . . . 1733
Disposición final primera. Modificación de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. . . . 1733
Disposición final segunda. Títulos competenciales. . . . 1734
Disposición final tercera. Aplicación. . . . 1734
Disposición final cuarta. Entrada en vigor. . . . 1734
ANEXO I. Equivalencia entre determinadas categorías, grupos y subgrupos del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, y del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, con las del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, así como las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes . . . 1734
ANEXO II. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo . . . 1736
ANEXO III. Valores de retribución a la operación para el segundo semestre de 2015 y parámetros A, B y C de aplicación a los años 2015 y 2016 de las instalaciones tipo cuyos costes variables dependen esencialmente del precio de combustible, y que por lo tanto están sujetas a la actualización prevista en el artículo 20.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio . . . 1738
ANEXO IV. Parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo del anexo II . . . 1738

§ 75. Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, convocada al amparo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y se aprueban sus parámetros retributivos . . . 1754

Preámbulo . . . 1754
CAPÍTULO I. Objeto y ámbito de aplicación . . . 1756
Artículo 1. Objeto. . . . 1756
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1756
CAPÍTULO II. Régimen retributivo específico . . . 1757
Artículo 3. Régimen retributivo específico. . . . 1757
Artículo 4. Parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia. . . . 1757
Artículo 5. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo. . . . 1758
Artículo 6. Vida útil regulatoria y valor estándar de la inversión inicial. . . . 1758
Artículo 7. Cálculo de las horas mínimas y umbrales de funcionamiento. . . . 1759
CAPÍTULO III. Procedimiento de subasta. . . . 1759
Artículo 8. Características de la subasta. . . . 1759
Artículo 9. Convocatoria de la subasta. . . . 1759

Artículo 10. Entidad administradora de la subasta. . . . 1760
Artículo 11. Entidad supervisora de la subasta. . . . 1760
Artículo 12. Solicitud de participación en la subasta. . . . 1760
Artículo 13. Desarrollo y resolución del procedimiento de subasta. . . . 1760
CAPÍTULO IV. Inscripción en el Registro de régimen retributivo específico. . . . 1761
Artículo 14. Inscripción en el Registro de régimen retributivo especifico en estado de preasignación. . . . 1761
Artículo 15. Requisitos para la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación. . . . 1762
Artículo 16. Cuantía de la garantía económica. . . . 1763
Disposiciones adicionales 1763
Disposición adicional única. Ayudas de fondos europeos. . . . 1763
Disposiciones finales 1763
Disposición final primera. Título competencial. . . . 1763
Disposición final segunda. Entrada en vigor. . . . 1763
ANEXO. Parámetros retributivos de las Instalaciones tipo de referencia aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para las instalaciones de tecnología eólica 1763

§ 76. Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico, los parámetros retributivos correspondientes, y demás aspectos que serán de aplicación para el cupo de 3.000 MW de potencia instalada, convocado al amparo del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio. . . . 1767

Preámbulo 1767
Artículos 1769
Artículo único. Procedimiento y demás aspectos aplicables a la convocatoria del cupo de 3000 MW de potencia instalada. . . . 1769
Disposiciones finales 1770
Disposición final primera. Modificación de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos. . . . 1770
Disposición final segunda. Título competencial. . . . 1770
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 1770

§ 77. Orden TEC/1174/2018, de 8 de noviembre, por la que se establecen los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines aprobadas por la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, y se actualizan para el semiperiodo 2017-2019. . . . 1771

Preámbulo 1771
Artículos 1773
Artículo 1. Objeto. . . . 1773
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1773
Artículo 3. Parámetros retributivos de aplicación al primer semiperiodo regulatorio. . . . 1773
Artículo 4. Actualización de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo para el segundo semiperiodo regulatorio de 2017 a 2019. . . . 1775
Artículo 5. Vida útil regulatoria y valor estándar de la inversión inicial de las instalaciones tipo. . . . 1780
Disposiciones adicionales 1780
Disposición adicional primera. Aplicabilidad de los parámetros retributivos. . . . 1780
Disposición adicional segunda. Compensación de los costes derivados del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. . . . 1780
Disposiciones transitorias 1781
Disposición transitoria única. Liquidaciones del régimen retributivo específico. . . . 1781
Disposiciones derogatorias 1781
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 1781
Disposiciones finales 1781
Disposición final primera. Modificación de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. . . . 1781
Disposición final segunda. Título competencial. . . . 1781
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 1781
ANEXO I. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables al primer semiperiodo regulatorio 1781

ANEXO II. Hipótesis de cálculo específicas aplicables en el primer semiperiodo regulatorio . . . 1783
ANEXO III. Parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo del anexo I aplicables al primer semiperiodo regulatorio . . . 1785
ANEXO IV. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables al segundo semiperiodo regulatorio 2017-2019 . . . 1793
ANEXO V. Hipótesis de cálculo consideradas para la actualización de los parámetros retributivos para el segundo semiperiodo regulatorio 2017-2019. . . . 1794
ANEXO VI. Parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo para el segundo semiperiodo regulatorio 2017-2019 . . . 1796

§ 78. Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020 . . . 1800

Preámbulo . . . 1800
Artículos . . . 1804
Artículo 1. Objeto. . . . 1804
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1804
Artículo 3. Aprobación del precio de mercado estimado para cada año del tercer semiperiodo regulatorio. . . . 1805
Artículo 4. Instalaciones tipo y actualización de sus parámetros retributivos. . . . 1805
Artículo 5. Reasignación de las instalaciones no incluidas en sectores considerados en riesgo de fuga de carbono. . . . 1806
Artículo 6. Reasignación de las instalaciones afectadas por la disposición final tercera bis de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. . . . 1807
Disposiciones derogatorias . . . 1808
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 1808
Disposiciones finales . . . 1808
Disposición final primera. Títulos competenciales. . . . 1808
Disposición final segunda. Entrada en vigor. . . . 1808
ANEXOS . . . 1808

§ 79. Orden TED/765/2020, de 3 de agosto, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía térmica con fuentes de energía renovable, susceptibles de ser cofinanciadas con fondos de la Unión Europea . . . 1809

Preámbulo . . . 1809
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 1813
Artículo 1. Objeto. . . . 1813
Artículo 2. Régimen jurídico. . . . 1813
Artículo 3. Ámbito geográfico. . . . 1814
Artículo 4. Ámbito temporal. . . . 1814
Artículo 5. Tipos de actuaciones objeto de las ayudas. . . . 1814
Artículo 6. Beneficiarios. . . . 1814
Artículo 7. Obligaciones esenciales de los beneficiarios. . . . 1815
CAPÍTULO II. Características de las ayudas . . . 1817
Artículo 8. Modalidad de la ayuda y régimen de concesión. . . . 1817
Artículo 9. Financiación. . . . 1818
Artículo 10. Incompatibilidad de las ayudas. . . . 1818
Artículo 11. Gastos subvencionables. . . . 1818
Artículo 12. Presupuestos subvencionables mínimos y máximos de los proyectos de inversión. . . . 1819
Artículo 13. Límites de ayuda en la resolución de concesión. . . . 1819
Artículo 14. Valor de la potencia instalada máxima y mínima a implementar para cada localización y por tipo de actuación. . . . 1820
Artículo 15. Anticipo. . . . 1820
Artículo 16. Cuantía de las ayudas. . . . 1820
Artículo 17. Plazo de realización de las actuaciones. . . . 1820
Artículo 18. Plazo máximo de justificación de la realización de las actuaciones. . . . 1821
CAPÍTULO III. Procedimiento . . . 1821
Artículo 19. Convocatoria de las ayudas e inicio del procedimiento. . . . 1821
Artículo 20. Órganos competentes para convocar, instruir y resolver el procedimiento de concesión y órgano responsable del seguimiento. . . . 1821
Artículo 21. Tramitación electrónica. . . . 1822
Artículo 22. Plazo de presentación de solicitudes. . . . 1822

Artículo 23. Representación. . . . 1822
Artículo 24. Formalización y presentación de solicitudes. . . . 1822
Artículo 25. Evaluación y selección de las solicitudes. . . . 1824
Artículo 26. Propuesta de resolución provisional y definitiva. . . . 1825
Artículo 27. Resolución. . . . 1826
Artículo 28. Modificación de la resolución de concesión. . . . 1827
CAPÍTULO IV. Justificación y pago de las ayudas 1827
Artículo 29. Justificación de la realización del proyecto. . . . 1827
Artículo 30. Importe de la ayuda a certificar. . . . 1830
Artículo 31. Certificación provisional, pago de la ayuda y certificación definitiva. . . . 1831
Artículo 32. Garantías relativas al anticipo. . . . 1832
CAPÍTULO V. Control y reintegro de las ayudas 1833
Artículo 33. Gestión, seguimiento y control. . . . 1833
Artículo 34. Instrucciones de cumplimiento. . . . 1833
Artículo 35. Incumplimientos, reintegros y sanciones. . . . 1833
Artículo 36. Criterios de graduación de los posibles incumplimientos. . . . 1834
Artículo 37. Información, comunicación, visibilidad y publicidad. . . . 1834
Artículo 38. Protección de datos de carácter personal. . . . 1835
Disposiciones finales 1835
Disposición final primera. Título competencial. . . . 1835
Disposición final segunda. Desarrollo y aplicación. . . . 1835
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 1835

§ 80. Orden TED/766/2020, de 3 de agosto, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas a la inversión en instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable, susceptibles de ser cofinanciadas con fondos de la Unión Europea 1836

Preámbulo 1836
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 1840
Artículo 1. Objeto. . . . 1840
Artículo 2. Régimen jurídico. . . . 1840
Artículo 3. Ámbito geográfico. . . . 1840
Artículo 4. Ámbito temporal. . . . 1841
Artículo 5. Tipos de actuaciones objeto de las ayudas. . . . 1841
Artículo 6. Beneficiarios. . . . 1841
Artículo 7. Obligaciones esenciales de los beneficiarios. . . . 1842
CAPÍTULO II. Características de las ayudas 1844
Artículo 8. Modalidad de la ayuda y régimen de concesión. . . . 1844
Artículo 9. Financiación. . . . 1845
Artículo 10. Incompatibilidad de las ayudas. . . . 1845
Artículo 11. Gastos subvencionables. . . . 1845
Artículo 12. Presupuestos subvencionables mínimos y máximos de los proyectos de inversión. . . . 1846
Artículo 13. Límites de ayuda en la resolución de concesión. . . . 1846
Artículo 14. Valor de la potencia instalada máxima y mínima a implementar para cada localización y por tipo de actuación. . . . 1847
Artículo 15. Anticipo. . . . 1847
Artículo 16. Cuantía de las ayudas. . . . 1847
Artículo 17. Plazo de realización de las actuaciones. . . . 1847
Artículo 18. Plazo máximo de justificación de la realización de las actuaciones. . . . 1848
CAPÍTULO III. Procedimiento 1848
Artículo 19. Convocatoria de las ayudas e inicio del procedimiento. . . . 1848
Artículo 20. Órganos competentes para convocar, instruir y resolver el procedimiento de concesión y órgano responsable del seguimiento. . . . 1848
Artículo 21. Tramitación electrónica. . . . 1849
Artículo 22. Plazo de presentación de solicitudes. . . . 1849
Artículo 23. Representación. . . . 1849
Artículo 24. Formalización y presentación de solicitudes. . . . 1850
Artículo 25. Evaluación y selección de las solicitudes. . . . 1851
Artículo 26. Propuesta de resolución provisional y definitiva. . . . 1852
Artículo 27. Resolución. . . . 1853
Artículo 28. Modificación de la resolución de concesión. . . . 1854
CAPÍTULO IV. Justificación y pago de las ayudas 1854
Artículo 29. Justificación de la realización del proyecto. . . . 1854
Artículo 30. Importe de la ayuda a certificar. . . . 1857

Artículo 31. Certificación provisional, pago de la ayuda y certificación definitiva. . . . 1858
Artículo 32. Garantías relativas al anticipo. . . . 1859
CAPÍTULO V. Control y reintegro de las ayudas . . . 1859
Artículo 33. Gestión, seguimiento y control. . . . 1859
Artículo 34. Instrucciones de cumplimiento. . . . 1860
Artículo 35. Incumplimientos, reintegros y sanciones. . . . 1860
Artículo 36. Criterios de graduación de los posibles incumplimientos. . . . 1861
Artículo 37. Información, comunicación, visibilidad y publicidad. . . . 1861
Artículo 38. Protección de datos de carácter personal. . . . 1862
Disposiciones finales . . . 1862
Disposición final primera. Título competencial. . . . 1862
Disposición final segunda. Desarrollo y aplicación. . . . 1862
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 1862

§ 81. Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025 . . . 1863

Preámbulo . . . 1863
CAPÍTULO I. Objeto y ámbito de aplicación . . . 1866
Artículo 1. Objeto. . . . 1866
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1866
CAPÍTULO II. Régimen económico de energías renovables. . . . 1867
Artículo 3. Régimen económico de energías renovables. . . . 1867
Artículo 4. Parámetros retributivos de las tecnologías. . . . 1868
CAPÍTULO III. Convocatoria y parámetros de las subastas . . . 1868
Artículo 5. Producto y cupo de producto a subastar. . . . 1868
Artículo 6. Resolución de convocatoria de la subasta. . . . 1868
CAPÍTULO IV. Procedimiento y especificaciones de detalle de la subasta . . . 1868
Artículo 7. Subasta y proceso de desarrollo. . . . 1868
Artículo 8. Garantía de competencia. . . . 1869
Artículo 9. Características de las ofertas. . . . 1870
Artículo 10. Proceso de casación de la subasta. . . . 1871
CAPÍTULO V. Trámites y procedimientos asociados al Registro electrónico del régimen económico de energías renovables . . . 1871
Artículo 11. Plazo máximo para la presentación de la solicitud de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación. . . . 1871
Artículo 12. Garantías económicas para la participación en la subasta y para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación. . . . 1871
Artículo 13. Inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación. . . . 1872
Artículo 14. Identificación de la instalación. . . . 1873
Artículo 15. Acreditación de la autorización administrativa de construcción de las instalaciones identificadas. . . . 1874
Artículo 16. Inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación. . . . 1875
Artículo 17. Remisión de información contenida en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables. . . . 1877
Artículo 18. Cumplimiento de los requisitos de las tecnologías que utilicen combustibles. . . . 1877
Artículo 18 bis. Cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero aplicables a los biolíquidos, biogás y combustibles sólidos de biomasa. . . . 1877
CAPÍTULO VI. Medidas para incentivar el cumplimiento de las obligaciones relativas a la energía mínima de subasta . . . 1879
Artículo 19. Penalización automática en los hitos de control intermedios. . . . 1879
Artículo 20. Penalización en la cancelación de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación con anterioridad a la fecha de finalización del plazo máximo de entrega. . . . 1880
Artículo 21. Penalización en la fecha de finalización del plazo máximo de entrega. . . . 1882
Artículo 22. Tramitación y liquidación de las penalizaciones establecidas en los artículos 20 y 21. . . . 1883
CAPÍTULO VII. Calendario de subastas del régimen económico de energías renovables . . . 1884
Artículo 23. Calendario de subastas del régimen económico de energías renovables. . . . 1884
Disposiciones adicionales . . . 1884
Disposición adicional primera. Titulares de unidades de adquisición nacionales. . . . 1884
Disposición adicional segunda. Reparto del excedente o déficit diario. . . . 1885
Disposición adicional tercera. Habilitación a la persona titular de la Secretaria de Estado de Energía para modificar determinados valores. . . . 1885

Disposiciones finales . . . 1885
Disposición final primera. Título competencial. . . . 1885
Disposición final segunda. Entrada en vigor. . . . 1885
ANEXO. Parámetros retributivos de las tecnologías . . . 1886

§ 82. Orden TED/526/2024, de 31 de mayo, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo de generación de energía eléctrica cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible y se actualizan sus valores de retribución a la operación de aplicación a partir del 1 de enero de 2024 . . . 1887

Preámbulo . . . 1887
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 1890
Artículo 1. Objeto. . . . 1890
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 1890
Artículo 3. Periodicidad de la actualización de la retribución a la operación. . . . 1890
Artículo 4. Exención de la aplicación del sistema de ajuste por desviaciones en el precio del mercado regulado en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. . . . 1890
Artículo 5. Variables de actualización de la retribución a la operación. . . . 1890
Artículo 6. Estimación del precio de mercado eléctrico. . . . 1891
CAPÍTULO II. Metodología de actualización de la retribución a la operación para las instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos. . . . 1892
Artículo 7. Estimación del precio de los derechos de emisión de CO2 para las instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos. . . . 1892
Artículo 8. Estimación del precio del gas natural para las instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos. . . . 1892
Artículo 9. Estimación del precio de hidrocarburos líquidos para las instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos. . . . 1894
Artículo 10. Metodología de actualización de la retribución a la operación de instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos. . . . 1894
CAPÍTULO III. Metodología de actualización de la retribución a la operación para las instalaciones tipo de biomasa. . . . 1897
Artículo 11. Estimación del precio del combustible para las instalaciones tipo de biomasa. . . . 1897
Artículo 12. Metodología de actualización de la retribución a la operación de instalaciones tipo de biomasa. . . . 1898
Artículo 13. Ajuste por afección a la retribución a la inversión para las instalaciones tipo de biomasa. . . . 1900
Disposiciones adicionales . . . 1901
Disposición adicional primera. Informe de seguimiento del mercado eléctrico y del mercado de gas natural y propuesta no vinculante de los coeficientes de ponderación para estimación de precios. . . . 1901
Disposición adicional segunda. Valores de los coeficientes de ponderación a considerar para la aplicación del artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. . . . 1901
Disposición adicional tercera. Valores de la retribución a la operación para el primer semestre del año 2024. . . . 1901
Disposición adicional cuarta. Informe de evolución del sector de la cogeneración. . . . 1902
Disposiciones transitorias . . . 1902
Disposición transitoria primera. Aplicabilidad de los valores de retribución a la operación del primer semestre del año 2024. . . . 1902
Disposición transitoria segunda. Ajuste transitorio a posteriori por desviación del precio del mercado eléctrico y del precio del combustible en el primer semestre del año 2024 para las instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos. . . . 1902
Disposición transitoria tercera. Ajuste transitorio a posteriori por desviación del precio del mercado eléctrico y del precio del combustible en el primer semestre del año 2024 para las instalaciones tipo de biomasa. . . . 1904
Disposición transitoria cuarta. Particularidades de cálculo de la retribución a la operación para el tercer trimestre del año 2024. . . . 1906
Disposición transitoria quinta. Particularidades de cálculo de la retribución a la operación para el cuarto trimestre del año 2024. . . . 1907
Disposiciones derogatorias . . . 1907
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 1907
Disposiciones finales . . . 1907
Disposición final primera. Modificación de la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025. . . . 1907
Disposición final segunda. Título competencial. . . . 1908
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 1908
ANEXO I. Parámetros establecidos en los artículos 10 y 12 para los años 2024 y 2025 . . . 1909

ANEXO II. Flujos de caja del segundo semestre del año 2024 y de los dos semestres del año 2025 calculados según se detalla en el artículo 13.1 para el ajuste por afección a la retribución a la inversión para las instalaciones tipo de biomasa . . . 1950
ANEXO III. Datos para la estimación de precios de combustibles para el primer semestre de 2024 . . . 1951
ANEXO IV. Valores de la retribución a la operación de aplicación en el primer semestre del año 2024 . . . 1953

§ 83. Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que regula la solicitud de información y el procedimiento de liquidación, facturación y pago del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos . . . 1997

Preámbulo . . . 1997
Artículos . . . 1999
Primero. Objeto de la Circular. . . . 1999
Segundo. Definiciones. . . . 1999
Tercero. Ámbito de aplicación. . . . 2002
Cuarto. Sujetos Afectados. . . . 2002
Quinto. Representación de los titulares de instalaciones. . . . 2003
Sexto. Documentación exigible para el alta de una instalación de producción en el sistema de liquidación. . . . 2004
Séptimo. Cesiones y pignoraciones de derechos de crédito. . . . 2005
Octavo. Documentación exigible para la modificación de las características de una instalación de producción en el Sistema de Liquidación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o de su régimen retributivo. . . . 2007
Noveno. Implementación en el sistema de liquidaciones de las modificaciones de las características de una instalación de producción en el registro de Régimen Retributivo Específico. . . . 2010
Décimo. Información sobre agrupaciones e instalaciones relativas al cumplimiento de requisitos de respuesta frente a huecos, telemedida y adscripción a centro de control. . . . 2010
Undécimo. Efectos en el Sistema de Liquidación de la cancelación, revocación o renuncia definitiva de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico. . . . 2011
Duodécimo. Cumplimiento de las obligaciones relativas a determinadas instalaciones con derecho a régimen retributivo específico. . . . 2011
Decimotercero. Comunicación de renuncia al régimen económico por exportación de Garantías de Origen. . . . 2012
Decimocuarto. Remisión a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de la información necesaria para la liquidación. . . . 2012
Decimoquinto. Aplicación en el sistema de liquidaciones de las correcciones del régimen retributivo específico como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación. . . . 2016
Decimosexto. Desarrollo del procedimiento de cálculo, seguimiento, control y pago de la liquidación. . . . 2017
Decimoséptimo. Comunicaciones en el ámbito de la presente Circular. . . . 2020
Decimoctavo. Verificación y control. . . . 2021
Decimonoveno. Acceso permanente a la información. . . . 2021
Vigésimo. Confidencialidad. . . . 2022
Disposiciones adicionales . . . 2022
Disposición adicional primera. Domiciliación de los pagos al sistema de liquidaciones. . . . 2022
Disposición adicional segunda. Referencias a las liquidaciones previas a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio. . . . 2022
Disposición adicional tercera. Envío de datos para la notificación telemática. . . . 2022
Disposición adicional cuarta. Comunicación de datos de los Sujetos de Liquidación. . . . 2023
Disposición adicional quinta. Decrementos del coeficiente de cobertura. . . . 2023
Disposición adicional sexta. Creación de códigos CIL para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación. . . . 2023
Disposición adicional séptima. Liquidación de la energía generada antes del 1 de noviembre de 2009. . . . 2023
Disposición adicional octava. Cierre mensual de la liquidación. . . . 2023
Disposiciones transitorias . . . 2023
Disposición transitoria única. . . . 2023
Disposiciones derogatorias . . . 2024
Disposición derogatoria única. . . . 2024
Disposiciones finales . . . 2024
Disposición final única. Entrada en vigor. . . . 2024
ANEXO I. Orden de domiciliación de adeudo directo SEPA . . . 2024

§ 84. Circular 1/2018, de 18 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regula la gestión del sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia 2025

Preámbulo 2025
Artículos 2026
Primero. Objeto de la Circular. 2026
Segundo. Definiciones. 2026
Tercero. Garantía de origen. 2027
Cuarto. Sistema de Garantía de Origen. 2027
Quinto. Solicitud de expedición. 2028
Sexto. Expedición. 2029
Séptimo. Transferencia. 2030
Octavo. Importación. 2030
Noveno. Exportación. 2031
Décimo. Redención. 2032
Undécimo. Caducidad. 2032
Duodécimo. Denegación de solicitudes. 2032
Decimotercero. Desistimiento de solicitudes. 2032
Decimocuarto. Rectificación de errores. 2033
Decimoquinto. Formalización de las distintas solicitudes y documentación y efectos de su presentación. 2033
Decimosexto. Separación contable. 2034
Decimoséptimo. Verificación y control. 2034
Decimoctavo. Confidencialidad. 2035
Decimonoveno. Accesibilidad de la información. 2035
Disposiciones adicionales 2035
Disposición adicional única. 2035
Disposiciones derogatorias 2035
Disposición derogatoria única. 2035
Disposiciones finales 2036
Disposición final. Entrada en vigor. 2036

§ 85. Circular 2/2021, de 10 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del etiquetado de la electricidad para informar sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente 2037

Preámbulo 2037
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 2040
Artículo 1. Objeto. 2040
Artículo 2. Ámbito de aplicación. 2040
Artículo 3. Definiciones. 2040
CAPÍTULO II. Información relacionada con el etiquetado de electricidad 2042
Artículo 4. Etiquetado de electricidad correspondiente a cada empresa comercializadora. 2042
Artículo 5. Etiquetado de electricidad correspondiente a la energía eléctrica consumida. 2042
CAPÍTULO III. Metodología de elaboración del etiquetado de electricidad 2043
Artículo 6. Obtención de datos para la elaboración del etiquetado. 2043
Artículo 7. Accesibilidad de la información. 2044
Disposiciones adicionales 2044
Disposición adicional única. 2044
Disposiciones transitorias 2044
Disposición transitoria única. 2044
Disposiciones derogatorias 2044
Disposición derogatoria única. 2044
Disposiciones finales 2044
Disposición final única. Entrada en vigor. 2044
ANEXO I. Método de cálculo de etiquetado de la electricidad 2045
ANEXO II. Formato del etiquetado 2050

VI. TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

§ 86. Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión 2051

Preámbulo 2051
Artículos 2053
Artículo 1. Objeto. 2053
Artículo 2. Definiciones. 2053
Artículo 3. Ámbito de aplicación. 2054
Artículo 4. Zonas de protección.. 2054
Artículo 5. Prescripciones técnicas para las líneas eléctricas. 2055
Artículo 6. Medidas de prevención contra la electrocución.. 2055
Artículo 7. Medidas de prevención contra la colisión. 2055
Artículo 8. Contenido de los proyectos. 2056
Artículo 9. Mantenimiento de las líneas eléctricas. 2056
Artículo 10. Régimen sancionador. 2056
Disposiciones adicionales 2057
Disposición adicional única. Plan de inversiones a la adaptación de líneas eléctricas. 2057
Disposiciones transitorias 2057
Disposición transitoria única. Adaptación de líneas eléctricas aéreas de alta tensión. 2057
Disposiciones derogatorias 2057
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. 2057
Disposiciones finales 2057
Disposición final primera. Títulos competenciales. 2057
Disposición final segunda. Entrada en vigor. 2057
ANEXO 2058

§ 87. Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica 2059

Preámbulo 2059
CAPÍTULO I. Disposiciones Generales 2061
Artículo 1. Objeto. 2061
Artículo 2. Ámbito de aplicación. 2061
CAPÍTULO II. Criterios generales. 2062
Artículo 3. Criterios generales de retribución de la actividad de transporte.. 2062
Artículo 4. Devengo y cobro de la retribución. 2062
Artículo 5. Criterios generales de retribución de redes de transporte. 2062
CAPÍTULO III. Determinación de la retribución de las empresas titulares de activos de la red de transporte. 2063
Artículo 6. Retribución de una empresa transportista. 2063
Artículo 7. Retribución de cada una de las instalaciones de la red de transporte.. 2064
Artículo 8. Tasa de retribución financiera del activo de transporte con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico. 2067
Artículo 9. Extensión de la vida útil de las instalaciones de la red de transporte. 2067
Artículo 10. Cálculo del valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema. 2068
CAPÍTULO IV. Planes de inversión. 2070
Artículo 11. Planes de inversión y autorización del volumen de inversión. 2070
Artículo 12. Control de ejecución de los planes de inversión. 2074
Artículo 13. Adecuación del contenido de los planes de inversión con la planificación de la red de transporte. 2075
Artículo 14. Contenido y formato detallado de los planes de inversión. 2076
CAPÍTULO V. Establecimiento de valores unitarios de referencia. 2076
Artículo 15. Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento. 2076
Artículo 16. Procedimiento de actualización de los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento.. 2076
CAPÍTULO VI. Situaciones especiales 2077
Artículo 17. Incorporación de instalaciones existentes a la red de transporte. 2077
Artículo 18. Red a considerar en el otorgamiento de los permisos de acceso y conexión y adelanto de inversiones.. 2078
Artículo 19. Inversiones singulares. 2078
CAPÍTULO VII. Incentivo a la disponibilidad 2079

Artículo 20. Establecimiento de incentivo de disponibilidad de la red de transporte. . . . 2079
Artículo 21. Intensidad del incentivo. . . . 2080
Artículo 22. Definiciones a efectos del incentivo a la disponibilidad de la red de transporte. . . . 2080
Artículo 23. Índice ponderado de disponibilidad global de una empresa. . . . 2081
Artículo 24. Formulación del incentivo de disponibilidad. . . . 2082
CAPÍTULO VIII. Información y auditoría. . . . 2082
Artículo 25. Obligaciones de información. . . . 2082
Artículo 26. Auditoría. . . . 2083
CAPÍTULO IX. Pagos por estudios de acceso y conexión 2084
Artículo 27. Pagos por estudios de acceso y conexión a la red de transporte. . . . 2084
CAPÍTULO X. Régimen sancionador 2084
Artículo 28. Régimen sancionador. . . . 2084
Disposiciones adicionales 2084
Disposición adicional primera. Propuestas a remitir por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. . . . 2084
Disposición adicional segunda. Particularidades del primer periodo regulatorio. . . . 2085
Disposiciones transitorias 2085
Disposición transitoria primera. Metodología de retribución hasta el inicio del primer periodo regulatorio. 2085
Disposición transitoria segunda. Cálculo del valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema asociado a determinadas instalaciones. . . . 2085
Disposición transitoria tercera. Incremento de la vida residual de las instalaciones que han obtenido autorización de explotación antes de 1998 por renovación y mejora. . . . 2089
Disposición transitoria cuarta. Régimen transitorio para aquellas instalaciones que han solicitado el reconocimiento de singularidad con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto. . . . 2090
Disposición transitoria quinta. Criterios de retribución de líneas soterradas y subestaciones blindadas con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto. . . . 2090
Disposiciones derogatorias 2090
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 2090
Disposiciones finales 2091
Disposición final primera. Título competencial. . . . 2091
Disposición final segunda. Desarrollo y aplicación. . . . 2091
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 2091
ANEXO. Familias de instalaciones de transporte 2091

§ 88. Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. [Inclusión parcial] 2092

Preámbulo 2092
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 2098
Artículo 1. Objeto. . . . 2098
Artículo 2. Definiciones. . . . 2098
Artículo 3. Ámbito de aplicación. . . . 2098
CAPÍTULO II. Aplicabilidad de los códigos de red de conexión 2099
Artículo 4. Aspectos generales de aplicabilidad. . . . 2099
Artículo 5. Instalaciones existentes. . . . 2099
Artículo 6. Aplicación de requisitos técnicos a instalaciones existentes. . . . 2102
Artículo 7. Modificaciones que necesariamente requerirán la revisión sustancial o exhaustiva del acuerdo de conexión. . . . 2103
Artículo 8. Evaluación de la significatividad de los módulos de generación de electricidad. . . . 2104
CAPÍTULO III. Notificación operacional de módulos de generación de electricidad, instalaciones de distribución e instalaciones de consumo 2105
Artículo 9. Aspectos generales relativos a la notificación operacional. . . . 2105
Artículo 10. Notificación operacional de módulos de generación de electricidad con conexión en la red de transporte. . . . 2107
Artículo 11. Notificación operacional para módulos de generación de electricidad conectados a la red de distribución. . . . 2108
Artículo 12. Notificación operacional de instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte. . . . 2109
Artículo 13. Notificación operacional de instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte. . . . 2109
Artículo 14. Notificación operacional limitada de instalaciones. . . . 2110
Disposiciones adicionales 2110
Disposición adicional primera. Mandatos al operador del sistema. . . . 2110
Disposición adicional segunda. Criterios para la concesión de excepciones al cumplimiento de los requisitos establecidos en los reglamentos europeos que aprueban los códigos de red de conexión. . . . 2111
Disposiciones transitorias 2111

Disposición transitoria primera. Concesión transitoria de notificaciones operacionales limitadas hasta la acreditación de los requisitos técnicos. . . . 2111
Disposición transitoria segunda. Adecuación de sistemas y procesos al procedimiento de notificación operacional.. . . . 2112
Disposición transitoria tercera. Exención del cumplimiento del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, aplicable a determinadas instalaciones incluidas dentro del ámbito de aplicación del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril. . . . 2112
Disposición transitoria cuarta. Aplicación de requisitos técnicos a instalaciones no existentes cuya fecha de puesta en servicio sea anterior a los seis meses posteriores a la entrada en vigor de este real decreto. . . . 2112
Disposiciones derogatorias . . . 2113
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. . . . 2113

[. . .]

Disposiciones finales . . . 2113
Disposición final quinta. Título competencial. . . . 2113
Disposición final sexta. Ejecución e incorporación de derecho de la Unión Europea. . . . 2113
Disposición final séptima. Habilitación normativa.. . . . 2113
Disposición final octava. Entrada en vigor. . . . 2114
ANEXO I. Información necesaria para solicitar la notificación operacional de módulos de generación de electricidad conectados a la red de transporte. . . . 2114
ANEXO II. Información para solicitar la notificación operacional de instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte . . . 2116
ANEXO III. Información para solicitar la notificación operacional de instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte. . . . 2117
ANEXO IV. Información para solicitar la notificación operacional de módulos de generación de electricidad conectados a la red de distribución. . . . 2118

§ 89. Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica . . . 2120

Preámbulo . . . 2120
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 2127
Artículo 1. Objeto. . . . 2127
Artículo 2. Definiciones. . . . 2127
Artículo 3. Ámbito de aplicación. . . . 2128
CAPÍTULO II. Aspectos generales del procedimiento de acceso y conexión a la red . . . 2129
Artículo 4. Obligación de obtención de permisos acceso y de conexión a un punto de la red. . . . 2129
Artículo 5. Criterios generales para la tramitación de permisos de acceso y de conexión. . . . 2129
Artículo 6. Criterios generales del procedimiento de obtención de los permisos de acceso y de conexión. . . . 2129
Artículo 7. Criterio general de ordenación del otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión. . . . 2130
Artículo 8. Inadmisión de solicitudes. . . . 2131
Artículo 9. Denegación de los permisos de acceso y de conexión. . . . 2132
CAPÍTULO III. Procedimiento general de obtención de los permisos de acceso y de conexión . . . 2132
Artículo 10. Inicio del procedimiento.. . . . 2132
Artículo 11. Evaluación de la solicitud de acceso y conexión. . . . 2133
Artículo 12. Propuesta previa. . . . 2134
Artículo 13. Plazos para la remisión de la propuesta previa. . . . 2135
Artículo 13 bis. Plazos para la ejecución de instalaciones de distribución necesarias para atender nuevos suministros.. . . . 2136
Artículo 14. Aceptación de la propuesta. . . . 2136
Artículo 15. Emisión de los permisos de acceso y de conexión.. . . . 2136
CAPÍTULO IV. Procedimiento abreviado y exenciones . . . 2137
Artículo 16. Procedimiento abreviado. . . . 2137
Artículo 17. Exenciones a la obtención de los permisos de acceso y de conexión. . . . 2137
CAPÍTULO V. Concursos de capacidad de acceso . . . 2138
Artículo 18. Celebración de concursos de capacidad de acceso en determinados nudos de la red de transporte para integración de renovables. . . . 2138
Artículo 19. Criterios aplicables a los concursos. . . . 2139
Artículo 20. Procedimiento para la celebración de concursos. . . . 2140
Artículo 20 bis. Celebración de concursos de capacidad de acceso de demanda en determinados nudos de la red de transporte. . . . 2143
Artículo 20 ter. Criterios aplicables a los concursos de demanda.. . . . 2143
Artículo 20 quater. Procedimiento para la activación de concursos de demanda. . . . 2143
CAPÍTULO VI. Actuaciones tras la obtención de los permisos de acceso y de conexión . . . 2144
Artículo 21. Contrato técnico de acceso a la red. . . . 2144

Artículo 22. Contrato de acceso a la red para consumidores. . . . 2145
CAPÍTULO VII. Garantías económicas y caducidad de los permisos de acceso y de conexión . . . 2145
Artículo 23. Garantías económicas necesarias para la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión de instalaciones de generación de electricidad. . . . 2145
Artículo 23 bis. Garantías económicas necesarias para la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión de instalaciones de demanda. . . . 2146
Artículo 24. Pagos por actuaciones realizadas en las redes de transporte o distribución tras la obtención de los permisos de acceso y de conexión de instalaciones de generación de electricidad en puntos de tensión superior a 36 kV.. . . . 2148
Artículo 25. Pagos por actuaciones realizadas en las redes de transporte o distribución por parte de los titulares de permisos de acceso y de conexión de instalaciones de demanda en puntos de tensión superior a 36 kV. . . . 2148
Artículo 26. Caducidad de los permisos de acceso y de conexión. . . . 2148
CAPÍTULO VIII. Hibridación de instalaciones.. . . . 2149
Artículo 27. Hibridación de instalaciones de generación de electricidad con permisos de acceso y de conexión concedidos.. . . . 2149
Artículo 28. Hibridación de instalaciones de generación de electricidad sin permisos de acceso y de conexión concedidos.. . . . 2150
CAPÍTULO IX. Resolución de conflictos y régimen sancionador . . . 2151
Artículo 29. Resolución de conflictos de acceso y conexión. . . . 2151
Artículo 30. Régimen sancionador. . . . 2151
Disposiciones adicionales . . . 2152
Disposición adicional primera. Sistemas de control coordinados para garantizar que no se supera la capacidad de acceso otorgada. . . . 2152
Disposición adicional segunda. Cómputo de plazos. . . . 2152
Disposición adicional tercera. Hibridación de plantas industriales con cogeneraciones.. . . . 2152
Disposición adicional cuarta. Definición de la potencia instalada de las instalaciones solares fotovoltaicas a los efectos de la aplicación del régimen retributivo específico. . . . 2153
Disposición adicional quinta. Garantías a instalaciones de demanda en puntos de tensión superior a 36 kV. . . . 2153
Disposición adicional sexta. Aplicación de requisitos de observabilidad y controlabilidad a instalaciones existentes. . . . 2153
Disposición adicional séptima. Tratamiento de determinadas solicitudes de otorgamiento de permisos de acceso y de conexión de instalaciones adjudicatarias en concursos.. . . . 2153
Disposiciones transitorias . . . 2154
Disposición transitoria primera. Interlocutores únicos de nudo existentes. . . . 2154
Disposición transitoria segunda. Instalaciones que, a la entrada en vigor del real decreto, no dispongan de permiso de conexión.. . . . 2154
Disposición transitoria tercera. Inadmisión de solicitudes de permisos de acceso y de conexión en nudos de transición justa. . . . 2154
Disposición transitoria cuarta. Garantías económicas necesarias para la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión de instalaciones de generación de electricidad.. . . . 2155
Disposición transitoria quinta. Expedientes de instalaciones eléctricas en tramitación en el momento de la entrada en vigor del real decreto. . . . 2155
Disposición transitoria sexta. Plataformas web a desarrollar por los gestores de las redes de transporte y distribución.. . . . 2155
Disposición transitoria séptima. Adecuación del registro de instalaciones de producción de energía eléctrica a la nueva definición de potencia instalada de las instalaciones solares fotovoltaicas establecida en la disposición final tercera de este real decreto.. . . . 2155
Disposición transitoria octava. Inadmisión de solicitudes hasta la publicación de las capacidades de acceso con base en los criterios de evaluación que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. . . . 2156
Disposiciones derogatorias . . . 2156
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. . . . 2156
Disposiciones finales . . . 2156
Disposición final primera. Aplicabilidad del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. . . . 2156
Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. . . . 2156
Disposición final tercera. Modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.. . . . 2158
Disposición final cuarta. Modificación del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. . . . 2160

Disposición final quinta. Modificación del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. . . . 2160
Disposición final sexta. Título competencial. . . . 2161
Disposición final séptima. Habilitación normativa.. . . . 2161
Disposición final octava. Entrada en vigor. . . . 2161

§ 90. Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad 2162

Preámbulo 2162
CAPÍTULO I. Generalidades 2163
Artículo 1. Objeto. . . . 2163
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 2163
CAPÍTULO II. Servicio de interrumpibilidad 2163
Artículo 3. Definición del servicio de interrumpibilidad.. . . . 2163
Artículo 4. Mecanismo de asignación del servicio de interrumpibilidad. . . . 2164
Artículo 5. Tipos de producto y periodo de entrega. . . . 2164
CAPÍTULO III. Requisitos y procedimiento de habilitación para la prestación del servicio 2165
Artículo 6. Requisitos a acreditar por los consumidores para la habilitación a la prestación del servicio. . 2165
Artículo 7. Proceso de habilitación para la participación en la subasta. . . . 2166
CAPÍTULO IV. Aplicación del servicio de interrumpibilidad 2167
Artículo 8. Activación del servicio. . . . 2167
Artículo 9. Requisitos para la efectiva prestación del servicio. . . . 2168
Artículo 10. Verificación de la prestación del servicio. . . . 2169
Artículo 11. Incumplimiento de las condiciones y de los requisitos de prestación del servicio de interrumpibilidad. . . . 2172
CAPÍTULO V. Retribución, liquidación e inspección 2175
Artículo 12. Retribución del servicio. . . . 2175
Artículo 13. Liquidación del servicio. . . . 2176
Artículo 14. Equipos, sistemas y comunicaciones. . . . 2177
Artículo 15. Comprobación e inspección del servicio. . . . 2177
CAPÍTULO VI. Información. . . . 2177
Artículo 16. Obligaciones de información.. . . . 2177
Disposiciones adicionales 2178
Disposición adicional primera. Aplicación del servicio de interrumpibilidad en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. . . . 2178
Disposición adicional segunda. Procedimientos de Operación. . . . 2178
Disposición adicional tercera. Retribución del operador del sistema.. . . . 2178
Disposición adicional cuarta. Comprobación del funcionamiento efectivo del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. . . . 2179
Disposiciones transitorias 2179
Disposición transitoria primera. Periodo transitorio de adaptación. . . . 2179
Disposición transitoria segunda. Aplicación excepcional del nuevo mecanismo. . . . 2179
Disposición transitoria tercera. Mecanismo provisional de liquidación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. . . . 2180
Disposiciones derogatorias 2180
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. . . . 2180
Disposiciones finales 2180
Disposición final primera. Revisión de la norma. . . . 2180
Disposición final segunda. Entrada en vigor. . . . 2180

§ 91. Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica. . . . 2181

Preámbulo 2181
Artículos 2183
Artículo 1. Objeto. . . . 2183
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 2183
Artículo 3. Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado aplicables a las instalaciones de transporte de energía eléctrica.. . . . 2183
Artículo 4. Vida útil regulatoria. . . . 2183
Disposiciones derogatorias 2183

Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. 2183
Disposiciones finales 2183
Disposición final única. Entrada en vigor. 2183
ANEXO I. Instalaciones tipo y valores unitarios de referencia de inversión por elemento de inmovilizado para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en el territorio peninsular 2184
ANEXO II. Instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión por elemento de inmovilizado para instalaciones de transporte de energia eléctrica ubicadas en las Islas Baleares 2186
ANEXO III. Instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión por elemento de inmovilizado para instalaciones de transporte de energia eléctrica ubicadas en las islas de Tenerife y Gran Canaria 2188
ANEXO IV. Instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión por elemento de inmovilizado para instalaciones de transporte de energia eléctrica ubicadas en el resto de islas pertenecientes al Archipiélago Canario 2190
ANEXO V. Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en el territorio peninsular 2192
ANEXO VI. Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en las Islas Baleares 2193
ANEXO VII. Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en las islas de Tenerife y Gran Canaria. 2194
ANEXO VIII. Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en el resto de islas pertenecientes al Archipiélago Canario 2195

§ 92. Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión 2197

Preámbulo 2197
Artículos 2200
Artículo 1. Objeto. 2200
Artículo 2. Ámbito de aplicación. 2200
Artículo 3. Definiciones. 2200
Artículo 4. Requisitos técnicos para la conexión a la red de instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación.. . 2201
Disposiciones finales 2201
Disposición final primera. Modificación de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. 2201
Disposición final segunda. Título competencial.. 2202
Disposición final tercera. Entrada en vigor. 2202
ANEXOS 2202

§ 93. Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural 2203

Preámbulo 2203
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 2205
Artículo 1. Objeto y ámbito de aplicación.. 2205
CAPÍTULO II. Metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera 2206
Artículo 2. Tasa de retribución financiera y WACC. 2206
Artículo 3. Periodo de cálculo y fecha de cierre de los cálculos.. 2206
Artículo 4. Selección del grupo de comparadores. 2207
Artículo 5. Ratio de apalancamiento regulatorio RA. 2207
Artículo 6. Tasa impositiva. 2208
Artículo 7. Tasa libre de riesgo RLR. 2209
Artículo 8. Coeficiente beta. 2209
Artículo 9. Prima de riesgo de mercado. 2210
Artículo 10. Coste de la deuda RD.. 2210
Disposiciones adicionales 2212
Disposición adicional primera. Tasa de retribución financiera para transporte y distribución de energía eléctrica para el período regulatorio 2020-2025.. 2212
Disposición adicional segunda. Tasa de retribución financiera para transporte y regasificación de gas natural para el período regulatorio 2021-2026.. 2212
Disposición adicional tercera. Tasa de retribución financiera para distribución de gas natural para el período regulatorio 2021-2026. 2212
Disposiciones transitorias 2212
Disposición transitoria única.. 2212
Disposiciones finales 2213

Disposición final única. Entrada en vigor. . . . 2213

§ 94. Circular 4/2019, de 27 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico . . . 2214

Preámbulo . . . 2214
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 2215
Artículo 1. Objeto. . . . 2215
Artículo 2. Periodos regulatorios. . . . 2215
CAPÍTULO II. Metodología de cálculo de la retribución del operador del sistema . . . 2216
Artículo 3. Retribución del operador del sistema. . . . 2216
Artículo 4. Base de retribución. . . . 2216
Artículo 5. Término de retribución por OPEX. . . . 2217
Artículo 6. Margen sobre el término de retribución por OPEX. . . . 2218
Artículo 7. Término de amortización estándar. . . . 2218
Artículo 8. Término de retribución financiera estándar. . . . 2218
Artículo 9. Cuenta regulatoria. . . . 2219
CAPÍTULO III. Retribución por incentivos . . . 2220
Artículo 10. Retribución por incentivos. . . . 2220
Artículo 11. Incentivos para la optimización de los redespachos. . . . 2220
Artículo 12. Incentivos para la mejora de las previsiones. . . . 2221
Artículo 13. Incentivos para la transición energética. . . . 2226
CAPÍTULO IV. Metodología para la fijación de los precios a repercutir a los sujetos del sistema eléctrico para la financiación de la retribución del operador del sistema . . . 2228
Artículo 14. Financiación de la retribución del operador del sistema. . . . 2228
Artículo 15. Precios a repercutir a los agentes para la financiación de la retribución del operador del sistema. . . . 2228
Artículo 16. Cobro y liquidación. . . . 2228
CAPÍTULO V. Establecimiento de la retribución y los precios . . . 2229
Artículo 17. Establecimiento de la cuantía anual de retribución del operador del sistema. . . . 2229
Artículo 18. Establecimiento de los precios anuales a repercutir a los agentes para la financiación del operador del sistema. . . . 2229
Disposiciones adicionales . . . 2229
Disposición adicional primera. Valores de los parámetros de la base de retribución del operador del sistema para el periodo regulatorio 2020-2022. . . . 2229
Disposición adicional segunda. Límites de la retribución por incentivos aplicables durante el primer período regulatorio. . . . 2230
Disposición adicional tercera. Fuentes de información. . . . 2230
Disposiciones transitorias . . . 2230
Disposición transitoria única. Costes de estudios de acceso a la red. . . . 2230
Disposiciones finales . . . 2230
Disposición final única. Entrada en vigor. . . . 2230

§ 95. Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica . . . 2231

Preámbulo . . . 2231
CAPÍTULO I. Principios generales . . . 2233
Artículo 1. Objeto. . . . 2233
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 2233
Artículo 3. Criterios generales de retribución de la actividad de transporte. . . . 2233
Artículo 4. Periodos regulatorios. . . . 2234
CAPÍTULO II. Retribución de las empresas titulares de activos de la red de transporte . . . 2234
Artículo 5. Retribución de una empresa transportista. . . . 2234
Artículo 6. Retribución por inversión de cada una de las instalaciones de la red de transporte. . . . 2234
Artículo 7. Reconocimiento del valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema. . . . 2236
Artículo 8. Retribución por operación y mantenimiento de cada una de las instalaciones de la red de transporte. . . . 2239
Artículo 9. Cálculo de la retribución de instalaciones singulares. . . . 2241
Artículo 10. Extensión de la vida útil de las instalaciones de la red de transporte. . . . 2243
CAPÍTULO III. Supervisión y control de los planes de inversión. . . . 2245
Artículo 11. Supervisión del cumplimiento de los planes de la inversión. . . . 2245
Artículo 12. Evaluación de la ejecución de los planes de inversión. . . . 2245
Artículo 13. Contenido y formato detallado para el seguimiento de los planes de inversión. . . . 2246

CAPÍTULO IV. Situaciones especiales. . . . 2246
Artículo 14. Incorporación de instalaciones existentes a la red de transporte. . . . 2246
CAPÍTULO V. Incentivo a la disponibilidad . . . 2247
Artículo 15. Establecimiento de incentivo a la disponibilidad de la red de transporte. . . . 2247
CAPÍTULO VI. Información y Auditoría . . . 2250
Artículo 16. Obligaciones de información.. . . . 2250
Artículo 17. Inspecciones. . . . 2251
CAPÍTULO VII. Otras disposiciones . . . 2251
Artículo 18. Ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades. . . . 2251
Artículo 19. Prudencia financiera requerida a los titulares de activos de red de transporte.. . . . 2251
Disposiciones adicionales . . . 2252
Disposición adicional primera. Periodo regulatorio de aplicación.. . . . 2252
Disposición adicional segunda. Particularidades del periodo 2020-2025. . . . 2252
Disposición adicional tercera. Aplicación gradual de la penalización para procurar la prudencia financiera.. . . . 2252
Disposición adicional cuarta. Tasa de retribución financiera TRFp. . . . 2252
Disposiciones transitorias . . . 2252
Disposición transitoria única. Cuantificación del ajuste retributivo derivado del empleo de activos en actividades diferentes al transporte. . . . 2252
Disposiciones finales . . . 2252
Disposición final única. Entrada en vigor. . . . 2252
ANEXO. Familias de instalaciones de transporte . . . 2252

§ 96. Circular 7/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica. . . . 2254

Preámbulo . . . 2254
Artículos . . . 2256
Artículo 1. Objeto. . . . 2256
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 2256
Artículo 3. Instalaciones tipo y valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado aplicables a las instalaciones de transporte de energía eléctrica. . . . 2256
Disposiciones adicionales . . . 2256
Disposición adicional única. Periodo regulatorio de aplicación. . . . 2256
Disposiciones finales . . . 2256
Disposición final única. Entrada en vigor. . . . 2256
ANEXO I. Instalaciones tipo . . . 2256
ANEXO II. Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en el territorio peninsular . . . 2260
ANEXO III. Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en las Illes Balears . . . 2260
ANEXO IV. Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en las islas de Tenerife y Gran Canaria. . . . 2261
ANEXO V. Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en el resto de islas pertenecientes al Archipiélago Canario . . . 2262

§ 97. Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica. . . . 2264

Preámbulo . . . 2264
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 2267
Artículo 1. Objeto. . . . 2267
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 2267
CAPÍTULO II. Solicitud de los permisos de acceso y de conexión . . . 2267
Artículo 3. Contenido de la solicitud de acceso y de conexión. . . . 2267
Artículo 4. Contenido de la solicitud de acceso y de conexión en el caso de procedimiento abreviado. . . . 2268
CAPÍTULO III. Concesión de los permisos. . . . 2268
Artículo 5. Análisis de la solicitud. . . . 2268
Artículo 6. Resultado del análisis de la solicitud. . . . 2269
Artículo 7. Contenido de los permisos de acceso y conexión. . . . 2270
Artículo 8. Motivos de denegación y revocación de los permisos.. . . . 2271

Artículo 9. Convenios de resarcimiento. . . . 2271
CAPÍTULO IV. Conflictos y discrepancias . . . 2272
Artículo 10. Conflictos y discrepancias. . . . 2272
CAPÍTULO V. Actuaciones tras la obtención de los permisos de acceso y de conexión a un punto de la red . . . 2272
Artículo 11. Contenido del contrato técnico de acceso a la red. . . . 2272
CAPÍTULO VI. Transparencia y procedimiento de Desarrollo . . . 2273
Artículo 12. Publicación de la información. . . . 2273
Artículo 12 bis. Información de expedientes para instalaciones de autoconsumo. . . . 2273
Artículo 13. Procedimiento de aprobación de especificaciones de detalle. . . . 2275
Disposiciones adicionales . . . 2276
Disposición adicional primera. Días inhábiles. . . . 2276
Disposición adicional segunda. Valor de los parámetros, porcentajes y ratios contenidos en los anexos. . . . 2276
Disposiciones transitorias . . . 2276
Disposición transitoria primera. Cumplimiento de obligaciones por parte de los titulares y gestores de redes sobre los valores de la capacidad de acceso disponible. . . . 2276
Disposición transitoria segunda. Aplicabilidad de algunos artículos. . . . 2277
Disposiciones finales . . . 2277
Disposición final única. Entrada en vigor. . . . 2277
ANEXO I. Criterios para evaluar la capacidad de acceso . . . 2277
ANEXO II. Criterios para evaluar la viabilidad de conexión . . . 2279
ANEXO III. Criterios para determinar la influencia de productores en otra red distinta a la que se solicite los permisos a los efectos de establecer la necesidad del correspondiente informe de aceptabilidad . . . 2279

§ 98. Circular 1/2024, de 27 de septiembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica. . . . 2281

Preámbulo . . . 2281
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 2284
CAPÍTULO II. Solicitud de los permisos de acceso y de conexión . . . 2285
CAPÍTULO III. Concesión y tramitación de permisos . . . 2285
CAPÍTULO IV. Actuaciones tras la obtención de los permisos de acceso y de conexión . . . 2290
CAPÍTULO V. Transparencia y procedimiento de desarrollo . . . 2292
Disposiciones adicionales . . . 2297
Disposiciones transitorias . . . 2297
Disposiciones finales . . . 2297
ANEXO I. Contenido de la solicitud de acceso y conexión . . . 2301
ANEXO II. Contenido de la solicitud de acceso y de conexión en el procedimiento abreviado . . . 2303
ANEXO III. Criterios para evaluar la capacidad de acceso . . . 2304
ANEXO IV. Criterios para evaluar la viabilidad de conexión . . . 2306
ANEXO V. Criterios para determinar la influencia de las instalaciones de demanda en otra red distinta de la que se soliciten los permisos, a los efectos de establecer la necesidad del correspondiente informe de aceptabilidad. . . . 2307

§ 99. Resolución de 29 de octubre de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre. . . . 2309

Preámbulo . . . 2309
Artículos . . . 2309
Primero. Procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. . . . 2309
Segundo. Procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. . . . 2310
Tercero. Modificación de la Resolución de 1 de agosto de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del procedimiento competitivo de subastas. . . . 2310
Cuarto. Publicación. . . . 2310
Quinto. Aplicabilidad. . . . 2310
Sexto. Eficacia. . . . 2311
PROCEDIMIENTO DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN, EJECUCIÓN Y CONTROL DEL SERVICIO DE GESTIÓN DE LA DEMANDA DE INTERRUMPIBILIDAD REGULADO EN LA ORDEN IET/2013/2013, DE 31 DE OCTUBRE, POR LA QUE SE REGULA EL MECANISMO COMPETITIVO DE ASIGNACIÓN DEL SERVICIO DE GESTIÓN DE LA DEMANDA DE INTERRUMPIBILIDAD . . . 2311

Primero. Estructura del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio. . . . 2311
Segundo. Sistema de Gestión del Operador del Sistema SG-SCECI. . . . 2311
Tercero. Equipos de medida, control y comunicaciones (EMCC). . . . 2313
Cuarto. Sistema de comunicaciones. . . . 2317
Quinto. Protocolo de Comunicación. . . . 2319
Sexto. Funcionamiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. . . . 2320
Séptimo. Responsabilidades. . . . 2324
Octavo. Relé de deslastre por subfrecuencia. . . . 2324
Noveno. Provisión del servicio de comunicaciones. . . . 2324

§ 100. Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el calendario de instalación y verificación de los equipos de medida, control y comunicaciones (EMCC) del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad 2325

Preámbulo 2325
Artículos 2325
Primero. . . . 2325
Segundo. . . . 2326
Tercero. . . . 2326
Cuarto. . . . 2326

§ 101. Resolución de 2 de diciembre de 2019, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el calendario y las características del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpiblidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, para el periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2020 2327

Preámbulo 2327
Artículos 2329
Primero. Objeto. . . . 2329
Segundo. Periodo de entrega. . . . 2329
Tercero. Reglas de la subasta para la asignación del servicio de interrumpibilidad. . . . 2329
Cuarto. Productos a subastar. . . . 2330
Quinto. Cantidades a subastar. . . . 2330
Sexto. Precios de salida. . . . 2330
Séptimo. Calendario del proceso de subastas. . . . 2331
Octavo. Coste imputable a la organización del procedimiento de subastas. . . . 2331
Noveno. Otros aspectos del procedimiento de subastas. . . . 2331
Décimo. Solución de incidencias. . . . 2331
Undécimo. Procedimientos de operación para la prestación del servicio de interrumpibilidad. . . . 2331
Duodécimo. Solicitudes de habilitación presentadas para el procedimiento de subastas del periodo de entrega que comienza el 1 de enero de 2020. . . . 2332
Decimotercero. Publicación. . . . 2332
Decimocuarto. Efectos. . . . 2332
ANEXO I 2332
ANEXO II 2333
ANEXO III 2333
ANEXO IV 2333

§ 102. Resolución de 27 de junio de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución 2334

Preámbulo 2334
Artículos 2336
Primero. . . . 2336
Segundo. . . . 2336
Tercero. . . . 2336
Cuarto. . . . 2336
Quinto. . . . 2336

ANEXO I. Especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso a la red de transporte para generación. . . . 2336
ANEXO II. Especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a las redes de distribución. . . . 2346

VII. DISTRIBUCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA

§ 103. Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión. [Inclusión parcial] . . . 2354

Artículos . . . 2354

[. . .]

Artículo 7. Sistema de información de puntos de suministro. . . . 2354
Artículo 8. Condiciones, plazos, medios y sistemas de comunicación de las solicitudes de modificación de la forma de contratación. . . . 2357
Artículo 9. Liquidaciones de energía a partir de la aplicación de perfiles de consumo. . . . 2358
Artículo 10. Precios de las actuaciones. . . . 2358
Disposiciones adicionales . . . 2358
Disposición adicional primera. Inclusión del código unificado de punto de suministro. . . . 2358

[. . .]

Disposición adicional quinta. Indicadores de calidad de la atención al consumidor. . . . 2358

[. . .]

§ 104. Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. . . . 2360

Preámbulo . . . 2360
Artículos . . . 2361
Artículo único. Aprobación del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. . . . 2361
Disposiciones derogatorias . . . 2362
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 2362
Disposiciones finales . . . 2362
Disposición final primera. Título competencial. . . . 2362
Disposición final segunda. Habilitaciones normativas. . . . 2362
Disposición final tercera. Aplicación y ejecución del real decreto. . . . 2362
Disposición final cuarta. Entrada en vigor. . . . 2362
REGLAMENTO UNIFICADO DE PUNTOS DE MEDIDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL . . . 2362
CAPÍTULO I. Normas generales . . . 2362
Artículo 1. Objeto. . . . 2362
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 2363
Artículo 3. Definiciones. . . . 2363
Artículo 4. Responsable del sistema de medidas. . . . 2366
Artículo 5. Tratamiento de la información. . . . 2366
Artículo 6. Determinación de los puntos de medida. . . . 2366
Artículo 7. Clasificación de los puntos de medida y frontera. . . . 2367
CAPÍTULO II. Equipos de medida . . . 2368
Artículo 8. Modelo. . . . 2368
Artículo 9. Equipos de medida básicos. . . . 2370
Artículo 10. Excepciones a los equipos básicos. . . . 2372
Artículo 11. Instalaciones de generación que comparten conexión. . . . 2373
Artículo 11 bis. Instalaciones de generación de régimen especial compuestas por grupos de distintas fases. . . . 2373
Artículo 12. Responsables de los puntos de medida. . . . 2373
Artículo 13. Seguridad y acceso a la información. . . . 2375
Artículo 14. Sustitución de los equipos. . . . 2376
Artículo 15. Corrección de registros de medidas. . . . 2376
CAPÍTULO III. Verificación e inspección . . . 2378
Artículo 16. Verificación de instalaciones y equipos de medida. . . . 2378
Artículo 17. Inspección de instalaciones y equipos de medida. . . . 2379
CAPÍTULO IV. Sistemas y protocolos de comunicaciones . . . 2380

Artículo 18. Redes del sistema de comunicaciones. . . . 2380
Artículo 19. Modos de conexión. . . . 2380
Artículo 20. Inventario y características de los equipos de comunicaciones. . . . 2380
Artículo 21. Medios y protocolos de comunicación. . . . 2380
Artículo 22. Gestión del sistema de comunicaciones. . . . 2381
CAPÍTULO V. Equipamiento y funciones de los concentradores . . . 2381
Artículo 23. Concentrador principal. . . . 2381
Artículo 24. Concentradores secundarios. . . . 2381
Artículo 25. Información contenida en los concentradores. . . . 2382
Artículo 26. Acceso a la información contenida en los concentradores. . . . 2382
Artículo 27. Canales de comunicación con los usuarios. . . . 2383
Artículo 28. Periodicidad de las lecturas. . . . 2383
CAPÍTULO VI. Costes de los Servicios . . . 2383
Artículo 29. Costes de los servicios. . . . 2383
CAPÍTULO VII. Diferencias en las medidas y carencias de información. . . . 2384
Artículo 30. Diferencias entre medidas. . . . 2384
Artículo 31. Carencia de medida firme en un punto de medida. . . . 2384
Artículo 32. Utilización de perfiles de consumo. . . . 2385
Disposiciones adicionales . . . 2385
Disposición adicional primera. Configuraciones singulares de medida derivadas de la desaparición del sujeto autoproductor. . . . 2385
Disposición adicional segunda. Instalación de elementos de control de potencia. . . . 2385
Disposiciones transitorias . . . 2385
Disposición transitoria primera. Verificador de puntos de medida. . . . 2385
Disposición transitoria segunda. Sustitución de equipos. . . . 2385
Disposición transitoria tercera. Registros de calidad en equipos de medida de clientes. . . . 2386
Disposición transitoria cuarta. Utilización de perfiles de consumo en puntos de medida tipo 5. . . . 2387

§ 105. Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica . . . 2388

Preámbulo . . . 2388
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 2391
Artículo 1. Objeto. . . . 2391
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 2391
CAPÍTULO II. Criterios generales . . . 2391
Artículo 3. Actividad de distribución. . . . 2391
Artículo 4. Redes de distribución. . . . 2391
Artículo 5. Distribuidores y Gestores de las redes de distribución. . . . 2392
Artículo 6. Criterios generales de retribución de la actividad de distribución. . . . 2392
Artículo 7. Devengo y cobro de la retribución. . . . 2393
Artículo 8. Criterios generales de redes. . . . 2394
Artículo 9. Herramientas regulatorias para el cálculo de la retribución. . . . 2394
CAPÍTULO III. Determinación de la retribución de la actividad de distribución . . . 2395
Artículo 10. Retribución anual de la actividad de distribución. . . . 2395
Artículo 11. Cálculo de la retribución base. . . . 2396
Artículo 12. Cálculo del término de retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al año base. . . . 2402
Artículo 13. Cálculo del término de retribución por otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras. . . . 2406
Artículo 14. Tasa de retribución financiera del activo de distribución con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico. . . . 2407
Artículo 15. Extensión de la vida útil de las instalaciones de la red de distribución. . . . 2407
CAPÍTULO IV. Planes de inversión . . . 2408
Artículo 16. Planes de inversión y autorización del volumen de inversión. . . . 2408
Artículo 17. Control de ejecución de los planes de inversión. . . . 2411
Artículo 18. Contenido y formato detallado de los planes de inversión. . . . 2412
CAPÍTULO V. Establecimiento de valores unitarios y procedimiento de actualización. . . . 2412
Artículo 19. Valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento. . . . 2412
Artículo 20. Procedimiento de actualización de los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento. . . . 2413
CAPÍTULO VI. Extensión de redes de distribución y procedimientos de operación de distribución. . . . 2413
Artículo 21. Extensión de las redes de distribución. . . . 2413
Artículo 22. Procedimientos de operación de las redes de distribución. . . . 2414

CAPÍTULO VII. Régimen de acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender el suministro eléctrico . . . 2415
Artículo 23. Criterios generales del régimen de acometidas y demás actuaciones. . . . 2415
Artículo 24. Retribución por acometidas. . . . 2415
Artículo 25. Criterios para la determinación de los pagos por derechos de extensión. . . . 2416
Artículo 26. Reserva de uso de locales. . . . 2418
Artículo 27. Suministros eventuales y de temporada. . . . 2418
Artículo 28. Vigencia de los derechos de extensión. . . . 2419
Artículo 29. Pagos por derechos de enganche, verificación y actuaciones sobre los equipos de control y medida. . . . 2419
Artículo 30. Pagos por estudios de acceso y conexión a la red de distribución. . . . 2420
CAPÍTULO VIII. Información y auditoría . . . 2420
Artículo 31. Obligaciones de información. . . . 2420
Artículo 32. Auditoría de inversiones. . . . 2422
CAPÍTULO IX. Incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica . . . 2423
Artículo 33. Incentivo a la reducción de pérdidas en las redes de distribución. . . . 2423
Artículo 34. Intensidad del incentivo a la reducción de pérdidas. . . . 2423
Artículo 35. Definiciones de pérdidas a efectos del incentivo de reducción de pérdidas. . . . 2423
Artículo 36. Cálculo del valor del incentivo a la reducción de pérdidas. . . . 2424
CAPÍTULO X. Incentivo o penalización para la mejora de la calidad de suministro en la red de distribución de energía eléctrica . . . 2425
Artículo 37. Incentivo a la mejora de la calidad de suministro en las redes de distribución. . . . 2425
Artículo 38. Intensidad del incentivo a la mejora de la calidad de suministro. . . . 2425
Artículo 39. Cálculo del valor del incentivo a la mejora de la calidad de suministro. . . . 2426
CAPÍTULO XI. Incentivo a la reducción del fraude . . . 2428
Artículo 40. Incentivo a la reducción del fraude. . . . 2428
CAPÍTULO XII. Régimen sancionador . . . 2428
Artículo 41. Régimen sancionador. . . . 2428
Disposiciones adicionales . . . 2428
Disposición adicional primera. Costes de gestión comercial reconocidos a empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes. . . . 2428
Disposición adicional segunda. Propuestas a remitir por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. . . . 2428
Disposición adicional tercera. Particularidades del primer periodo regulatorio y de los planes de inversión durante el primer periodo regulatorio y los años previos. . . . 2429
Disposiciones transitorias . . . 2429
Disposición transitoria primera. Metodología de retribución hasta el inicio del primer periodo regulatorio. . . . 2429
Disposición transitoria segunda. Adaptación al nuevo modelo para empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes. . . . 2430
Disposición transitoria tercera. Criterios de retribución de líneas soterradas en servicio a la entrada en vigor del presente real decreto. . . . 2430
Disposiciones derogatorias . . . 2430
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 2430
Disposiciones finales . . . 2431
Disposición final primera. Título competencial. . . . 2431
Disposición final segunda. Facultades normativas. . . . 2431
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 2431

§ 106. Real Decreto 314/2023, de 25 de abril, por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas . . . 2432

Preámbulo . . . 2432
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 2434
Artículo 1. Objeto. . . . 2434
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 2434
Artículo 3. Red de distribución de energía eléctrica cerrada. . . . 2435
Artículo 4. Titular de una red de distribución de energía eléctrica cerrada. . . . 2436
Artículo 5. Consumidores no industriales conectados a una red de distribución de energía eléctrica cerrada. . . . 2436
Artículo 6. Conexión de los consumidores a una red de distribución cerrada y abandono de la misma. . . . 2436
CAPÍTULO II. Derechos y obligaciones. . . . 2436
Artículo 7. Derechos y obligaciones del titular de una red de distribución de energía eléctrica cerrada de distribución de energía eléctrica. . . . 2436

Artículo 8. Obligaciones de la empresa distribuidora o transportista a la que se conecta la red de distribución de energía eléctrica cerrada. . . . 2438
Artículo 9. Obligaciones y derechos de los consumidores y generadores conectados a una red de distribución de energía eléctrica cerrada. . . . 2438
Artículo 10. Adquisición de activos a otras empresas distribuidoras para formar parte de una red de distribución de energía eléctrica cerrada. . . . 2439
CAPÍTULO III. Medida y facturación. . . . 2439
Artículo 11. Medida. . . . 2439
Artículo 12. Facturación de peajes, cargos y energía. . . . 2440
CAPÍTULO IV. Requisitos de las sociedades que se constituyen en redes de distribución de energía eléctrica cerradas . . . 2441
Artículo 13. Requisitos de los sujetos para el ejercicio de la actividad de distribución. . . . 2441
Artículo 14. Capacidad legal. . . . 2441
Artículo 15. Capacidad técnica. . . . 2441
Artículo 16. Capacidad económica. . . . 2441
CAPÍTULO V. Procedimiento administrativo de autorización de una red de distribución de energía eléctrica cerrada . . . 2442
Artículo 17. Solicitud para la constitución de una red de distribución de energía eléctrica cerrada. . . . 2442
Artículo 18. Subsanación de solicitudes. . . . 2443
Artículo 19. Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. . . . 2444
Artículo 20. Resolución de autorización de la red de distribución de energía eléctrica cerrada. . . . 2444
Artículo 21. Acreditación de cumplimiento de las condiciones. . . . 2445
Artículo 22. Corrección de incumplimientos. . . . 2445
Artículo 23. Revocación de la autorización. . . . 2446
CAPÍTULO VI. Inspecciones y sanciones . . . 2447
Artículo 24. Inspecciones. . . . 2447
Artículo 25. Régimen sancionador. . . . 2447
Disposiciones adicionales . . . 2448
Disposición adicional primera. Creación de una nueva sección en el Registro Administrativo de Distribuidores. . . . 2448
Disposición adicional segunda. Evaluación del impacto de la creación de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas. . . . 2448
Disposiciones derogatorias . . . 2449
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 2449
Disposiciones finales . . . 2449
Disposición final primera. Incorporación de normas del Derecho de la Unión Europea. . . . 2449
Disposición final segunda. Título competencial. . . . 2449
Disposición final tercera. Habilitación normativa. . . . 2449
Disposición final cuarta. Entrada en vigor. . . . 2449

§ 107. Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. [Inclusión parcial]. 2450

[. . .]

Disposiciones adicionales . . . 2450
Disposición adicional segunda. Incumplimiento en relación con la obligación del Plan de Instalación de Interruptores de Control de Potencia. . . . 2450

[. . .]

§ 108. Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales 2452

Preámbulo . . . 2452
CAPÍTULO I. Objeto y ámbito de aplicación . . . 2455
Artículo 1. Objeto. . . . 2455
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 2455
CAPÍTULO II. Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento . . . 2455

Artículo 3. Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado aplicables a las instalaciones de distribución de energía eléctrica ubicadas en el territorio español. . . . 2455
CAPÍTULO III. Valores unitarios de referencia de otras tareas reguladas . . . 2455
Artículo 4. Cálculo de la retribución de otras tareas reguladas de distribución por aplicación de los valores unitarios de referencia.. . . . 2455
Artículo 5. Establecimiento de los valores unitarios por cliente de cada una de las tareas reguladas de distribución.. . . . 2456
CAPÍTULO IV. Parámetros retributivos . . . 2456
Artículo 6. Determinación de parámetros retributivos. . . . 2456
CAPÍTULO V. Crecimiento vegetativo y aumento relevante en la potencia del elemento a reforzar . . . 2456
Artículo 7. Definiciones de crecimiento de la demanda. . . . 2456
Artículo 8. Aumento relevante de la potencia del elemento a reforzar.. . . . 2457
CAPÍTULO VI. Compensación por uso de locales para ubicación de centros de transformación . . . 2458
Artículo 9. Compensación por uso de locales para ubicación de centros de transformación.. . . . 2458
Disposiciones derogatorias . . . 2458
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. . . . 2458
Disposiciones finales . . . 2458
Disposición final única. Entrada en vigor. . . . 2458
ANEXO I. Instalaciones tipo y valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de instalaciones de distribución de energía eléctrica ubicadas en el territorio peninsular . . . 2459
ANEXO II. Instalaciones tipo y valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de instalaciones de distribución de energía eléctrica ubicadas en las Islas Baleares y en las Islas Canarias . . . 2483
ANEXO III. Instalaciones tipo y valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de instalaciones de distribución de energía eléctrica ubicadas en las ciudades de Ceuta y Melilla . . . 2504
ANEXO IV-A. Valores unitarios de referencia para cada uno de los tramos de la retribución por lectura de contadores y equipos de medida de los clientes conectados a las redes de una empresa distribuidora de energía eléctrica . . . 2526
ANEXO IV-B. Valores unitarios de referencia para cada uno de los tramos de la retribución por las tareas asociadas a la contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos de una empresa distribuidora de energía eléctrica . . . 2526
ANEXO IV-C. Valores unitarios de referencia para cada uno de los tramos de la retribución por las tareas asociadas a la atención telefónica a los clientes conectados a sus redes de una empresa distribuidora de energía eléctrica . . . 2527
ANEXO IV-D. Valores unitarios de referencia para cada uno de los tramos de la retribución por tareas de planificación de una empresa distribuidora de energía eléctrica. . . . 2527
ANEXO IV-E. Valores unitarios de referencia para cada uno de los tramos de la retribución por costes de estructura de una empresa distribuidora de energía eléctrica . . . 2527
ANEXO V. Vida útil regulatoria de las instalaciones de la empresa distribuidora i, a 31 de diciembre del año base . 2527
ANEXO VI. Vida residual promedio a 31 de diciembre del año base de las instalaciones de la empresa distribuidora i que no hayan superado su vida útil regulatoria . . . 2528
ANEXO VII. . . . 2529
ANEXO VIII . . . 2530
ANEXO IX . . . 2532

§ 109. Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural . . . 2535

Preámbulo . . . 2535
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 2537
Artículo 1. Objeto y ámbito de aplicación.. . . . 2537
CAPÍTULO II. Metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera . . . 2538
Artículo 2. Tasa de retribución financiera y WACC. . . . 2538
Artículo 3. Periodo de cálculo y fecha de cierre de los cálculos.. . . . 2538
Artículo 4. Selección del grupo de comparadores. . . . 2539
Artículo 5. Ratio de apalancamiento regulatorio RA. . . . 2539
Artículo 6. Tasa impositiva. . . . 2540
Artículo 7. Tasa libre de riesgo RLR. . . . 2541
Artículo 8. Coeficiente beta. . . . 2541
Artículo 9. Prima de riesgo de mercado. . . . 2542
Artículo 10. Coste de la deuda RD.. . . . 2542
Disposiciones adicionales . . . 2544

Disposición adicional primera. Tasa de retribución financiera para transporte y distribución de energía eléctrica para el período regulatorio 2020-2025.. 2544
Disposición adicional segunda. Tasa de retribución financiera para transporte y regasificación de gas natural para el período regulatorio 2021-2026.. 2544
Disposición adicional tercera. Tasa de retribución financiera para distribución de gas natural para el período regulatorio 2021-2026. 2544
Disposiciones transitorias 2544
Disposición transitoria única.. 2544
Disposiciones finales 2545
Disposición final única. Entrada en vigor. 2545

§ 110. Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica 2546

Preámbulo 2546
CAPÍTULO I. Criterios generales 2548
Artículo 1. Objeto. 2548
Artículo 2. Ámbito de aplicación. 2548
Artículo 3. Criterios generales de retribución de la actividad de distribución. 2548
Artículo 4. Periodos regulatorios. 2549
CAPÍTULO II. Retribución de la actividad de distribución 2549
Artículo 5. Retribución anual. 2549
Artículo 6. Retribución a la inversión de las instalaciones con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2015. 2551
Artículo 7. Retribución a la inversión en instalaciones con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2014 y anterior al 1 de enero de 2018. 2552
Artículo 8. Retribución a la inversión en instalaciones cuya puesta en servicio ha sido posterior al 31 de diciembre de 2017. 2554
Artículo 9. Tipologías de inversión en instalaciones de distribución cuya puesta en servicio sea posterior al 31 de diciembre de 2018. 2556
Artículo 10. Ajuste de los valores reales de inversión al final de cada semiperiodo para las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al 31 de diciembre de 2018. 2557
Artículo 11. Retribución de despachos de maniobra cuya puesta en servicio ha sido posterior al 31 de diciembre de 2014. 2558
Artículo 12. Retribución de terrenos en los que se ubican instalaciones con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2014. 2560
Artículo 13. Componente gestionable de la retribución de la actividad de distribución. 2562
Artículo 14. Baja de instalaciones. 2563
Artículo 15. Retribución por extensión de vida útil de las instalaciones de la red de distribución. 2564
Artículo 16. Reconocimiento de inversiones en proyectos piloto. 2565
Artículo 17. Herramientas regulatorias para el cálculo de la retribución.. 2565
Artículo 18. Cálculo del término de retribución por otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras.. 2565
CAPÍTULO III. Supervisión y control de los planes de inversión. 2572
Artículo 19. Supervisión del cumplimiento de los planes de la inversión. 2572
Artículo 20. Evaluación de la ejecución de los planes de inversión. 2572
Artículo 21. Contenido y formato detallado para el seguimiento de los planes de inversión. 2573
CAPÍTULO IV. Información a aportar por las empresas distribuidoras para el cálculo retributivo 2573
Artículo 22. Obligaciones de información y auditoría. 2573
Artículo 23. Inspecciones. 2574
CAPÍTULO V. Incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica 2574
Artículo 24. Incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica. 2574
CAPÍTULO VI. Incentivo a la mejora de la calidad de suministro en la red de distribución 2577
Artículo 25. Incentivo a la mejora de calidad de suministro en la red de distribución. 2577
Artículo 26. Incentivo a la mejora de la calidad de suministro en las redes de distribución en relación con TIEPI.. 2578
Artículo 27. Incentivo a la mejora de la calidad de suministro en las redes de distribución en relación con NIEPI. 2581
CAPÍTULO VII. Otras disposiciones 2584
Artículo 28. Ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades. 2584
Artículo 29. Prudencia financiera requerida a los titulares de activos de red de distribución. 2584
Disposiciones adicionales 2585
Disposición adicional primera. Periodo regulatorio de aplicación.. 2585

Disposición adicional segunda. Cálculo de la retribución a la inversión de las instalaciones puestas en servicio en el año 2018. . . . 2585
Disposición adicional tercera. Cálculo de la retribución a la inversión de las instalaciones tipo 2 puestas en servicio en el año 2019. . . . 2587
Disposición adicional cuarta. Tasa de retribución financiera TRFp. . . . 2587
Disposición adicional quinta. Ajuste de los valores reales de inversión al final del semiperiodo, año 2022, para las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al 31 de diciembre de 2018. . . . 2587
Disposición adicional sexta. Cálculo del término COMGES para los años 2020 y 2021 del periodo 2020-2025. . . . 2588
Disposición adicional séptima. Cálculo del término ROTD para el periodo 2020-2025. . . . 2589
Disposición adicional octava. Cálculo del incentivo a la reducción de pérdidas a considerar para el periodo 2020-2025. . . . 2590
Disposición adicional novena. Cálculo del incentivo a la mejora de la calidad de suministro en las redes para el periodo 2020-2025. . . . 2590
Disposición adicional décima. Aplicación gradual de la penalización para procurar la prudencia financiera. . . . 2592
Disposiciones transitorias 2592
Disposición transitoria única. Cuantificación del ajuste retributivo derivado del empleo de activos en actividades diferentes a la distribución. . . . 2592
Disposiciones finales 2592
Disposición final única. Entrada en vigor. . . . 2592
ANEXO. Tipologías de inversión en instalaciones de distribución cuya puesta en servicio sea posterior al 31 de diciembre de 2018 2592

VIII. COMERCIALIZACIÓN Y SUMINISTRO

§ 111. Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión. [Inclusión parcial] 2596

Artículos 2596

[. . .]

Artículo 3. Formalización de contratos de tarifas de acceso y de adquisición de energía. . . . 2596
Artículo 4. Duración de los contratos y cambios de modalidad de contratación. . . . 2597
Artículo 5. Rescisión o finalización de contratos de adquisición de energía en baja tensión. . . . 2598

[. . .]

Disposiciones adicionales 2598
Disposición adicional segunda. Rescisión anticipada de contratos de adquisición de energía. . . . 2598
Disposición adicional tercera. Tratamiento del comercializador como sustituto del consumidor en los contratos de suministro en alta tensión. . . . 2598

[. . .]

§ 112. Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética 2599

Preámbulo 2599
Artículos 2600
Artículo 1. Objeto. . . . 2600
Artículo 2. Derechos y obligaciones de las empresas gestoras de cargas del sistema. . . . 2601
Artículo 3. Comunicación de inicio de la actividad de gestor de cargas del sistema. . . . 2602
Artículo 4. Requisitos necesarios para realizar la actividad de gestor de cargas del sistema. . . . 2603
Artículo 5. Contrato de los peajes de acceso. . . . 2604
Artículo 6. Imposibilidad de continuar en el ejercicio de la actividad de gestor de cargas del sistema. . . . 2604
Artículo 7. Inspección y seguimiento a los gestores de cargas del sistema. . . . 2605
Disposiciones adicionales 2606
Disposición adicional primera. Peaje de acceso supervalle de aplicación a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada mayor de 10 kW y menor o igual a 15 kW. 2606
Disposición adicional segunda. Revisión de los periodos horarios en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares del peaje de acceso supervalle y perfil de consumo del peaje 2.1 DHS y de la tarifa de último recurso con discriminación horaria supervalle. . . . 2607

Disposición adicional tercera. Clientes sin derecho a tarifa de último recurso que estén siendo suministrados por comercializadores de último recurso. . . . 2607
Disposición adicional cuarta. Precios de los términos de energía activa. . . . 2607
Disposiciones transitorias . . . 2608
Disposición transitoria primera. Inicio de la aplicación del peaje de acceso supervalle y la TUR con discriminación horaria supervalle. . . . 2608
Disposición transitoria segunda. Aplicación de la vía electrónica obligatoria. . . . 2608
Disposiciones derogatorias . . . 2608
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 2608
Disposiciones finales . . . 2608
Disposición final primera. Modificación de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica. . . . 2608
Disposición final segunda. Título competencial. . . . 2610
Disposición final tercera. Autorización para modificaciones normativas. . . . 2610
Disposición final cuarta. Desarrollo normativo. . . . 2610
Disposición final quinta. Entrada en vigor. . . . 2610
ANEXO I . . . 2610
ANEXO II . . . 2612

§ 113. Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW . . . 2614

Preámbulo . . . 2614
Artículos . . . 2615
Artículo 1. Ámbito de aplicación. . . . 2615
Artículo 2. Lectura y facturación de consumidores acogidos a la tarifa de último recurso. . . . 2615
Artículo 3. Lectura y facturación de consumidores que contratan su suministro a través de una comercializadora en mercado libre. . . . 2616
Disposiciones adicionales . . . 2617
Disposición adicional primera. Facturas de energía eléctrica. . . . 2617
Disposición adicional segunda. Información a los consumidores sobre la aplicación del presente real decreto. . . . 2617
Disposiciones transitorias . . . 2617
Disposición transitoria primera. Período de adaptación a lo dispuesto en los artículos 2 y 3. . . . 2617
Disposición transitoria segunda. Normativa para calcular los consumos estimados. . . . 2617
Disposiciones derogatorias . . . 2617
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 2617
Disposiciones finales . . . 2618
Disposición final primera. Título competencial. . . . 2618
Disposición final segunda. Desarrollo normativo y aplicación. . . . 2618
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 2618
ANEXO. Carta informativa relativa a la entrada en vigor de la facturación bimestral. . . . 2618

§ 114. Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación . . . 2619

Preámbulo . . . 2619
TÍTULO I. Objeto y ámbito de aplicación . . . 2623
Artículo 1. Objeto. . . . 2623
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 2623
TÍTULO II. Comercializadores de referencia. . . . 2623
Artículo 3. Requisitos de los comercializadores de referencia. . . . 2623
Artículo 4. Suministros de los comercializadores de referencia. . . . 2624
TÍTULO III. Precios voluntarios para el pequeño consumidor . . . 2626
CAPÍTULO I. Definición y estructura de los precios voluntarios para el pequeño consumidor . . . 2626
Artículo 5. Definición y condiciones de aplicación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor. . . . 2626
Artículo 6. Cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor. . . . 2627
Artículo 7. Estructura general de los precios voluntarios para el pequeño consumidor. . . . 2628
Artículo 8. Determinación de los componentes de la facturación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor. . . . 2630
CAPÍTULO II. Procedimiento de cálculo del coste de producción de energía eléctrica . . . 2634

Artículo 9. Determinación del coste de producción de la energía. . . . 2634
Artículo 10. Determinación del coste de la energía en el mercado diario e intradiario. . . . 2635
Artículo 10 bis. Determinación del coste de la energía de la cesta de futuros. . . . 2636
Artículo 11. Determinación del coste de los servicios de ajuste del sistema. . . . 2636
Artículo 12. Determinación del término de otros costes a incluir en el cálculo del término de la energía del precio voluntario al pequeño consumidor. . . . 2637
TÍTULO IV. Oferta alternativa de los comercializadores de referencia a precio fijo para los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor . . . 2637
Artículo 13. Definición de la oferta alternativa para los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor.. . . . 2637
Artículo 14. Condiciones de la oferta a precio fijo anual para los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor.. . . . 2638
TÍTULO V. Definición y estructura de los precios de las tarifas de último recurso . . . 2638
Artículo 15. Tarifas de último recurso. . . . 2638
Artículo 16. Precio de la tarifa de último recurso para los consumidores vulnerables. . . . 2638
Artículo 17. Precio de la tarifa de último recurso para los consumidores que, sin tener derecho a acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente carecen de un contrato de suministro. . . . 2638
TÍTULO VI. Contratos de suministro de energía eléctrica y obligaciones de transparencia e información . . . 2639
CAPÍTULO I. Contratos de suministro de energía eléctrica con comercializadores de referencia . . . 2639
Artículo 18. Contratos necesarios para el suministro de energía. . . . 2639
Artículo 19. Contenido mínimo de los contratos. . . . 2640
CAPÍTULO II. Información y comparación de precios . . . 2641
Artículo 20. Obligaciones de información. . . . 2641
TÍTULO VII. Metodología para el cálculo de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia (COR) a introducir en el precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica. . . . 2642
CAPÍTULO I. Costes de comercialización de las COR. . . . 2642
Artículo 21. Retribución correspondiente a los costes de comercialización.. . . . 2642
Artículo 22. Estructura de los costes de explotación a incluir en los costes de comercialización. . . . 2642
Artículo 23. Facturación de los costes de comercialización.. . . . 2643
CAPÍTULO II. Determinación de los componentes de los costes de comercialización . . . 2643
Artículo 24. Metodología para la fijación de la retribución por costes de explotación.. . . . 2643
Artículo 25. Metodología para la fijación de la retribución unitaria por el ejercicio de la actividad de comercialización de referencia.. . . . 2646
CAPÍTULO III. Revisión de los costes de comercialización . . . 2646
Artículo 26. Revisión de los costes de comercialización.. . . . 2647
Artículo 27. Obligaciones de información de las COR. . . . 2647
Disposiciones adicionales . . . 2648
Disposición adicional primera. Listado de comercializadores de referencia. . . . 2648
Disposición adicional segunda. Unificación de las empresas comercializadoras de referencia o de último recurso. . . . 2648
Disposición adicional tercera. Facturas de energía eléctrica y de gas.. . . . 2649
Disposición adicional cuarta. Coeficientes de liquidación de la energía del mercado. . . . 2649
Disposición adicional quinta. Desarrollo de procedimientos. . . . 2650
Disposición adicional sexta. Intercambio de información entre los Operadores.. . . . 2650
Disposición adicional séptima. Particularidades en la aplicación del suministro al precio del pequeño consumidor y de último recurso en los sistemas no peninsulares.. . . . 2650
Disposición adicional octava. Valores iniciales para el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor.. . . . 2651
Disposición adicional novena. Curvas de carga destinadas al suministro a los clientes.. . . . 2651
Disposición adicional décima. Adaptación de los contratos vigentes. . . . 2651
Disposición adicional undécima. Coordinación de los sujetos en la operación del sistema. . . . 2651
Disposición adicional duodécima. Aplicación de perfiles de consumo.. . . . 2652
Disposición adicional decimotercera. Mandatos al operador del sistema.. . . . 2652
Disposiciones transitorias . . . 2652
Disposición transitoria primera. Periodo transitorio de adaptación. . . . 2652
Disposición transitoria segunda. Plazo para comunicar las ofertas. . . . 2653
Disposición transitoria tercera. Regularización de cantidades por aplicación del mecanismo de cobertura previsto en el Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014. . . . 2653
Disposición transitoria cuarta. Información a remitir por los comercializadores de referencia para el periodo del 1 de abril de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2014. . . . 2655
Disposición transitoria quinta. Publicación y cálculo de los términos del coste de producción del precio voluntario para el pequeño consumidor. . . . 2655
Disposición transitoria sexta. Aplicación del término de energía reactiva.. . . . 2656
Disposición transitoria séptima. Mecanismo transitorio de asignación del cierre de energía en mercado.. . . . 2656

Disposiciones derogatorias . . . 2656
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 2656
Disposiciones finales . . . 2656
Disposición final primera. Título competencial. . . . 2656
Disposición final segunda. Desarrollo y aplicación. . . . 2657
Disposición final segunda bis. Modificación del término del coste de producción del precio voluntario para el pequeño consumidor. . . . 2657
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 2657
ANEXO I. Información a publicar por el operador del sistema para el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor . . . 2657
ANEXO II. Modelo de nota informativa a remitir por los comercializadores de referencia a los consumidores acogidos a Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor . . . 2659
ANEXO III. Modelo de declaración responsable sobre la condición de microempresa1 . . . 2660

§ 115. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. [Inclusión parcial] . . . 2661

[. . .]

Disposiciones adicionales . . . 2661
Disposición adicional primera. Instalaciones de cogeneración asociadas a un consumidor. . . . 2661
Disposición adicional segunda. Vertidos a la red de energía eléctrica para consumidores que implanten sistemas de ahorro y eficiencia. . . . 2664

[. . .]

Disposición adicional quinta. Instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia nominal no superior a 100 kW, conectadas a tensión no superior a 1 kV, ya sea a la red de distribución o a la red interior de un consumidor. . . . 2664
Disposición adicional sexta. Vigencia de los derechos de extensión de generación. . . . 2664

[. . .]

Disposiciones transitorias . . . 2665
Disposición transitoria séptima. Cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones de cogeneración hasta la adecuación de sus configuraciones de medida. . . . 2665

[. . .]

§ 116. Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes. [Inclusión parcial] . . . 2666

[. . .]

Disposiciones adicionales . . . 2666
Disposición adicional octava. Facturación a los clientes de gas y electricidad. . . . 2666
Disposición adicional novena. Información al consumidor de energía eléctrica. . . . 2666
Disposición adicional décima. Biocarburantes o combustibles de biomasa con riesgo elevado de cambio indirecto del uso de la tierra. . . . 2667
Disposiciones transitorias . . . 2667
Disposición transitoria única. Adaptación de las facturas de los comercializadores y sistemas de los distribuidores de gas natural y de los comercializadores de energía eléctrica. . . . 2667

[. . .]

§ 117. Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica . . . 2668

Preámbulo . . . 2668
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 2671
Artículo 1. Objeto. . . . 2671
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 2671
CAPÍTULO II. Consumidor vulnerable . . . 2671
Artículo 3. Definición de consumidor vulnerable. . . . 2671

Artículo 4. Consumidor en riesgo de exclusión social. . . . 2673
Artículo 5. Obligaciones de información para la protección al consumidor que cumpla los requisitos para ser considerado vulnerable. . . . 2673
CAPÍTULO III. Bono social de aplicación al consumidor vulnerable . . . 2674
Artículo 6. Bono social de aplicación al consumidor vulnerable. . . . 2674
Artículo 7. Solicitud del bono social. . . . 2674
Artículo 8. Comprobación de los requisitos para la aplicación del bono social. . . . 2675
Artículo 9. Aplicación del bono social. . . . 2676
Artículo 10. Renovación del bono social. . . . 2677
Artículo 11. Obligación de actualización de datos. . . . 2678
CAPÍTULO IV. Financiación del coste del suministro de electricidad del consumidor en riesgo de exclusión social 2678
Artículo 12. Financiación del coste del suministro de electricidad del consumidor en riesgo de exclusión social. 2678
CAPÍTULO V. Mecanismo de financiacion del bono social y del coste del suministro de electricidad del consumidor en riesgo de exclusión social. . . . 2679
Artículo 13. Financiación del bono social y del coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley del Sector Eléctrico. . . . 2679
Artículo 14. Reparto de la financiación del bono social y del coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley del Sector Eléctrico entre las actividades de la cadena de suministro de energía eléctrica. . . . 2679
Artículo 14 bis. Reglas y criterios para el reparto de las cantidades a financiar en cada segmento de actividad. . 2679
Artículo 15. Método de cálculo de las cuantías de reparto. . . . 2680
Artículo 16. Procedimiento de liquidación de las cantidades a financiar. . . . 2682
Artículo 17. Regularización de las cantidades a financiar. . . . 2683
CAPÍTULO VI. Suspensión del suministro de electricidad a consumidores personas físicas en su vivienda habitual con potencia contratada igual o inferior a 10 kW . . . 2684
Artículo 18. Período de pago de la factura eléctrica. . . . 2684
Artículo 19. Plazos para la solicitud de la suspensión de suministro de electricidad por impago para personas físicas en su vivienda habitual. . . . 2684
Artículo 20. No suspensión del suministro de electricidad al consumidor en riesgo de exclusión social ni al consumidor a que hace referencia el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. . . . 2685
Artículo 21. Procedimientos de comunicación.. . . . 2686
Disposiciones adicionales . . . 2686
Disposición adicional primera. Plazo de solicitud del bono social. . . . 2686
Disposición adicional segunda. Remisión de información por los distribuidores sobre cortes de suministro. . . . 2686
Disposición adicional tercera. Comprobación de los requisitos para el bono social a través de otros mecanismos telemáticos que se articulen desde la Administración General del Estado.. . . . 2687
Disposición adicional cuarta. Referencias a la unidad de convivencia. . . . 2687
Disposiciones transitorias . . . 2687
Disposición transitoria primera. Consumidores acogidos al bono social a la entrada en vigor de la orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital por la que se desarrolla el presente real decreto. . . . 2687
Disposición transitoria segunda. Implementación de la aplicación telemática. . . . 2687
Disposición transitoria tercera. Contratos que incluyan cláusulas que limiten el acogimiento del consumidor al PVPC. . . . 2687
Disposición transitoria cuarta. Plazo para la comunicación del resultado de las comprobaciones y primeras facturaciones del bono social. . . . 2688
Disposiciones derogatorias . . . 2688
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. . . . 2688
Disposiciones finales . . . 2688
Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. . . . 2688
Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión. 2688
Disposición final tercera. Título competencial. . . . 2689
Disposición final cuarta. Desarrollo normativo. . . . 2689
Disposición final quinta. Entrada en vigor. . . . 2689
ANEXO I . . . 2689
ANEXO II . . . 2690
ANEXO III . . . 2692
ANEXO IV . . . 2694
ANEXO V . . . 2696
ANEXO VI . . . 2696
ANEXO VII. . . . 2697
ANEXO VIII . . . 2697

§ 118. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica 2699

Preámbulo 2699
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 2702
Artículo 1. Objeto. 2702
Artículo 2. Ámbito de aplicación. 2703
CAPÍTULO II. Clasificación y definiciones 2703
Artículo 3. Definiciones. 2703
Artículo 4. Clasificación de modalidades de autoconsumo. 2707
CAPÍTULO III. Régimen jurídico de las modalidades de autoconsumo 2708
Artículo 5. Requisitos generales para acogerse a una modalidad de autoconsumo. 2708
Artículo 6. Calidad del servicio. 2709
Artículo 7. Acceso y conexión a la red en las modalidades de autoconsumo. 2709
Artículo 8. Contratos de acceso en las modalidades de autoconsumo. 2710
Artículo 9. Contratos de suministro de energía en las modalidades de autoconsumo. 2711
CAPÍTULO IV. Requisitos de medida y gestión de la energía 2711
Artículo 10. Equipos de medida de las instalaciones acogidas a las distintas modalidades de autoconsumo. . . . 2711
Artículo 11. Requisitos generales de medida de las instalaciones acogidas a las distintas modalidades de autoconsumo. 2712
Artículo 12. Requisitos particulares de medida de las instalaciones acogidas a las distintas modalidades de autoconsumo. 2713
CAPÍTULO V. Gestión de la energía eléctrica producida y consumida 2713
Artículo 13. Régimen económico de la energía excedentaria y consumida. 2713
Artículo 14. Mecanismo de compensación simplificada. 2714
Artículo 15. Liquidación y facturación en la modalidad de autoconsumo. 2715
CAPÍTULO VI. Aplicación de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos a las modalidades de autoconsumo 2716
Artículo 16. Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los productores de energía eléctrica. 2716
Artículo 16 bis. Definición del término de descuento por retardo en activación de autoconsumo. 2716
Artículo 17. Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los consumos en las modalidades de autoconsumo. 2717
Artículo 18. Cargos del sistema eléctrico de aplicación a las modalidades de autoconsumo. 2719
CAPÍTULO VII. Registro, inspección y régimen sancionador 2721
Artículo 19. Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica. 2721
Artículo 20. Inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica. 2721
Artículo 21. Modificación y cancelación de las inscripciones en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica. 2722
Artículo 22. Inspección de la aplicación de las modalidades de autoconsumo. 2722
Artículo 23. Régimen sancionador. 2723
Disposiciones adicionales 2723
Disposición adicional primera. Mandatos al operador del sistema y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. 2723
Disposición adicional segunda. Remisión de información relativa a las instalaciones de autoconsumo. 2723
Disposiciones transitorias 2724
Disposición transitoria primera. Adaptación de los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo existentes al amparo de lo regulado en el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre. 2724
Disposición transitoria segunda. Configuraciones singulares de medida de las cogeneraciones. 2725
Disposición transitoria tercera. Aplicación de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos del sistema eléctrico a las modalidades de autoconsumo. 2725
Disposición transitoria cuarta. Facturación de consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo que no dispongan de contadores de telegestión efectivamente integrados. 2726
Disposición transitoria quinta. Elementos de almacenamiento. 2726
Disposición transitoria sexta. Término de facturación de energía reactiva. 2726
Disposición transitoria séptima. Adaptación de contadores tipo 4. 2726
Disposición transitoria octava. Puesta en marcha del registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica. 2726
Disposición transitoria novena. Ubicación especial de equipos de medida. 2727
Disposiciones derogatorias 2727
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. 2727
Disposiciones finales 2727
Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. 2727

Disposición final segunda. Modificación de la ITC-BT-40 sobre instalaciones generadoras de baja tensión del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. . . . 2728
Disposición final tercera. Modificación del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. . . . 2737
Disposición final cuarta. Modificación del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. . . . 2738
Disposición final quinta. Desarrollo normativo. . . . 2739
Disposición final sexta. Título competencial. . . . 2739
Disposición final séptima. Entrada en vigor. . . . 2739
ANEXO I. Cálculo de las energías y potencias a efectos de facturación y liquidación para el autoconsumo colectivo o asociado a una instalación a través de la red . . . 2739
ANEXO II. Estructura del registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica y de los datos que deberán ser remitidos por las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla . . . 2742

§ 119. Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos . . . 2745

Preámbulo . . . 2745
TÍTULO I. Disposiciones generales . . . 2750
Artículo 1. Objeto. . . . 2750
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 2751
TÍTULO II. Consumidores electrointensivos . . . 2751
CAPÍTULO I. Caracterización de los consumidores electrointensivos . . . 2751
Artículo 3. Requisitos para poder optar a la categoría de consumidor electrointensivo. . . . 2751
CAPÍTULO II. Certificación de la condición de consumidor electrointensivo . . . 2752
Artículo 4. Procedimiento electrónico. . . . 2752
Artículo 5. Inicio del procedimiento de certificación. . . . 2752
Artículo 6. Instrucción y finalización del procedimiento de certificación. . . . 2754
Artículo 7. Modificación de los requisitos exigidos para obtener la condición de consumidor electrointensivo y mantenimiento de la certificación. . . . 2755
Artículo 8. Validez y renovación de la certificación de consumidor electrointensivo. . . . 2756
Artículo 9. Pérdida de la certificación. . . . 2756
CAPÍTULO III. Obligaciones de los Consumidores Electrointensivos . . . 2757
Artículo 10. Obligaciones en el ámbito del consumo. . . . 2757
Artículo 11. Obligaciones en el ámbito de la gestión de la energía, la eficiencia energética y la descarbonización. . . . 2758
Artículo 12. Obligaciones en el ámbito de la contratación. . . . 2759
Artículo 13. Obligaciones en el ámbito del empleo y la actividad productiva. . . . 2759
Artículo 14. Informe de seguimiento y evaluación. . . . 2759
TÍTULO III. Mecanismo de compensación a los Consumidores Electrointensivos de los cargos por la financiación de la retribución específica a renovables y cogeneración de alta eficiencia y por la financiación adicional en los territorios no peninsulares . . . 2760
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 2760
Artículo 15. Objeto y finalidad. . . . 2760
Artículo 16. Régimen jurídico. . . . 2760
Artículo 17. Ámbito de aplicación temporal. . . . 2760
Artículo 18. Beneficiarios. . . . 2760
Artículo 19. Procedimiento de concesión y criterios de acumulación de las ayudas. . . . 2761
Artículo 20. Determinación de los costes subvencionables e intensidad máxima de la ayuda. . . . 2761
Artículo 21. Determinación de las ayudas concedidas. . . . 2763
CAPÍTULO II. Procedimiento de gestión de las ayudas . . . 2764
Artículo 22. Órganos competentes para convocar, instruir y resolver el procedimiento de concesión y órgano responsable del seguimiento de las ayudas. . . . 2764
Artículo 23. Convocatorias de ayudas e inicio del procedimiento. . . . 2764
Artículo 24. Tramitación electrónica. . . . 2764
Artículo 25. Representación. . . . 2765
Artículo 26. Plazo de presentación de solicitudes. . . . 2765
Artículo 27. Formalización y presentación de solicitudes. . . . 2765
Artículo 28. Comisión de evaluación. . . . 2767
Artículo 29. Instrucción del procedimiento. . . . 2767
Artículo 30. Resolución. . . . 2768
Artículo 31. Recursos. . . . 2768
Artículo 32. Financiación. . . . 2769

Artículo 33. Garantías y pago. . . . 2769
Artículo 34. Publicidad. . . . 2769
Artículo 35. Comprobación y control. . . . 2769
Artículo 36. Reintegros e incumplimientos. . . . 2770
Artículo 37. Sanciones. . . . 2771
TÍTULO IV. Mecanismo de cobertura de riesgos derivados de la adquisición a medio y largo plazo de energía eléctrica por consumidores electrointensivos . . . 2771
Artículo 38. Objeto y finalidad. . . . 2771
Artículo 39. Modalidades de cobertura. . . . 2771
Artículo 40. Responsabilidad del Estado. . . . 2771
Artículo 41. Exclusión general de responsabilidad indemnizatoria. Exclusión del riesgo legal y documental. . . . 2771
Artículo 42. Obligación de confidencialidad. . . . 2772
Artículo 43. Indemnización y subrogación en los créditos indemnizados. . . . 2772
Artículo 44. Procedimiento de elaboración, formulación y aprobación de cuentas del Fondo de Reserva para Garantías de Entidades Electrointensivas y de la contabilidad del Agente Gestor por cuenta del Estado. . . . 2772
Artículo 45. Supervisión de la gestión de la cobertura por cuenta del Estado de los riesgos derivados de la contratación de adquisición de energía eléctrica, a medio y largo plazo, de consumidores electrointensivos. . . 2773
Artículo 46. Funciones de la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo. . . . 2773
Artículo 47. Convenio. . . . 2774
Artículo 48. Retribución del Agente Gestor. . . . 2775
Disposiciones adicionales . . . 2776
Disposición adicional primera. Compatibilidad con las normas de ayudas de Estado. . . . 2776
Disposición adicional segunda. Procedimiento de exclusión del reintegro de las ayudas establecido en el artículo 5 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre. . . . 2776
Disposición adicional tercera. Compensación de costes indirectos por emisiones de gases de efecto invernadero. . . . 2777
Disposición adicional cuarta. Revisión de requisitos para poder optar a la categoría de consumidor electrointensivo. . . . 2777
Disposición adicional quinta. Información para la emisión del informe del operador del sistema, la verificación de requisitos y las obligaciones de consumo. . . . 2777
Disposiciones transitorias . . . 2778
Disposición transitoria primera. Período transitorio para la aplicación del mecanismo de compensación por la financiación de apoyo para la electricidad procedente de fuentes renovables, cogeneración de alta eficiencia y compensación del extracoste en los territorios no peninsulares. . . . 2778
Disposición transitoria segunda. Periodo transitorio para el cumplimiento de las obligaciones del consumidor electrointensivo en el ámbito del consumo. . . . 2778
Disposición transitoria tercera. Instalación de equipos adicionales para la energía autoconsumida de los consumidores electrointensivos. . . . 2778
Disposición transitoria cuarta. Suspensión temporal del requisito de haber consumido al menos el 46 por ciento de la electricidad en periodo tarifario valle. . . . 2779
Disposición transitoria quinta. Cumplimiento de las obligaciones de contratación a plazo mientras no se puedan realizar varias contrataciones para un mismo punto de suministro. . . . 2779
Disposiciones finales . . . 2779
Disposición final primera. Modificación del Reglamento de Ordenación y Supervisión de Seguros Privados, aprobado por el Real Decreto 2486/1998, de 20 de noviembre. . . . 2779
Disposición final segunda. Títulos competenciales. . . . 2780
Disposición final tercera. Establecimiento de nuevos mecanismos de apoyo para los consumidores electrointensivos. . . . 2780
Disposición final cuarta. Habilitación para el desarrollo reglamentario y aplicación. . . . 2780
Disposición final quinta. Entrada en vigor. . . . 2780
ANEXO . . . 2780

§ 120. Real Decreto 184/2022, de 8 de marzo, por el que se regula la actividad de prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos . . . 2783

Preámbulo . . . 2783
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 2788
Artículo 1. Objeto. . . . 2788
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 2788
Artículo 3. Definiciones. . . . 2788
CAPÍTULO II. Servicio de recarga energética . . . 2789
Sección I. Principios generales del servicio de recarga energética . . . 2789
Artículo 4. Principios generales del servicio de recarga energética. . . . 2789
Artículo 5. Modalidades de prestación del servicio de recarga energética. . . . 2789
Sección II. Derechos y obligaciones de los prestadores del servicio de recarga energética . . . 2790

Artículo 6. Derechos y obligaciones del operador del punto de recarga. . . . 2790
Artículo 7. Derechos y obligaciones de la empresa proveedora de servicios para la movilidad eléctrica. . . . 2791
Artículo 8. Acuerdos de interoperabilidad. . . . 2792
Artículo 9. Obligaciones de la empresa de distribución de energía eléctrica. . . . 2792
Artículo 10. Obligaciones de remisión de información. . . . 2792
Sección III. Régimen de autorizaciones para infraestructuras eléctricas de puntos de recarga de vehículos eléctricos de potencia superior a 3.000 kW y régimen sancionador . . . 2792
Artículo 11. Régimen de autorización de las infraestructuras eléctricas de puntos de recarga de vehículos eléctricos de potencia superior a 3.000 kW. . . . 2793
Artículo 12. Régimen sancionador. . . . 2793
Disposiciones adicionales . . . 2793
Disposición adicional primera. Convocatorias de ayudas destinadas a infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos. . . . 2793
Disposición adicional segunda. Evolución del despliegue de la infraestructura de recarga. . . . 2793
Disposición adicional tercera. Eliminación de la obligación de realizar ofertas alternativas de los comercializadores de referencia a precio fijo.. . . . 2793
Disposiciones derogatorias . . . 2794
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. . . . 2794
Disposiciones finales . . . 2794
Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico. . . . 2794
Disposición final segunda. Carácter básico y título competencial. . . . 2794
Disposición final tercera. Habilitación para el desarrollo y ejecución.. . . . 2795
Disposición final cuarta. Entrada en vigor. . . . 2795
ANEXO I. Modelo de primera nota informativa a remitir por los comercializadores de referencia a los consumidores acogidos a la oferta alternativa al precio voluntario para el pequeño consumidor al precio fijo anual. . . . 2795
ANEXO II. Modelo de segunda nota informativa a remitir por los comercializadores de referencia a los consumidores acogidos a la oferta alternativa al precio voluntario para el pequeño consumidor al precio fijo anual. . . . 2796

§ 121. Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica . . . 2797

Preámbulo . . . 2797
Artículos . . . 2798
Artículo 1. Objeto. . . . 2798
Artículo 2. Solicitud del bono social y documentación acreditativa. . . . 2798
Artículo 3. Acreditación de las circunstancias especiales. . . . 2800
Artículo 4. Cálculo de las rentas. . . . 2801
Artículo 5. Acceso del comercializador de referencia a la aplicación telemática para la comprobación de los requisitos establecidos para ser consumidor vulnerable. . . . 2801
Artículo 6. Mecanismo de comprobación de los requisitos para ser consumidor vulnerable. . . . 2801
Disposiciones adicionales . . . 2802
Disposición adicional única. Utilización de la aplicación telemática. . . . 2802
Disposiciones transitorias . . . 2802
Disposición transitoria primera. Comprobación de los requisitos de renta hasta la publicación de la aplicación telemática.. . . . 2802
Disposición transitoria segunda. Plazo para la introducción de datos en la aplicación telemática y para la visualización de las comprobaciones. . . . 2803
Disposiciones finales . . . 2803
Disposición final primera. Título competencial. . . . 2803
Disposición final segunda. Entrada en vigor. . . . 2803
ANEXO I. Solicitud del bono social . . . 2804
ANEXO II. Modelo de certificado o documento acreditativo de las circunstancias especiales para la solicitud del bono social . . . 2810
ANEXO III. Modelo de declaración responsable sobre el estado civil del solicitante . . . 2811

§ 122. Resolución de 28 de abril de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad a utilizar por los comercializadores de referencia . . . 2812

Preámbulo . . . 2812
Artículos . . . 2813

Primero. Objeto.. 2813
Segundo. Formatos de facturas. 2813
Tercero. Contenido de la factura para consumidores acogidos al PVPC y para consumidores que sin tener PVPC transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en libre mercado. 2814
Cuarto. Contenido mínimo de la factura para consumidores con derecho al PVPC acogidos a la oferta alternativa a precio fijo anual de la COR y para consumidores en mercado libre cuyo suministro se realice en baja tensión de hasta 15 kW de potencia contratada.. 2817
Quinto. Publicación del modelo de factura.. 2819
Sexto. Eficacia. 2819
ANEXO I. Modelo de factura para consumidores acogidos a PVPC 2820
ANEXO II. Modelo de factura para consumidores acogidos a PVPC con bono social 2822
ANEXO III. Modelo de factura para consumidores que, sin tener derecho al PVPC, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en libre mercado con potencia contratada superior 10 kW y hasta 15 kW. 2824
ANEXO IV. Modelo de factura para consumidores que, sin tener derecho al PVPC, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en libre mercado con potencia contratada superior a 15 kW 2826

§ 123. Resolución de 16 de septiembre de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento para el envío y cálculo de la precisión de los programas de consumo de los consumidores electrointensivos. 2829

Preámbulo 2829
Artículos 2830
Primero.. 2830
Segundo. 2830
Tercero. 2830
ANEXO. Propuesta de procedimiento para el envío y cálculo de la precisión de los programas de consumo de los consumidores electrointensivos 2830

IX. REGULACIÓN DE ACTIVIDADES ELÉCTRICAS, AUTORIZACIÓN DE INSTALACIONES Y CONTRATACIÓN DEL SUMINISTRO

§ 124. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica 2834

Preámbulo 2834
TÍTULO I. Disposiciones generales 2836
Artículo 1. Objeto. 2836
Artículo 2. Régimen de actividades. 2836
Artículo 3. Actividades en territorios insulares y extrapeninsulares. 2836
TÍTULO II. Transporte de energía eléctrica 2836
CAPÍTULO I. Actividad de transporte, red de transporte, gestor de la red 2836
Artículo 4. Actividad de transporte. 2836
Artículo 5. Red de transporte. 2837
Artículo 6. Operador del sistema y gestor de la red de transporte. 2837
Artículo 7. Derechos y obligaciones de los transportistas.. 2839
CAPÍTULO II. Planificación de la red de transporte. 2839
Artículo 8. Planificación. 2839
Artículo 9. Principios generales. 2839
Artículo 10. Fases de la planificación del transporte de energía eléctrica.. 2840
Artículo 11. Elaboración de las propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.. 2840
Artículo 12. Contenido de las propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.. 2841
Artículo 13. Elaboración del plan de desarrollo. 2841
Artículo 14. Programa anual de instalaciones de la red de transporte. 2841
Artículo 15. Actuaciones excepcionales.. 2842
Artículo 16. Informes sobre la evolución del sistema a largo plazo. 2842
CAPÍTULO III. Requisitos técnicos, operación y mantenimiento de la red de transporte de energía eléctrica . . . 2842
Artículo 17. Equipamiento de las instalaciones. 2842
Artículo 18. Mantenimiento, maniobra y operación de las instalaciones de transporte. 2842
CAPÍTULO IV. Calidad de servicio en la red de transporte 2843
Artículo 19. Ámbito de aplicación y contenido de la calidad del servicio en la red de transporte de energía eléctrica. 2843
Artículo 20. Continuidad del suministro de energía eléctrica. 2843

Artículo 21. Calidad del producto. . . . 2844
Artículo 22. Indisponibilidades programadas de las instalaciones de transporte y producción. . . . 2844
Artículo 23. Condiciones de entrega de la energía eléctrica. . . . 2844
Artículo 24. Calidad de suministro en los puntos frontera. . . . 2844
Artículo 25. Calidad individual por instalación. . . . 2845
Artículo 26. Calidad global. . . . 2845
Artículo 27. Consecuencias del incumplimiento de la calidad de servicio. . . . 2846
Artículo 28. Información sobre la calidad de servicio. . . . 2847
Artículo 29. Perturbaciones provocadas por instalaciones conectadas a la red de transporte. . . . 2848
CAPÍTULO V. Instalaciones de conexión de centrales de generación y de consumidores a las redes de transporte y distribución . . . 2848
Artículo 30. Instalaciones de conexión de centrales de generación. . . . 2848
Artículo 31. Instalaciones de conexión de consumidores. . . . 2848
Artículo 32. Desarrollo de las instalaciones de conexión. . . . 2848
CAPÍTULO VI. Pérdidas en la red de transporte . . . 2849
Artículo 33. Definición de las pérdidas en la red de transporte. . . . 2849
Artículo 34. Responsabilidad sobre las pérdidas de transporte. . . . 2849
Artículo 35. Metodología de asignación de las pérdidas de transporte. . . . 2849
TÍTULO III. Distribución. . . . 2850
CAPÍTULO I. Actividad de distribución, gestores de las redes de distribución y empresas distribuidoras . . . 2850
Artículo 36. Actividad de distribución. . . . 2850
Artículo 37. Requisitos de los sujetos para el ejercicio de la actividad de distribución. . . . 2850
Artículo 38. Redes de distribución. . . . 2851
Artículo 39. Zonas eléctricas de distribución. . . . 2851
Artículo 40. Gestores de las redes de distribución. . . . 2852
Artículo 41. Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras. . . . 2852
Artículo 42. Equipamiento de las instalaciones. . . . 2853
CAPÍTULO II. Acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender el suministro . . . 2853
Artículo 43. Objeto y ámbito de aplicación. . . . 2853
Artículo 44. Derechos de acometida. . . . 2854
Artículo 45. Criterios para la determinación de los derechos de extensión. . . . 2854
Artículo 46. Potencia y tensión del suministro. . . . 2854
Artículo 47. Cuotas de extensión y de acceso. . . . 2854
Artículo 48. Suministros especiales. . . . 2854
Artículo 49. Vigencia de los derechos de acometida. . . . 2855
Artículo 50. Derechos de enganche y verificación. . . . 2855
Artículo 51. Actualización de importes. . . . 2855
TÍTULO IV. Acceso a las redes de transporte y distribución. Líneas directas . . . 2855
CAPÍTULO I. Acceso y conexión a la red de transporte . . . 2855
Artículo 52. Derecho de acceso a la red de transporte. . . . 2855
Artículo 53. Acceso a la red de transporte. . . . 2855
Artículo 54. Realización de instalaciones y refuerzos de la red de transporte derivadas de solicitudes de acceso. . . . 2856
Artículo 55. Capacidad de acceso a la red de transporte. . . . 2856
Artículo 56. Limitaciones a la utilización del acceso a la red de transporte. . . . 2856
Artículo 57. Conexión a la red de transporte. . . . 2856
Artículo 58. Contratos técnicos de acceso a la red de transporte. . . . 2856
Artículo 59. Contratos económicos de acceso a la red de transporte. . . . 2857
Artículo 59 bis. Garantía económica para tramitar la solicitud de acceso a la red de transporte de instalaciones de producción. . . . 2857
CAPÍTULO II. Acceso y conexión a la red de distribución. . . . 2857
Artículo 60. Derecho de acceso a la red de distribución. . . . 2857
Artículo 61. Acceso de los consumidores a la red de distribución. . . . 2857
Artículo 62. Procedimiento de acceso a la red de distribución. . . . 2858
Artículo 63. Acceso a la red de distribución de consumidores y generadores con influencia en la red de transporte. . . . 2858
Artículo 64. Capacidad de acceso a la red de distribución. . . . 2858
Artículo 65. Limitaciones a la utilización del acceso a la red de distribución. . . . 2858
Artículo 66. Conexión a las redes de distribución. . . . 2859
Artículo 66 bis. Garantía económica para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución de instalaciones de producción. . . . 2859
CAPÍTULO III. Líneas directas. . . . 2859
Artículo 67. Línea directa. . . . 2859
Artículo 68. Instalación de líneas directas. . . . 2859
Artículo 69. Utilización de las líneas directas y relación con las redes de transporte o distribución. . . . 2859
TÍTULO V. Actividad de comercialización y consumidores cualificados . . . 2859

CAPÍTULO I. Actividad de comercialización . . . 2859
Artículo 70. Definición. . . . 2859
Artículo 71. Derechos y obligaciones de los comercializadores. . . . 2860
Artículo 72. Comunicación de inicio de la actividad de comercialización. . . . 2860
Artículo 73. Requisitos necesarios para realizar la actividad de comercialización. . . . 2861
Artículo 74. Extinción de la habilitación para actuar como comercializador. . . . 2861
CAPÍTULO II. Consumidores directos en mercado . . . 2862
Artículo 75. Consumidores directos en mercado. . . . 2862
Artículo 76. Punto de suministro e instalación. . . . 2862
Artículo 77. Consumo de energía eléctrica. . . . 2862
Artículo 78. Condición de consumidor directo en mercado. . . . 2862
TÍTULO VI. Suministro . . . 2863
CAPÍTULO I. Contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes. Suspensión del suministro. Equipos de medida . . . 2863
Sección 1.ª Contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes . . . 2863
Artículo 79. Condiciones generales. . . . 2863
Artículo 80. Condiciones del contrato de suministro a tarifa. . . . 2864
Artículo 81. Condiciones del contrato de acceso a las redes. . . . 2865
Sección 2.ª Facturación del suministro a tarifa y del acceso a las redes . . . 2865
Artículo 82. Facturación del suministro a tarifa y del acceso a las redes. . . . 2865
Sección 3.ª Traspaso y subrogación de los contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes . . . 2866
Artículo 83. Traspaso y subrogación de los contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes. . . . 2866
Sección 4.ª Pago y suspensión del suministro . . . 2866
Artículo 84. Período de pago e intereses de demora de los contratos de suministro a tarifa. . . . 2866
Artículo 84 bis. Suspensión del suministro a consumidores personas físicas en su vivienda habitual con potencia contratada igual o inferior a 10 kW. . . . 2866
Artículo 85. Suspensión del suministro a tarifa por impago. . . . 2867
Artículo 86. Suspensión del suministro a los consumidores y sujetos cualificados. . . . 2867
Artículo 87. Otras causas de la suspensión del suministro. . . . 2868
Artículo 88. Gastos por desconexión y reconexión. . . . 2868
Artículo 89. Servicios declarados esenciales. . . . 2868
Sección 5.ª Resolución de los contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes . . . 2869
Artículo 90. Resolución de los contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes. . . . 2869
Artículo 91. Otras causas de resolución de los contratos. . . . 2869
Sección 6.ª Medida y control . . . 2869
Artículo 92. Control de la potencia contratada. . . . 2869
Artículo 93. Instalación de equipos de medida y control. . . . 2870
Artículo 94. Equipos instalados. . . . 2870
Artículo 95. Lectura de los suministros. . . . 2871
Artículo 96. Comprobación de los equipos de medida y control. . . . 2871
Artículo 97. Cambio de características de la energía. . . . 2871
Sección 7.ª Reclamaciones . . . 2872
Artículo 98. Reclamaciones. . . . 2872
CAPÍTULO II. Calidad de servicio . . . 2872
Artículo 99. Concepto, contenido y extensión de la calidad de servicio. . . . 2872
Artículo 100. Definiciones. . . . 2873
Artículo 101. Continuidad del suministro. . . . 2874
Artículo 102. Calidad del producto. . . . 2875
Artículo 103. Calidad de la atención al consumidor. . . . 2875
Artículo 104. Cumplimiento de la calidad de suministro individual. . . . 2876
Artículo 105. Consecuencias del incumplimiento de la calidad de servicio individual. . . . 2877
Artículo 106. Calidad zonal. . . . 2879
Artículo 107. Consecuencias del incumplimiento de la calidad zonal. . . . 2879
Artículo 108. Información sobre la calidad de servicio. . . . 2880
Artículo 109. Responsabilidades en el cumplimiento de la calidad. . . . 2881
Artículo 110. Perturbaciones provocadas e inducidas por instalaciones receptoras. . . . 2881
CAPÍTULO III. Medidas de protección al consumidor . . . 2881
Artículo 110 bis. Información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente. . . . 2882
Artículo 110 ter. Requisitos mínimos de los contratos suscritos con clientes domésticos. . . . 2882
TÍTULO VII. Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución . . . 2883
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 2883
Artículo 111. Objeto. . . . 2883
Artículo 112. Coordinación con planes urbanísticos. . . . 2883
Artículo 113. Órganos competentes. . . . 2884
Artículo 114. Informe de la Dirección General de Política Energética y Minas. . . . 2884

CAPÍTULO II. Autorizaciones para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones . . . 2884
Artículo 115. Necesidad de autorización. . . . 2884
Artículo 116. Coste asociado a las nuevas instalaciones autorizadas de transporte. . . . 2886
Artículo 117. Resolución sobre determinación de la forma de autorización de las nuevas instalaciones de transporte. . . . 2886
Artículo 118. Autorización de instalaciones de transporte de forma directa. . . . 2886
Artículo 119. Autorización de instalaciones de transporte mediante procedimiento de concurrencia. . . . 2887
Artículo 120. Solicitudes de autorización. . . . 2887
Artículo 121. Capacidad del solicitante. . . . 2887
Sección 1.ª Autorización administrativa . . . 2888
Artículo 121 bis. Trámites previos. . . . 2888
Artículo 122. Presentación de solicitud de autorización administrativa. . . . 2888
Artículo 123. Contenido de la solicitud de autorización administrativa. . . . 2889
Artículo 124. Trámites de evaluación de impacto ambiental. . . . 2889
Artículo 125. Información pública. . . . 2889
Artículo 126. Alegaciones. . . . 2890
Artículo 127. Información a otras Administraciones públicas. . . . 2890
Artículo 128. Resolución. . . . 2891
Artículo 129. Ocupación del dominio público marítimo-terrestre. . . . 2891
Sección 2.ª Aprobación de proyecto de ejecución . . . 2891
Artículo 130. Solicitud. . . . 2891
Artículo 131. Condicionados y aprobación de proyecto. . . . 2892
Sección 3.ª Autorización de explotación . . . 2893
Artículo 132. Acta de puesta en servicio. . . . 2893
Artículo 132 bis. Autorizaciones de explotación de las instalaciones de producción. . . . 2893
Artículo 132 ter. Autorización de explotación provisional para pruebas de instalaciones de producción. . . . 2893
Artículo 132 quater. Autorización de explotación definitiva de instalaciones de producción. . . . 2893
CAPÍTULO III. Autorización de transmisión de instalaciones . . . 2894
Artículo 133. Solicitud. . . . 2894
Artículo 134. Resolución. . . . 2894
CAPÍTULO IV. Autorización de cierre de instalaciones . . . 2894
Artículo 135. Solicitud. . . . 2894
Artículo 136. Procedimiento. . . . 2894
Artículo 137. Informe previo. . . . 2894
Artículo 138. Resolución. . . . 2895
Artículo 139. Acta de cierre. . . . 2895
CAPÍTULO V. Expropiación y servidumbres . . . 2895
Sección 1.ª Disposiciones generales . . . 2895
Artículo 140. Utilidad pública. . . . 2895
Artículo 141. Líneas directas. . . . 2895
Artículo 142. Recursos. . . . 2895
Sección 2.ª Procedimiento de expropiación . . . 2896
Artículo 143. Solicitud de la declaración de utilidad pública. . . . 2896
Artículo 144. Información pública. . . . 2896
Artículo 145. Alegaciones. . . . 2896
Artículo 146. Información a otras Administraciones públicas. . . . 2897
Artículo 147. Oposición u objeción. . . . 2897
Artículo 148. Resolución. . . . 2897
Artículo 149. Efectos. . . . 2897
Artículo 150. Procedimiento de expropiación. . . . 2898
Artículo 151. Adquisición por mutuo acuerdo. . . . 2898
Artículo 152. Expropiación a instancia del dueño del predio sirviente. . . . 2898
Artículo 153. Modificación de la servidumbre a instancia del dueño del predio sirviente. . . . 2898
Artículo 154. Variación del tendido de la línea como consecuencia de proyectos o planes aprobados por la Administración. . . . 2899
Artículo 155. Causas de extinción de la servidumbre de paso. . . . 2899
Artículo 156. Determinación del justo precio y pago. . . . 2899
Sección 3.ª Alcance y límites de la expropiación. . . . 2900
Artículo 157. Alcance de la servidumbre de paso de energía eléctrica. . . . 2900
Artículo 158. Servidumbre de paso aéreo de energía eléctrica. . . . 2900
Artículo 159. Servidumbre de paso subterráneo de energía eléctrica. . . . 2900
Artículo 160. Condiciones de seguridad. . . . 2900
Artículo 161. Limitaciones a la constitución de servidumbre de paso. . . . 2900
Artículo 162. Relaciones civiles. . . . 2901
CAPÍTULO VI. Revisiones e inspecciones . . . 2901
Artículo 163. Revisiones periódicas. . . . 2901

Artículo 164. Inspecciones. . . . 2901
TÍTULO VIII. Registros administrativos . . . 2902
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 2902
Artículo 165. Registros administrativos. . . . 2902
Artículo 166. Tratamiento de los datos. . . . 2902
Artículo 167. Cancelación de las inscripciones. . . . 2902
CAPÍTULO II. Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica. . . . 2903
Artículo 168. Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica. . . . 2903
Sección 1.ª Sección primera del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica 2903
Artículo 169. Sección primera: instalaciones de producción en régimen ordinario. . . . 2903
Artículo 170. Inscripción previa. . . . 2904
Artículo 171. Inscripción definitiva. . . . 2904
Artículo 172. Notificaciones. . . . 2904
Artículo 173. Actualización de datos. . . . 2904
Artículo 174. Número de identificación en el registro. . . . 2905
Sección 2.ª Sección segunda del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica . . . 2905
Artículo 175. Sección segunda: instalaciones de producción en régimen especial. . . . 2905
Sección 3.ª Sección tercera del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica 2905
Artículos 176 a 180. . . . 2905
CAPÍTULO III. Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados . . . 2905
Artículo 181. Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados. . . . 2905
Sección 1.ª Sección primera del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados . . . 2906
Artículo 182. Sección primera: empresas distribuidoras. . . . 2906
Artículo 183. Inscripción previa. . . . 2906
Artículo 184. Inscripción definitiva. . . . 2906
Artículo 185. Notificaciones. . . . 2907
Artículo 186. Actualización de datos. . . . 2907
Artículo 187. Número de identificación en el registro. . . . 2907
Sección 2.ª Sección segunda del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados . . . 2908
Artículo 188. Sección segunda: empresas comercializadoras. . . . 2908
Artículo 189. Inscripción previa. . . . 2908
Artículos 190 a 193. . . . 2908
Sección 3.ª Sección tercera del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados . . . 2908
Artículos 194 a 199. . . . 2908
Sección 4.ª Sección cuarta del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados . . . 2908
Artículos 200 a 204. . . . 2908
Disposiciones adicionales . . . 2908
Disposición adicional primera. Instalaciones de «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima». . . . 2908
Disposición adicional segunda. Procedimientos de operación del sistema para la gestión, el mantenimiento y la planificación de la red de transporte. . . . 2908
Disposición adicional tercera. Primer Plan de Desarrollo de la Red de Transporte. . . . 2909
Disposición adicional cuarta. Adecuación de contratos de suministro. . . . 2909
Disposición adicional quinta. Acreditación de requisitos legales técnicos y económicos. . . . 2909
Disposición adicional sexta. Líneas de evacuación de centrales de generación. . . . 2909
Disposición adicional séptima. Instalaciones de transporte a 31 de diciembre de 1999. . . . 2909
Disposición adicional octava. Red bajo la gestión técnica del operador del sistema. . . . 2909
Disposición adicional novena. Redes de distribución que tengan incidencia en la operación del sistema. . . . 2909
Disposición adicional décima. Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar térmica. . . . 2909
Disposición adicional undécima. Protección de la avifauna. . . . 2909
Disposición adicional duodécima. Procedimiento de autorización de pequeñas instalaciones de generación o de instalaciones de generación conectadas a redes de distribución. . . . 2910
Disposición adicional duodécima. Vertidos a la red de energía eléctrica para consumidores que implanten sistemas de ahorro y eficiencia. . . . 2910
Disposición adicional decimotercera. Determinación de las condiciones económicas de la conexión de una instalación de generación a las redes de transporte y distribución. . . . 2910
Disposición adicional decimocuarta. Consideración de una misma instalación de generación a efectos de los permisos de acceso y conexión. . . . 2911
Disposiciones transitorias . . . 2913
Disposición transitoria primera. Aplicación de la planificación de la actividad de transporte. . . . 2913
Disposición transitoria segunda. Actividades de transporte. . . . 2913

Disposición transitoria tercera. Información de transportistas y gestores de red de distribución al gestor de la red de transporte. . . . 2913
Disposición transitoria cuarta. Pérdidas en la red de transporte. . . . 2913
Disposición transitoria quinta. Exención de la solicitud de conexión. . . . 2913
Disposición transitoria sexta. Acceso de terceros a las redes. . . . 2913
Disposición transitoria séptima. Actividad de generación e instalaciones de producción. . . . 2914
Disposición transitoria octava. Actividad de distribución. . . . 2914
Disposición transitoria novena. Actividad de Comercialización. . . . 2914
Disposición transitoria décima. Planes de mejora de calidad de servicio. . . . 2914
Disposición transitoria undécima. Expedientes en tramitación. . . . 2914
Disposición transitoria duodécima. Derechos de acometidas. . . . 2914
Disposición transitoria decimotercera. Consumidores cualificados en territorios insulares y extrapeninsulares. . . . 2915
Disposiciones derogatorias 2915
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 2915
Disposiciones finales 2915
Disposición final primera. Carácter básico. . . . 2915
Disposición final segunda. Desarrollo normativo. . . . 2915
Disposición final tercera. Valores de calidad de servicio individual y zonal. . . . 2915
Disposición final cuarta. Instrucciones técnicas complementarias. . . . 2915
Disposición final quinta. Entrada en vigor. . . . 2916
ANEXO 2916
ANEXO II 2921

§ 125. Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión 2923

Preámbulo 2923
Artículos 2924
Artículo 1. Objeto. . . . 2924
Artículo 2. Ámbito de aplicación. . . . 2924
Artículo 3. Formalización de contratos de tarifas de acceso y de adquisición de energía. . . . 2925
Artículo 4. Duración de los contratos y cambios de modalidad de contratación. . . . 2925
Artículo 5. Rescisión o finalización de contratos de adquisición de energía en baja tensión. . . . 2926
Artículo 6. Condiciones y plazos para el paso de tarifa de suministro a tarifa de acceso y plazos para cambio de comercializador. . . . 2927
Artículo 7. Sistema de información de puntos de suministro. . . . 2927
Artículo 8. Condiciones, plazos, medios y sistemas de comunicación de las solicitudes de modificación de la forma de contratación. . . . 2930
Artículo 9. Liquidaciones de energía a partir de la aplicación de perfiles de consumo. . . . 2931
Artículo 10. Precios de las actuaciones. . . . 2931
Disposiciones adicionales 2931
Disposición adicional primera. Inclusión del código unificado de punto de suministro. . . . 2931
Disposición adicional segunda. Rescisión anticipada de contratos de adquisición de energía. . . . 2932
Disposición adicional tercera. Tratamiento del comercializador como sustituto del consumidor en los contratos de suministro en alta tensión. . . . 2932
Disposición adicional cuarta. Procedimientos de cambio de modalidad de contrato en alta tensión. . . . 2932
Disposición adicional quinta. Indicadores de calidad de la atención al consumidor. . . . 2932
Disposiciones transitorias 2932
Disposición transitoria única. Plazos para la instalación de elementos de control de potencia de las tarifas de acceso 2.0 A y 2.0 NA. . . . 2932
Disposiciones derogatorias 2933
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 2933
Disposiciones finales 2933
Disposición final primera. Otras posibilidades de contratación. . . . 2933
Disposición final segunda. Carácter básico de las medidas. . . . 2933
Disposición final tercera. Normas de desarrollo. . . . 2933
Disposición final cuarta. Entrada en vigor. . . . 2933

§ 126. Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. [Inclusión parcial] 2934

Artículos 2934

[. . .]

Artículo tercero. Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. 2934

[. . .]

Disposiciones transitorias 2940
Disposición transitoria primera. Incorporación automática de sujetos inscritos en las Secciones segunda y tercera del anterior Registro de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores directos en mercado a los listados a publicar por la Comisión Nacional de Energía. 2940
Disposición transitoria segunda. Régimen transitorio. 2940

[. . .]

Disposiciones finales 2940
Disposición final segunda. Registro de Distribuidores.. 2940

[. . .]

X. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

§ 127. Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema 2941

Preámbulo 2941
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 2944
Artículo 1. Objeto de la circular. 2944
Artículo 2. Ámbito de aplicación. 2944
Artículo 3. Definiciones. 2945
Artículo 4. Coordinación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con otros organismos.. 2945
Artículo 5. Funciones del Operador del Mercado y del Operador del Sistema.. 2945
CAPÍTULO II. Gestión de las congestiones en el largo plazo para las Interconexiones de España-Francia y España-Portugal 2946
Artículo 6. Asignación de la capacidad en las interconexiones en el largo plazo. 2946
Artículo 7. Mecanismo de subastas explícitas de asignación de la capacidad en el largo plazo. 2946
CAPÍTULO III. Mercados a plazo no organizados. 2947
Artículo 8. Contratos bilaterales físicos. 2947
CAPÍTULO IV. Mercado diario de electricidad y gestión de las congestiones en el ámbito diario para las interconexiones España-Francia y España-Portugal 2947
Artículo 9. Mercado diario y acoplamiento de mercados para la utilización de la capacidad entre España y Francia y entre España y Portugal.. 2947
Artículo 10. Acoplamiento del mercado diario europeo. 2947
CAPÍTULO V. Mercado intradiario de electricidad y gestión de las congestiones en el ámbito intradiario para las interconexiones de España-Francia y España-Portugal 2949
Artículo 11. Mercado intradiario.. 2949
Artículo 12. Acoplamiento del mercado intradiario continuo europeo. 2949
Artículo 13. Acoplamiento de mercados en el ámbito intradiario a través de subastas regionales complementarias. 2950
CAPÍTULO VI. Gestión de las Interconexiones con terceros países 2951
Artículo 14. Gestión de las interconexiones con terceros países. 2951
Artículo 15. Gestión de la interconexión España-Marruecos en el horizonte diario.. 2951
Artículo 16. Gestión de la interconexión España-Marruecos en el horizonte intradiario. 2952
Artículo 17. Gestión de la interconexión España-Andorra. 2953
Artículo 18. Liquidación de los procesos de gestión de congestiones en las interconexiones internacionales no intracomunitarias.. 2953
CAPÍTULO VII. Servicios de balance del sistema eléctrico y resolución de restricciones técnicas 2953
Artículo 19. Mercados de balance y resolución de restricciones técnicas. 2953
Artículo 20. Firmeza y seguridad de los intercambios internacionales.. 2954
CAPÍTULO VIII. Gestión de la operación del sistema 2954
Artículo 21. Gestión de la operación del sistema. 2954
CAPÍTULO IX. Emergencia y reposición del servicio eléctrico 2955

Artículo 22. Emergencia y reposición del servicio. . . . 2955
CAPÍTULO X. Aprobación de metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración . . . 2956
Artículo 23. Procedimiento de aprobación. . . . 2956
Artículo 24. Proyectos de demostración regulatorios. . . . 2957
Disposiciones transitorias . . . 2957
Disposición transitoria primera. Acciones coordinadas de balance. . . . 2957
Disposición transitoria segunda. Plataforma europea para el intercambio de la energía de balance procedente de reservas de sustitución (Balit). . . . 2957
Disposición transitoria tercera. Aplicación transitoria de las Reglas de Funcionamiento del Mercado y los Procedimientos de Operación.. . . . 2957
Disposiciones derogatorias . . . 2958
Disposición derogatoria única.. . . . 2958
Disposiciones finales . . . 2958
Disposición final única. Entrada en vigor. . . . 2958

XI. EFICIENCIA ENERGÉTICA

§ 128. Real Decreto 390/2021, de 1 de junio, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios . . . 2959

Preámbulo . . . 2959
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 2962
CAPÍTULO II. Condiciones técnicas y administrativas para la certificación de la eficiencia energética de los edificios . . . 2966
CAPÍTULO III. Etiqueta de eficiencia energética . . . 2976
CAPÍTULO IV. Comisión asesora para la certificación de eficiencia energética de edificios . . . 2977
CAPÍTULO V. Régimen sancionador . . . 2979
Disposiciones adicionales . . . 2980
Disposiciones derogatorias . . . 2981
Disposiciones finales . . . 2981
ANEXO I. Curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios . . . 2985
ANEXO II. Contenidos equivalentes al curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios . . . 2987
ANEXO III. Certificado que acredita que se han cursado como parte del plan de estudios, guías docentes, módulos profesionales, módulos formativos o unidades de competencia los contenidos o las materias incluidas en el anexo II del presente real decreto, equivalentes a los contenidos del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios . . . 2987
ANEXO IV. Declaración responsable relativa al cumplimiento de los requisitos para ejercer la actividad de técnico competente para la certificación de la eficiencia energética de edificios . . . 2992

§ 129. Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes. [Inclusión parcial] . . . 2995

[. . .]

Disposiciones adicionales . . . 2995
Disposición adicional cuarta. Obligación de información de las Comunidades Autónomas y Entidades locales sobre sus programas de ahorro y eficiencia energética. . . . 2995
Disposición adicional quinta. Obligación de Información de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos sobre ventas de energía. 2995
Disposición adicional sexta. Evaluación sobre el potencial de eficiencia energética en las infraestructuras de gas y electricidad. . . . 2996

[. . .]

Disposición adicional décima. Biocarburantes o combustibles de biomasa con riesgo elevado de cambio indirecto del uso de la tierra. . . . 2996

[. . .]

§ 130. Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía 2997

Preámbulo 2997
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 3000
Artículo 1. Objeto y definiciones. 3000
CAPÍTULO II. Auditorías energéticas 3001
Artículo 2. Ámbito de aplicación. 3001
Artículo 3. Alcance de la exigencia y criterios mínimos a cumplir por las auditorías energéticas. 3001
Artículo 4. Auditores energéticos. 3002
Artículo 5. Inspección de la realización de las auditorías energéticas. 3002
Artículo 6. Registro Administrativo de Auditorías Energéticas. 3003
CAPÍTULO III. Sistema de acreditación para proveedores de servicios energéticos y auditores energéticos 3003
Artículo 7. Requisitos para el ejercicio de la actividad profesional de proveedor de servicios energéticos. 3003
Artículo 8. Requisitos para el ejercicio de la actividad profesional de auditor energético. 3004
Artículo 9. Habilitación y declaración responsable relativa al cumplimiento de los requisitos de proveedor de servicios energéticos. 3005
Artículo 10. Listado de Proveedores de Servicios Energéticos. 3005
Artículo 11. Control del Listado de Proveedores de Servicios Energéticos. 3006
Artículo 12. Libre prestación. 3006
CAPÍTULO IV. Promoción de la eficiencia energética en la producción y uso del calor y del frío 3007
Artículo 13. Promoción de la eficiencia energética en la producción y uso del calor y del frío. 3007
CAPÍTULO V. Régimen sancionador 3008
Artículo 14. Infracciones y sanciones. 3008
Disposiciones adicionales 3008
Disposición adicional primera. Auditorías energéticas en grandes empresas. 3008
Disposición adicional segunda. Evaluación completa del potencial de uso de la cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes. 3009
Disposición adicional tercera. Incremento de gasto. 3009
Disposición adicional cuarta. Edificio de consumo de energía casi nulo. 3009
Disposiciones transitorias 3009
Disposición transitoria primera. Actualización del Directorio de Empresas de Servicios Energéticos. 3009
Disposición transitoria segunda. Expedientes en tramitación. 3009
Disposiciones finales 3010
Disposición final primera. Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. 3010
Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de cogeneración. 3011
Disposición final tercera. Modificación del Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios. 3013
Disposición final cuarta. Títulos competenciales. 3013
Disposición final quinta. Incorporación de derecho de la Unión Europea. 3013
Disposición final sexta. Desarrollo y aplicación. 3014
Disposición final séptima. Entrada en vigor. 3014
ANEXO I. Modelo de comunicación relativo a la realización de una auditoría energética. 3014
ANEXO II. Modelo de declaración responsable relativa al cumplimiento de los requisitos para el ejercicio de la actividad profesional de proveedores de servicios energéticos 3015
ANEXO III. Potencial de eficiencia en la calefacción y la refrigeración 3016
ANEXO IV 3018
ANEXO V. Contenidos mínimos del curso de especialización como auditor energético 3020

§ 131. Real Decreto 736/2020, de 4 de agosto, por el que se regula la contabilización de consumos individuales en instalaciones térmicas de edificios 3022

Preámbulo 3022
Artículos 3024
Artículo 1. Objeto. 3024
Artículo 2. Ámbito de aplicación. 3024
Artículo 3. Obligación de instalación de equipos de contabilización individualizada. 3024
Artículo 4. Determinación de la viabilidad técnica y rentabilidad económica de la instalación de equipos para la contabilización individualizada del consumo de calefacción. 3025

Artículo 5. Determinación de la viabilidad técnica y rentabilidad económica de la instalación de equipos para la contabilización individualizada del consumo de refrigeración. 3026
Artículo 6. Obligaciones de lectura de los equipos de contabilización, información al consumidor y reparto de costes. 3026
Artículo 7. Documentación justificativa. 3027
Artículo 8. Responsabilidad de su aplicación. 3028
Artículo 9. Empresas habilitadas. 3028
Artículo 10. Régimen sancionador. 3028
Disposiciones transitorias 3028
Disposición transitoria única. Plazos. 3028
Disposiciones finales 3028
Disposición final primera. Título competencial. 3028
Disposición final segunda. Incorporación de derecho de la Unión Europea. 3029
Disposición final tercera. Habilitación normativa y modificaciones del contenido de los anexos. 3029
Disposición final cuarta. Entrada en vigor. 3029
ANEXO I. Instalaciones térmicas excluidas de la obligación de instalar sistemas de contabilización individualizada 3029
ANEXO II. Certificado de exclusión de la obligación de instalar sistemas de contabilización individualizada 3030
ANEXO III. Modelo del presupuesto 3031
ANEXO IV. Información mínima sobre la liquidación del consumo 3033
ANEXO V. Modelo de declaración responsable 3034

§ 132. Real Decreto 737/2020, de 4 de agosto, por el que se regula el programa de ayudas para actuaciones de rehabilitación energética en edificios existentes y se regula la concesión directa de las ayudas de este programa a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla 3035

Preámbulo 3035
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 3039
Artículo 1. Objeto y finalidad. 3039
Artículo 2. Ámbito de aplicación. 3039
Artículo 3. Régimen jurídico aplicable. 3040
Artículo 4. Vigencia del programa. 3040
CAPÍTULO II. Bases reguladoras de la concesión directa de ayudas a las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla 3040
Artículo 5. Beneficiarias directas. 3040
Artículo 6. Trámites para la concesión de la ayuda a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla. 3040
Artículo 7. Obligaciones de las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla. 3041
Artículo 8. Coordinación y seguimiento. 3042
Artículo 9. Financiación y costes indirectos imputables. 3042
Artículo 10. Cofinanciación con fondos de la Unión Europea. 3044
CAPÍTULO III. Bases reguladoras de la concesión de ayudas por las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla a los destinatarios últimos 3046
Artículo 11. Destinatarios últimos de las ayudas. 3046
Artículo 12. Requisitos para obtener la condición de destinatario último de las ayudas. 3047
Artículo 13. Actuaciones subvencionables. 3047
Artículo 14. Cuantía de las ayudas. 3049
Artículo 15. Compatibilidad de las ayudas. 3050
Artículo 16. Procedimiento de concesión de las ayudas por las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla a los destinatarios últimos. 3050
Artículo 17. Presentación y formalización de solicitudes. 3051
Artículo 18. Órganos competentes para ordenar e instruir el procedimiento de concesión de ayudas. 3052
Artículo 19. Órganos competentes para la resolución del procedimiento de concesión de ayudas. 3052
Artículo 20. Reintegro. 3053
Artículo 21. Publicidad. 3053
Disposiciones adicionales 3053
Disposición adicional única. Contención del gasto de personal. 3053
Disposiciones finales 3053
Disposición final primera. Título competencial. 3053
Disposición final segunda. Entrada en vigor. 3054
ANEXO I. Cuantía de las ayudas a destinatarios últimos 3054
ANEXO II. Presupuesto por comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla 3056
ANEXO III. Documentación para la cofinanciación con fondos FEDER 3056
ANEXO IV. Actuaciones subvencionables y costes elegibles 3064
ANEXO V. Información para la coordinación y seguimiento del Programa 3075

§ 1

Nota de autor

El Código de la Energía Eléctrica es fruto de la colaboración entre el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) y la Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado (AEBOE), con la participación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Esta colaboración tiene como finalidad contribuir a la difusión de las principales normas reguladoras del sistema eléctrico, conforme al objetivo estratégico de la AEBOE de ser fuente y motor de la gestión del conocimiento jurídico y a las competencias conferidas a MINETAD, a través de su Secretaría General Técnica, para la preparación de compilaciones de disposiciones vigentes de sus ámbitos de actuación dentro de la propuesta de su programa editorial.

El Código de la Energía Eléctrica recopila, ordena y compila las principales normas estatales vigentes relativas al sistema eléctrico, para poner a disposición de los sujetos del sistema, de las empresas, de los profesionales, de los operadores jurídicos, y de los ciudadanos interesados en general, un instrumento útil para conocer, mediante una fuente consolidada y permanentemente actualizada, la legislación estatal de aplicación general a la energía eléctrica, que constituye un bien y un servicio esencial e imprescindible para la participación plena de los ciudadanos en la sociedad actual, una de cuyas características principales es su inexorable proceso de electrificación.

La utilidad de la codificación de la legislación eléctrica, caracterizada por su complejidad técnica y jurídica, por su dispersión normativa y por su continua evolución, resulta evidente, puesto que reunirla y sistematizarla en un Código Electrónico del Boletín Oficial del Estado (BOE), que puede actualizarse automáticamente, facilita su conocimiento, mitiga los inconvenientes de la dispersión normativa y garantiza su permanente actualización y consolidación, reforzando la seguridad jurídica y la transparencia de este sector normativo.

Por otra parte, los códigos electrónicos son un elemento importante para la transformación digital de las Administraciones Públicas, cuyo funcionamiento interno, como se sabe, debe hacerse obligatoriamente en soporte electrónico. En efecto, estos códigos permiten acceder a la información de una forma más eficiente y económica y tienen una capacidad de búsqueda más avanzada mediante los hipervínculos del sumario, que proporcionan el acceso directo al precepto buscado, contribuyendo así al objetivo de conseguir una Administración sin papeles. En este sentido, el proyecto de elaboración del Código de la Energía Eléctrica se inserta en las líneas estratégicas de MINETAD de impulso de la transformación digital, de racionalización y mejora de sus procesos y procedimientos administrativos y de potenciación de la innovación en pro de la excelencia.

Sin embargo, la actualización automática de los Códigos Electrónicos del BOE exige que sus normas figuren en la base de datos consolidada del BOE, por cuyo motivo en este código no puede incluirse normativa de la Unión Europea o internacional ni de las Comunidades Autónomas, así como tampoco, salvo excepciones, disposiciones que no tengan carácter normativo, que se publican en la sección III *"Otras disposiciones"* del BOE.

§ 1 Nota de autor

Este código se publica en el momento en que la regulación del sistema eléctrico se encuentra en un periodo de transición flanqueado por dos hitos temporales:

- En 2016 ha finalizado una importante reforma del sistema eléctrico iniciada en 2012, cuyas huellas pueden detectarse en la mayoría de las disposiciones del código, que ha conseguido dotarle de sostenibilidad económica y financiera. Si se examina el sumario, se observará que en el apartado I sólo sobreviven muy parcialmente cuatro disposiciones con rango de ley dictadas antes de 2012 de las veinte que se incluyen en el mismo, lo que denota que la reforma ha tenido un gran impacto normativo derogando la mayoría de las normas legales reguladoras del sistema eléctrico anteriores a 2012. A nivel de normas de desarrollo reglamentario, muchas de las normas reglamentarias anteriores a 2012 se siguen aplicando transitoriamente en tanto no se dicten todas las normas de desarrollo de las nuevas disposiciones legales que sean necesarias para la aplicación de sus preceptos, como, por ejemplo, las relativas a la regulación de las actividades eléctricas, la autorización de instalaciones y la contratación del suministro del apartado IX del código.

- Hace poco más de un año que la Unión Europea (UE) ha lanzado el denominado *Winter Package: "Clean Energy for all Europeans"* que contiene las medidas normativas para la transición hacia una energía limpia: cuatro nuevos reglamentos y cuatro nuevas directivas, que están en fase de primera lectura e informe en el Parlamento Europeo y cuya aplicación, previa transposición de las directivas por los Estados miembros, se producirá en la ya cercana próxima década.

  Estas medidas suponen la integración de los objetivos y políticas de energía y clima, impulsando los objetivos de energías renovables y de eficiencia energética para reducir las emisiones, así como la búsqueda de una mayor eficiencia en el funcionamiento del mercado interior de la electricidad a través de la eliminación de barreras regulatorias todavía existentes y de la igualdad de las mismas reglas para todos los agentes.

Ante la magnitud de los cambios que se avecinan, no parece aventurado pronosticar que el contenido inicial de este código experimentará una profunda transformación en los próximos años. Estas circunstancias incrementan su utilidad, puesto que la colección de Códigos Electrónicos del BOE, mediante sus mecanismos de actualización automática y consolidación, permite mantener actualizadas en todo momento regulaciones como la eléctrica que están en constante evolución.

El código contiene cien disposiciones de aplicación general distribuidas en once apartados, ordenándose en cada uno de ellos en función de su rango normativo y, dentro de cada rango, por orden cronológico.

El apartado I, con veinte disposiciones, se dedica a las normas estatales con rango de ley vigentes, encabezadas por los preceptos constitucionales más relacionados con la materia del código, ocupándose el II de los aspectos generales de las actividades y de la regulación vigente de los pagos por capacidad y de los peajes de acceso, tanto de productores como de consumidores, cerrándose con la orden de peajes de acceso del actual ejercicio en su último parágrafo.

Los apartados III, IV y V, siguiendo la secuencia lógica de las actividades destinadas al suministro de electricidad, se ocupan de la regulación de la actividad de generación de energía eléctrica. El apartado III contiene las normas reguladoras del mercado mayorista de producción del sistema peninsular, el IV la regulación de la producción en los sistemas no peninsulares mediante el procedimiento de despacho y otras normas relacionadas que se aplican sólo en estos sistemas, y el V, que es el más extenso del código, contiene la normativa relativa a la generación mediante las energías renovables, cogeneración y residuos, que ha sido una de las materias más afectadas por la reforma eléctrica de 2012.

Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad para su adaptación a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario;

Resolución de 28 de febrero de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se publican las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad para su adaptación a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario.

Los apartados VI y VII contienen las principales normas relativas a las actividades reguladas de transporte y operación del sistema y de distribución de energía eléctrica, respectivamente.

El apartado VIII se dedica a la actividad de comercialización y al suministro de electricidad, incluyendo en el mismo por asimilación las regulaciones de los servicios de recarga energética y de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

El código se cierra con los apartados IX, X y XI, relativos, respectivamente, a las regulaciones de las actividades eléctricas, de la autorización de instalaciones y de la contratación del suministro, de los intercambios internacionales, y del ahorro y la eficiencia energética, incluida la de los edificios, que son los de menor extensión.

El Código de la Energía Eléctrica no contiene los procedimientos de operación del sistema eléctrico por ser normas técnicas de carácter operativo de un grado de detalle muy alto. Los lectores que deseen localizarlos pueden hacerlo en el enlace del operador del sistema siguiente:

http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion, en el que figuran con las referencias a su publicación en el BOE.

Para finalizar, se ofrecen otros enlaces para localizar algunas disposiciones o documentos no incluidos en el código por no ser susceptibles de consolidación por el BOE, pero que pueden resultar interesantes para los lectores:

- Los precios vigentes en la actualidad de los términos de potencia y de energía de los peajes de acceso, que se establecieron con efectos del 1 de enero de 2014 sin haberse modificado desde entonces, salvo los de los peajes de alta tensión 6.1.A y 6.1.B que se crearon en 2015, pueden localizarse, respectivamente, en los siguientes enlaces:

  http://www.boe.es/boe/dias/2014/02/01/pdfs/BOE-A-2014-1052.pdf#page=14 (Anexo I de la Orden).

  http://www.boe.es/boe/dias/2014/12/26/pdfs/BOE-A-2014-13475.pdf#page=13 (Anexo I de la Orden para el peaje 6.1A).

  http://www.boe.es/boe/dias/2015/12/18/pdfs/BOE-A-2015-13782.pdf#page=27 (Anexo I de la Orden para el peaje 6.1.B).

- En el apartado III, relativo al mercado de producción, también debe tenerse en cuenta el Reglamento (UE) nº 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT). http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=DOUE-L-2011-82575 .

- El apartado X, relativo a los intercambios internacionales, debe complementarse con diversos reglamentos europeos. Los principales son los siguientes:

►Reglamento (CE) nº 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio

transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003. https://www.boe.es/doue/2009/211/L00015-00035.pdf .

►Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión de 24 de julio de 2015 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones. http://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2015-81457

►Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión de 26 de septiembre de 2016 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo. https://www.boe.es/doue/2016/259/L00042-00068.pdf .

►Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico. http://www.boe.es/doue/2017/312/L00006-00053.pdf .

• También se ofrecen enlaces a otras Circulares de la CNMC no incluidas en el código pero que deben citarse por su importancia para diversos sujetos del sistema:

►La Circular de desarrollo normativo Circular 1/2015, de 22 de julio, de la CNMC, de desarrollo de la información regulatoria de costes de las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-8625 .

►Las Circulares informativas Circular 1/2005 y Circular 2/2005, de 30 de junio, de la extinguida Comisión Nacional de Energía, sobre petición de información de consumidores de energía eléctrica en el mercado a los distribuidores y a los comercializadores, respectivamente, https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2005-14115 y https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2005-14116 .

►La Circular informativa 4/2015, de 22 de julio, de la CNMC, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-8624 .

►La Circular informativa Circular 2/2016, de 28 de julio, de la CNMC, sobre petición de información sobre reclamaciones de consumidores de energía eléctrica y gas natural a los comercializadores y distribuidores. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2016-7979 .

• Como complemento del apartado XI, relativo a la eficiencia energética, puede consultarse en el siguiente enlace el Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2017-2020 presentado por España a la Comisión Europea: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es_neeap_2017_es.pdf

• Por último, los documentos iniciales relativos al *Winter Package* pueden consultarse en https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition .

§ 2

Constitución Española. [Inclusión parcial]

Cortes Generales
«BOE» núm. 311, de 29 de diciembre de 1978
Última modificación: 17 de febrero de 2024
Referencia: BOE-A-1978-31229

[. . .]

TÍTULO I

De los derechos y deberes fundamentales

[. . .]

CAPÍTULO SEGUNDO

Derechos y libertades

[. . .]

Sección 2.ª De los derechos y deberes de los ciudadanos

[. . .]

Artículo 38.

Se reconoce la libertad de empresa en el marco de la economía de mercado. Los poderes públicos garantizan y protegen su ejercicio y la defensa de la productividad, de acuerdo con las exigencias de la economía general y, en su caso, de la planificación.

CAPÍTULO TERCERO

De los principios rectores de la política social y económica

[. . .]

Artículo 45.

1. Todos tienen el derecho a disfrutar de un medio ambiente adecuado para el desarrollo de la persona, así como el deber de conservarlo.

2. Los poderes públicos velarán por la utilización racional de todos los recursos naturales, con el fin de proteger y mejorar la calidad de la vida y defender y restaurar el medio ambiente, apoyándose en la indispensable solidaridad colectiva.

3. Para quienes violen lo dispuesto en el apartado anterior, en los términos que la ley fije se establecerán sanciones penales o, en su caso, administrativas, así como la obligación de reparar el daño causado.

[. . .]

Artículo 51.

1. Los poderes públicos garantizarán la defensa de los consumidores y usuarios, protegiendo, mediante procedimientos eficaces, la seguridad, la salud y los legítimos intereses económicos de los mismos.

2. Los poderes públicos promoverán la información y la educación de los consumidores y usuarios, fomentarán sus organizaciones y oirán a éstas en las cuestiones que puedan afectar a aquéllos, en los términos que la ley establezca.

3. En el marco de lo dispuesto por los apartados anteriores, la ley regulará el comercio interior y el régimen de autorización de productos comerciales.

[. . .]

TÍTULO VII

Economía y Hacienda

Artículo 128.

1. Toda la riqueza del país en sus distintas formas y sea cual fuere su titularidad está subordinada al interés general.

2. Se reconoce la iniciativa pública en la actividad económica. Mediante ley se podrá reservar al sector público recursos o servicios esenciales, especialmente en caso de monopolio y asimismo acordar la intervención de empresas cuando así lo exigiere el interés general.

[. . .]

Artículo 131.

1. El Estado, mediante ley, podrá planificar la actividad económica general para atender a las necesidades colectivas, equilibrar y armonizar el desarrollo regional y sectorial y estimular el crecimiento de la renta y de la riqueza y su más justa distribución.

2. El Gobierno elaborará los proyectos de planificación, de acuerdo con las previsiones que le sean suministradas por las Comunidades Autónomas y el asesoramiento y colaboración de los sindicatos y otras organizaciones profesionales, empresariales y económicas. A tal fin se constituirá un Consejo, cuya composición y funciones se desarrollarán por ley.

Artículo 132.

1. La ley regulará el régimen jurídico de los bienes de dominio público y de los comunales, inspirándose en los principios de inalienabilidad, imprescriptibilidad e inembargabilidad, así como su desafectación.

2. Son bienes de dominio público estatal los que determine la ley y, en todo caso, la zona marítimo-terrestre, las playas, el mar territorial y los recursos naturales de la zona económica y la plataforma continental.

3. Por ley se regularán el Patrimonio del Estado y el Patrimonio Nacional, su administración, defensa y conservación.

[. . .]

TÍTULO VIII

De la Organización Territorial del Estado

[. . .]

CAPÍTULO TERCERO

De las Comunidades Autónomas

[. . .]

Artículo 149.

1. El Estado tiene competencia exclusiva sobre las siguientes materias:

1.ª La regulación de las condiciones básicas que garanticen la igualdad de todos los españoles en el ejercicio de los derechos y en el cumplimiento de los deberes constitucionales.

2.ª Nacionalidad, inmigración, emigración, extranjería y derecho de asilo.

3.ª Relaciones internacionales.

4.ª Defensa y Fuerzas Armadas.

5.ª Administración de Justicia.

6.ª Legislación mercantil, penal y penitenciaria; legislación procesal, sin perjuicio de las necesarias especialidades que en este orden se deriven de las particularidades del derecho sustantivo de las Comunidades Autónomas.

7.ª Legislación laboral; sin perjuicio de su ejecución por los órganos de las Comunidades Autónomas.

8.ª Legislación civil, sin perjuicio de la conservación, modificación y desarrollo por las Comunidades Autónomas de los derechos civiles, forales o especiales, allí donde existan. En todo caso, las reglas relativas a la aplicación y eficacia de las normas jurídicas, relaciones jurídico-civiles relativas a las formas de matrimonio, ordenación de los registros e instrumentos públicos, bases de las obligaciones contractuales, normas para resolver los conflictos de leyes y determinación de las fuentes del Derecho, con respeto, en este último caso, a las normas de derecho foral o especial.

9.ª Legislación sobre propiedad intelectual e industrial.

10.ª Régimen aduanero y arancelario; comercio exterior.

11.ª Sistema monetario: divisas, cambio y convertibilidad; bases de la ordenación de crédito, banca y seguros.

12.ª Legislación sobre pesas y medidas, determinación de la hora oficial.

13.ª Bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica.

14.ª Hacienda general y Deuda del Estado.

15.ª Fomento y coordinación general de la investigación científica y técnica.

16.ª Sanidad exterior. Bases y coordinación general de la sanidad. Legislación sobre productos farmacéuticos.

17.ª Legislación básica y régimen económico de la Seguridad Social, sin perjuicio de la ejecución de sus servicios por las Comunidades Autónomas.

18.ª Las bases del régimen jurídico de las Administraciones públicas y del régimen estatutario de sus funcionarios que, en todo caso, garantizarán a los administrados un tratamiento común ante ellas; el procedimiento administrativo común, sin perjuicio de las especialidades derivadas de la organización propia de las Comunidades Autónomas; legislación sobre expropiación forzosa; legislación básica sobre contratos y concesiones administrativas y el sistema de responsabilidad de todas las Administraciones públicas.

19.ª Pesca marítima, sin perjuicio de las competencias que en la ordenación del sector se atribuyan a las Comunidades Autónomas.

20.ª Marina mercante y abanderamiento de buques; iluminación de costas y señales marítimas; puertos de interés general; aeropuertos de interés general; control del espacio aéreo, tránsito y transporte aéreo, servicio meteorológico y matriculación de aeronaves.

21.ª Ferrocarriles y transportes terrestres que transcurran por el territorio de más de una Comunidad Autónoma; régimen general de comunicaciones; tráfico y circulación de

vehículos a motor; correos y telecomunicaciones; cables aéreos, submarinos y radiocomunicación.

22.ª La legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando las aguas discurran por más de una Comunidad Autónoma, y la autorización de las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a otra Comunidad o el transporte de energía salga de su ámbito territorial.

23.ª Legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las Comunidades Autónomas de establecer normas adicionales de protección. La legislación básica sobre montes, aprovechamientos forestales y vías pecuarias.

24.ª Obras públicas de interés general o cuya realización afecte a más de una Comunidad Autónoma.

25.ª Bases de régimen minero y energético.

26.ª Régimen de producción, comercio, tenencia y uso de armas y explosivos.

27.ª Normas básicas del régimen de prensa, radio y televisión y, en general, de todos los medios de comunicación social, sin perjuicio de las facultades que en su desarrollo y ejecución correspondan a las Comunidades Autónomas.

28.ª Defensa del patrimonio cultural, artístico y monumental español contra la exportación y la expoliación; museos, bibliotecas y archivos de titularidad estatal, sin perjuicio de su gestión por parte de las Comunidades Autónomas.

29.ª Seguridad pública, sin perjuicio de la posibilidad de creación de policías por las Comunidades Autónomas en la forma que se establezca en los respectivos Estatutos en el marco de lo que disponga una ley orgánica.

30.ª Regulación de las condiciones de obtención, expedición y homologación de títulos académicos y profesionales y normas básicas para el desarrollo del artículo 27 de la Constitución, a fin de garantizar el cumplimiento de las obligaciones de los poderes públicos en esta materia.

31.ª Estadística para fines estatales.

32.ª Autorización para la convocatoria de consultas populares por vía de referéndum.

2. Sin perjuicio de las competencias que podrán asumir las Comunidades Autónomas, el Estado considerará el servicio de la cultura como deber y atribución esencial y facilitará la comunicación cultural entre las Comunidades Autónomas, de acuerdo con ellas.

3. Las materias no atribuidas expresamente al Estado por esta Constitución podrán corresponder a las Comunidades Autónomas, en virtud de sus respectivos Estatutos. La competencia sobre las materias que no se hayan asumido por los Estatutos de Autonomía corresponderá al Estado, cuyas normas prevalecerán, en caso de conflicto, sobre las de las Comunidades Autónomas en todo lo que no esté atribuido a la exclusiva competencia de éstas. El derecho estatal será, en todo caso, supletorio del derecho de las Comunidades Autónomas.

[. . .]

§ 3

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 285, de 28 de noviembre de 1997
Última modificación: 26 de junio de 2024
Referencia: BOE-A-1997-25340

Esta Ley queda derogada, salvo las disposiciones adicionales 6, 7, 21 y 23, por la disposición derogatoria única.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, Ref. BOE-A-2013-13645., sin perjuicio de lo previsto en la disposición final 3 de la citada Ley. No obstante, lo previsto en los apartados 2 y 3 del art. 38 y 2, 3 y 4 del art. 42, se mantendrán vigentes hasta que el art. 33 de la citada Ley sea de aplicación, según establece su disposición transitoria 7.

[. . .]

Artículo 6. *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.*

(Derogado)

Artículo 7. *Consejo Consultivo de la Comisión.*

(Derogado)

Artículo 8. *Funciones de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.*

(Derogado)

[. . .]

Disposición adicional sexta. *Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radioactivos.*

1. La gestión de los residuos radiactivos, incluido el combustible nuclear gastado, y el desmantelamiento y clausura de instalaciones nucleares, a que se refiere el artículo 38 bis de la Ley 25/1964, de 29 de abril, encomendada a la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA), se efectuará con cargo al Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos.

Dicho Fondo está integrado por las cantidades procedentes de la recaudación de las tasas reguladas en el apartado 9, así como por cualesquiera contraprestaciones o ingresos derivados de la prestación de los referidos servicios. Asimismo, se integran en el Fondo los

rendimientos derivados de las inversiones financieras transitorias del mismo. Las dotaciones al Fondo tendrán la consideración de partida deducible en el Impuesto sobre Sociedades.

Las cantidades integradas en el Fondo, sin perjuicio de las mencionadas inversiones financieras transitorias, sólo podrán ser invertidas en gastos, trabajos, proyectos e inmovilizaciones derivados de actuaciones previstas en el Plan General de Residuos Radiactivos aprobado por el Gobierno.

2. La supervisión y control de las inversiones transitorias relativas a la gestión financiera del Fondo corresponde a un Comité de Seguimiento y Control adscrito al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través de la Secretaría de Estado de Energía.

3. Tendrán la consideración de coste de diversificación y seguridad de abastecimiento a los efectos previstos en esta Ley, las cantidades destinadas a dotar la parte del Fondo para la financiación de los costes correspondientes a la gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado generados en las centrales nucleares cuya explotación haya cesado definitivamente con anterioridad al 1 de enero de 2010, así como a su desmantelamiento y clausura, aquellos costes futuros correspondientes a las centrales nucleares o fábricas de elementos combustibles que, tras haber cesado definitivamente su explotación, no se hubiesen previsto durante dicha explotación, y los que, en su caso, se pudieran derivar de lo previsto en el apartado 5 de esta disposición adicional.

Asimismo, tendrán dicha consideración las cantidades destinadas a dotar la parte del Fondo para la financiación de los costes de la gestión de residuos radiactivos procedentes de aquellas actividades de investigación que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio determine que han estado directamente relacionadas con la generación de energía nucleoeléctrica, las operaciones de desmantelamiento y clausura que deban realizarse como consecuencia de la minería y producción de concentrados de uranio con anterioridad al 4 de julio de 1984, los costes derivados del reproceso del combustible gastado enviado al extranjero con anterioridad a la entrada en vigor de esta Ley y aquellos otros costes que se especifiquen mediante real decreto.

4. Las cantidades destinadas a dotar la parte del Fondo para la financiación de los costes en los que se incurra a partir del 1 de enero de 2010, correspondientes a la gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado generados en las centrales nucleares en explotación, no tendrán la consideración de coste de diversificación y seguridad de abastecimiento y serán financiadas por los titulares de las centrales nucleares durante dicha explotación, con independencia de la fecha de su generación, así como los correspondientes a su desmantelamiento y clausura.

Asimismo, serán financiadas por los titulares de las centrales nucleares las asignaciones destinadas a los municipios afectados por centrales nucleares o instalaciones de almacenamiento de combustible gastado o residuos radiactivos, en los términos establecidos por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, así como los importes correspondientes a los tributos que se devenguen en relación con las actividades de almacenamiento de residuos radiactivos y combustible gastado, con independencia de su fecha de generación.

5. En el caso de que se produzca un cese de la explotación anticipado respecto al periodo establecido en el Plan General de Residuos Radiactivos por causa ajena a la voluntad del titular, el déficit de financiación que, en su caso, existiese tendrá la consideración de coste de diversificación y seguridad de abastecimiento. En caso de que dicho cese se produzca por voluntad del titular éste deberá satisfacer la tasa correspondiente.

6. La cantidad remanente del Fondo existente a 31 de diciembre de 2009, una vez deducidas las cantidades necesarias para la financiación de los costes previstos a los que se refiere el apartado 3, será destinado a la financiación de los costes a que se refiere el apartado 4.

7. En los costes de gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado y en el desmantelamiento y clausura, se incluirán todos los costes relativos a las actividades técnicas y servicios de apoyo necesarios para llevar a cabo dichas actuaciones, en los que se consideran los correspondientes a los costes de estructura y a los proyectos y actividades de I+D+i, de acuerdo todo ello con lo previsto en el Plan General de Residuos Radiactivos.

El coste de la gestión de los residuos radiactivos y combustible gastado en las propias instalaciones de producción de energía nucleoeléctrica incluirá, únicamente, el

correspondiente al coste de las actividades realizadas por ENRESA y, en su caso, los costes de terceros derivados de dichas actividades.

8. Se financiarán con cargo al Fondo los costes correspondientes a la retirada y gestión de los cabezales de los pararrayos radiactivos, y a la gestión de los residuos radiactivos generados en los supuestos excepcionales previstos en el artículo 2 de la Ley 15/1980, de 22 de abril, de creación del Consejo de Seguridad Nuclear, estos últimos cuando no puedan repercutirse de conformidad con la normativa vigente y así lo determine el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

9. A los efectos de lo previsto en el apartado 1 de esta disposición adicional, se establecen las tasas que se relacionan a continuación, que tendrán el carácter de tasas afectadas a los servicios a los que se refiere al artículo 38 bis de la Ley 25/1964, de 29 de abril, y que se ingresarán en el Tesoro Público aplicadas a un concepto no presupuestario. Las cuantías correspondientes a las tasas ingresadas se librarán desde el Tesoro hacia el Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos, a propuesta del Secretario de Estado de Energía:

Primero. Tasa por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos a que se refiere el apartado 3.

a) Hecho imponible: Constituye el hecho imponible de la tasa la prestación de los servicios relativos a las actividades a que se refiere el apartado 3 anterior, es decir, la gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado generados en las centrales nucleares cuya explotación haya cesado definitivamente con anterioridad al 1 de enero de 2010, así como su desmantelamiento y clausura, aquellos costes futuros correspondientes a las centrales nucleares o fábricas de elementos combustibles que, tras haber cesado definitivamente su explotación, no se hubiesen previsto durante dicha explotación, y los que, en su caso, se pudieran derivar de lo previsto en el apartado 5.

Asimismo, constituye el hecho imponible la gestión de residuos radiactivos procedentes de aquellas actividades de investigación que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio determine que han estado directamente relacionadas con la generación de energía nucleoeléctrica, las operaciones de desmantelamiento y clausura que deban realizarse como consecuencia de la minería y producción de concentrados de uranio con anterioridad al 4 de julio de 1984, los costes derivados del reproceso del combustible gastado enviado al extranjero con anterioridad a la entrada en vigor de esta Ley, y aquellos otros costes que se especifiquen mediante real decreto.

b) Base imponible: La base imponible de la tasa viene constituida por la recaudación total derivada de la aplicación de los peajes a que se refiere la presente Ley.

c) Devengo de la tasa: La tasa se devengará el día último de cada mes natural durante el período de gestión establecido en el Plan General de Residuos Radiactivos.

d) Sujetos pasivos: Serán sujetos pasivos de la tasa a título de contribuyentes las empresas explotadoras titulares de las centrales nucleares. Serán sujetos pasivos a título de sustitutos del contribuyente y obligados a la realización de las obligaciones materiales y formales de la tasa las empresas que desarrollan las actividades de transporte y distribución en los términos previstos en esta Ley.

e) Tipos de gravamen y cuota: El tipo por el que se multiplicará la base imponible para determinar la cuota tributaria a ingresar es de 0,001 por ciento.

f) Normas de gestión: Mediante Orden ministerial se aprobará el modelo de autoliquidación y los medios para hacer efectivo el ingreso de las cuantías exigibles.

La tasa correspondiente a la recaudación del penúltimo mes anterior se ingresará mediante autoliquidación a efectuar por el sujeto pasivo sustituto del contribuyente antes del día 10 de cada mes o, en su caso, del día hábil inmediatamente posterior.

No obstante, cuando se trate de sujetos pasivos sustitutos del contribuyente en los que no concurran las circunstancias a que se refiere el apartado 3.1 del artículo 71 del Reglamento del Impuesto sobre el Valor Añadido, aprobado por Real Decreto 1624/1992, de 29 de diciembre, el ingreso de las tasas devengadas durante cada uno de los trimestres naturales del año se hará efectivo, respectivamente, antes del día 10 de los meses de mayo, septiembre, noviembre y febrero o, en su caso, del día hábil inmediatamente posterior.

La recaudación de la tasa se hará efectiva a través de las entidades de depósito que prestan el servicio de colaboración en la gestión recaudatoria al amparo de lo dispuesto en el artículo 9 del Reglamento General de Recaudación, aprobado por Real Decreto 939/2005, de 29 de julio.

Esta tasa se integrará a todos los efectos en la estructura de peajes establecida en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y sus disposiciones de desarrollo.

Segundo. Tasa por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos a que se refiere el apartado 4.

a) Hecho imponible: Constituye el hecho imponible de la tasa la prestación de los servicios relativos a las actividades a que se refiere el apartado 4 anterior, es decir, la gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado generados en las centrales nucleares durante su explotación con independencia de la fecha de su generación, así como los correspondientes a su desmantelamiento y clausura, y las asignaciones destinadas a los municipios afectados por centrales nucleares o instalaciones de almacenamiento de combustible gastado o residuos radiactivos, en los términos establecidos por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, así como los importes correspondientes a los tributos que se devenguen en relación con las actividades de almacenamiento de residuos radiactivos y combustible gastado. También constituye hecho imponible de esta tasa el cese anticipado de la explotación de una central nuclear por voluntad del titular, con respecto a las previsiones establecidas en el Plan General de Residuos Radiactivos.

b) Base imponible: La base imponible de la tasa viene constituida por la energía nucleoeléctrica bruta generada por cada una de las centrales en cada mes natural, medida en kilowatios hora brutos (Kwh) y redondeada al entero inferior.

Cuando se trate del cese anticipado de la explotación de una central nuclear por voluntad del titular, la base imponible será igual al déficit de financiación que, en su caso, existiera en el momento del cese, en la cuantía que determine el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en base al estudio económico que realice ENRESA.

c) Devengo de la tasa: La tasa se devengará el día último de cada mes natural durante el período de explotación de las centrales.

En caso de cese anticipado de la explotación por voluntad del titular, la tasa se devengará en el momento en que, de conformidad con la legislación aplicable, se produzca dicho cese.

d) Sujetos pasivos: Serán sujetos pasivos de la tasa las empresas explotadoras titulares de las centrales nucleares. En caso de que sean varias las titulares de una misma central, la responsabilidad será solidaria entre todas ellas.

e) Determinación de la cuota: La cuota tributaria a ingresar durante la explotación de la instalación será la resultante de multiplicar la base imponible por la tarifa fija unitaria y el coeficiente corrector que a continuación se señala, de tal modo que la cuota a ingresar será la resultante de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$C = B.i. \times T \times Cc$$

En la cual:

C = Cuota a ingresar.
B.i. = Base imponible en Kwh.
T = Tarifa fija unitaria: 1,036 céntimos de €/kWh.
Cc = Coeficiente corrector aplicable de acuerdo con la siguiente escala:

Potencia bruta de la central nuclear (Mwe)	PWR	BWR
1-300	1,15	1,28
301-600	1,06	1,17
601-900	1,02	1,12
901-1200	0,99	1,09

PWR = Reactores de agua a presión.
BWR = Reactores de agua en ebullición.

En los supuestos de cese anticipado de la explotación de una central nuclear por voluntad del titular, la cuota será igual al 100 por ciento de la base imponible.

f) Normas de gestión: Mediante Orden Ministerial se aprobará el modelo de autoliquidación y los medios para hacer efectivo el ingreso de las cuantías exigibles.

La tasa se ingresará mediante autoliquidación a efectuar por el sujeto pasivo en el plazo de los tres meses naturales siguientes a su devengo.

En el caso del cese anticipado de la explotación de una central nuclear por voluntad del titular, con respecto a las previsiones establecidas en el Plan General de Residuos Radiactivos, el déficit de financiación que, en su caso, existiera en el momento del cese, deberá ser abonado por el titular durante los tres años siguientes a partir de la fecha de dicho cese, efectuando pagos anuales iguales en la cuantía que determine el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en base al estudio económico que realice ENRESA.

La recaudación de la tasa se hará efectiva a través de las entidades de depósito que prestan el servicio de colaboración en la gestión recaudatoria al amparo de lo dispuesto en el artículo 9 del Reglamento General de Recaudación, aprobado por Real Decreto 939/2005, de 29 de julio.

Tercero. Tasa por la prestación de servicios de gestión de los residuos radiactivos derivados de la fabricación de elementos combustibles, incluido el desmantelamiento de las instalaciones de fabricación de los mismos.

a) Hecho imponible: Constituye el hecho imponible de la tasa la prestación de los servicios de gestión de los residuos radiactivos derivados de la fabricación de elementos combustibles, incluido el desmantelamiento de las instalaciones de fabricación de los mismos. También constituye hecho imponible de esta tasa el cese anticipado de la explotación de una instalación dedicada a la fabricación de elementos combustibles por voluntad del titular, con respecto a las previsiones establecidas en el Plan General de Residuos Radiactivos.

b) Base imponible: La base imponible de la tasa viene constituida por la cantidad de combustible nuclear fabricado en cada año natural, medida en toneladas métricas (Tm) y expresada con dos decimales, redondeando los restantes al segundo decimal inferior.

Cuando se trate del cese anticipado de la explotación de una instalación dedicada a la fabricación de elementos combustibles por voluntad del titular, la base imponible será igual al déficit de financiación que, en su caso, existiera en el momento del cese, en la cuantía que determine el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en base al estudio económico que realice ENRESA.

c) Devengo de la tasa: La tasa se devengará el día último de cada año natural en que haya existido fabricación de elementos combustibles.

d) Sujetos pasivos: Serán sujetos pasivos de la tasa los titulares de las instalaciones de fabricación de elementos combustibles.

e) Tipos de gravamen y cuota: La cuota tributaria a ingresar será la resultante de multiplicar la base imponible por el tipo de gravamen de 1.449 €/Tm.

En los supuestos de cese anticipado de una instalación dedicada a la fabricación de elementos combustibles por voluntad del titular, la cuota será igual al 100 por ciento de la base imponible.

f) Normas de gestión: Mediante Orden Ministerial se aprobará el modelo de autoliquidación y los medios para hacer efectivo el ingreso de las cuantías exigibles.

La tasa se ingresará mediante autoliquidación a efectuar por el sujeto pasivo en el plazo de los tres meses naturales siguientes a su devengo.

En el caso de cese anticipado de la explotación de una instalación de fabricación de elementos combustibles por voluntad del titular, con respecto a las previsiones establecidas en el Plan General de Residuos Radiactivos, el déficit de financiación que, en su caso, existiera en el momento del cese, deberá ser abonado por el titular durante los tres años siguientes a partir de la fecha de dicho cese, efectuando pagos anuales iguales en la cuantía que determine el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en base al estudio económico que realice ENRESA.

La recaudación de la tasa se hará efectiva a través de las entidades de depósito que prestan el servicio de colaboración en la gestión recaudatoria al amparo de lo dispuesto en el

artículo 9 del Reglamento General de Recaudación, aprobado por Real Decreto 939/2005, de 29 de julio.

Cuarto. Tasa por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos generados en otras instalaciones.

a) Hecho imponible: Constituye el hecho imponible de la tasa la prestación de los servicios de gestión de los residuos radiactivos generados en cualesquiera otras instalaciones no comprendidas en el hecho imponible de las tasas previstas en los puntos anteriores. Esas instalaciones se clasifican en:

Instalaciones radiactivas: Son aquellas instalaciones que disponen de una autorización de funcionamiento como instalación radiactiva, concedida conforme a lo previsto en el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, aprobado por el Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre, y posteriormente modificado por el Real Decreto 35/2008, de 18 de enero. En lo sucesivo se designarán con las siglas “IR”.

Otras instalaciones: A los efectos de este apartado, son consideradas como tales aquellas personas físicas o jurídicas que, siendo o pudiendo ser generadoras de residuos radiactivos, no disponen de una autorización de las citadas en el párrafo anterior. A su vez, entre éstas se distinguen:

Personas físicas o jurídicas que cuenten con autorización concedida por la Dirección General de Política Energética y Minas para transferir los materiales a ENRESA en calidad de residuos radiactivos. En lo sucesivo se denominarán con las siglas “IT”.

Personas jurídicas que estén adscritas o sean suscriptoras del Protocolo de colaboración sobre la vigilancia radiológica de los materiales metálicos, de fecha 2 de noviembre de 1999. En lo sucesivo se denominarán “IP”.

Personas físicas o jurídicas no incluidas en los párrafos anteriores, que sean responsables de materiales que hayan de ser gestionados como residuos radiactivos. En lo sucesivo se denominarán “IG”.

b) Base imponible: La base imponible de la tasa viene constituida por la cantidad o unidad de residuos entregados para su gestión, medida en la unidad correspondiente aplicable entre las comprendidas en la letra e) siguiente, de acuerdo con la naturaleza e instalación de procedencia del residuo y expresada con dos decimales, redondeando los restantes al segundo decimal inferior.

En el caso de que el residuo entregado pudiera estar comprendido en más de una categoría o no estuviese expresamente comprendido en alguna categoría de la mencionada tabla, la base imponible de la tasa se determinará atendiendo al tipo de residuo que, por su naturaleza, resulte equivalente de entre los recogidos en la citada tabla.

c) Devengo de la tasa: La tasa se devengará en el momento de la retirada por ENRESA de los residuos.

d) Sujetos pasivos: Serán sujetos pasivos de la tasa los titulares de las instalaciones o las personas físicas o jurídicas a las que se refiere la letra a) anterior.

e) Tipos de gravamen y cuota: La cuota tributaria a ingresar será la resultante de multiplicar la base imponible por los tipos de gravamen siguientes para cada tipo de residuos:

Tipo residuo	Descripción		Tipo gravamen (€/unid)	Instalación de procedencia
	Sólidos			
S01.	Residuos sólidos compactables (bolsas de 25 litros).		104,74	IR, IT
S02.	Residuos no compactables (bolsas de 25 litros).		104,74	IR, IT
S03.	Cadáveres de animales. Residuos biológicos (bolsas de 25 litros).		270,76	IR, IT
S04.	Agujas hipodérmicas en contenedores rígidos (bolsas de 25 litros).		104,74	IR, IT
S05.	Sólidos especiales:			
	S051.	Residuos con Ir-192 como componente activo (bolsas de 25 litros).	104,74	IR, IT
	S052.	Sales de Uranio o Torio (bolsas de 25 litros).	195,82	IR, IT
	Mixtos			
M01.	Residuos mixtos compuestos por líquidos orgánicos más viales (contenedores de 25 l)		225,51	IR, IT
M02.	Placas y similares con líquidos o geles (bolsas de 25 litros).		104,74	IR, IT
	Líquidos			
L01.	Residuos líquidos orgánicos (contenedores de 25 litros).		229,53	IR, IT
L02.	Residuos líquidos acuosos (contenedores de 25 litros).		195,20	IR, IT
	Fuentes			

Tipo residuo	Descripción			Tipo gravamen (€/unid)	Instalación de procedencia
F01.	Fuentes encapsuladas cuya actividad no sobrepase los límites, establecidos por el ADR para bultos del Tipo A y el conjunto de la fuente con su contenedor de origen o con el equipo en que va instalada no supere los 20 litros:				
	F011.	Las fuentes F01 con elementos de semiperíodo inferior o igual al del Co-60.		310,07	IR, IT
	F012.	Las fuentes F01 con elementos de semiperíodo comprendido entre el del Co-60 y el del Cs-137 incluido éste.		310,07	IR, IT
	F013.	Las fuentes F01 con elementos de semiperíodo superior al del Cs-137.		310,07	IR, IT
	F014.	Las fuentes F01 con isótopo en estado gaseoso, la cual es sometida a venteo controlado.		310,07	IR, IT
F02.	Fuentes encapsuladas cuya actividad no sobrepase los límites establecidos por el ADR para bultos del Tipo A y el conjunto de la fuente con su contenedor de origen o con el equipo en que va instalada sea superior a 20 l e inferior o igual a 80 l.				
	F021	Las fuentes F02 con elementos de semiperíodo inferior o igual al del Co-60.		575,85	IR, IT
	F022.	Las fuentes F02 con elementos de semiperíodo comprendido entre el del Co-60 y el Cs-137, incluido éste.		575,85	IR, IT
	F023.	Las fuentes F02 con elementos de semiperíodo superior al del Cs-137.		575,85	IR, IT
F05.	Fuentes encapsuladas que sobrepasen los límites de actividad expresados para los tipos F01 y F02 y/o su volumen sea superior a 80 litros:				
	F051.	Las fuentes F05 con elementos de semiperiodo inferior o igual al del Co-60. (La fuente sobrepasa el límite de actividad y el de volumen).		27.000,00	IR
	F051X.	Las fuentes F051, considerando el desmontaje del cabezal (con la fuente F051) del equipo en el que opera dicho cabezal.		39.600,00	IR
	F052.	Las fuentes F05 con elementos de semiperiodo comprendido entre el de Co-60 y el Cs-137, incluido éste. (La fuente sobrepasa el límite de actividad pero no supera el de volumen).		2.400,00	IR, IT
	F053.	Las fuentes F05 con elementos de semiperiodo superior al del Cs-137 (la fuente sobrepasa el límite de actividad pero no supera el de volumen).		2.400,00	IR, IT
PMM.	Residuos contemplados en el Protocolo de vigilancia radiológica de los materiales metálicos.				
	PMMD.	Detecciones: Caso de bidón de 220 litros o fracción de procedencia extranjera o que siendo de procedencia nacional, los residuos no puedan ser alojados en un único bidón de 220 litros. (bidón de 220 l o fracción).		2.470,11	IP
	PMMI1.	Incidentes: Caso de generación de residuos inferior a 200 m^3 (metro cúbico).		2.253,80	IP
	PMMI2.	Incidentes: Caso de generación de residuos igual o superior a 200 m^3 (por m^3 y desde el primero).		11.227,80	IP
GEN1.	Tipo genérico de residuo no contemplado en los tipos de residuo anteriores. La cuota (€) resultará de la aplicación de la fórmula que se indica a continuación, adecuada a la categoría del residuo (RBMA o RBBA) y al volumen del residuo (V en m^3) que corresponde gestionar.				
RBMA (Residuo de Baja y Media Actividad)		V ≤ 2 m^3	1.500 + 4.020 x V	(1)	IG
		2 m3 < V ≤ 20 m^3	9.540 + 4.170 x (V-2)	(1)	
		20 m3 < V ≤ 200 m^3	4.230 x V	(1)	
		V > 200 m^3	846.000 + 20.310 x (V-200)	(1)	
RBBA (Residuo de Muy Baja Actividad)		V ≤ 2 m^3	1.500 + 500 x V	(1)	IG
		2 m3 < V ≤ 20 m^3	2.500 + 650 x (V-2)	(1)	
		20 m3 < V ≤ 200 m^3	710 x V	(1)	
		V > 200 m^3	142.000 + 2.710 x (V-200)	(1)	

(1) El tipo de gravamen correspondiente, según los casos, será el resultante de la aplicación de la fórmula que figura en la columna "Descripción".

f) Normas de gestión: Mediante Orden ministerial se aprobará el modelo de autoliquidación y los medios para hacer efectivo el ingreso de las cuantías exigibles.

La tasa se ingresará en el plazo de los sesenta días naturales siguientes a aquel en que haya tenido lugar la retirada de los residuos de las instalaciones por ENRESA.

La recaudación de la tasa se hará efectiva a través de las entidades de depósito que prestan el servicio de colaboración en la gestión recaudatoria al amparo de lo dispuesto en el artículo 9 del Reglamento General de Recaudación, aprobado por Real Decreto 939/2005, de 29 de julio.

Quinto. Sobre las cuantías que resulten exigibles por las tasas a que se refiere este apartado 9, se aplicará el Impuesto sobre el Valor Añadido que grava la prestación de los servicios objeto de gravamen en los términos establecidos en la legislación vigente.

Los tipos de gravamen y elementos tributarios para la determinación de la cuota de estas tasas podrán ser revisados por el Gobierno mediante Real Decreto, en base a una memoria económico-financiera actualizada del coste de las actividades correspondientes contempladas en el Plan General de Residuos Radiactivos.

10. Se autoriza al Gobierno para adoptar las disposiciones necesarias para la aplicación de lo establecido en esta disposición adicional.

[. . .]

Disposición adicional séptima. *Paralización de centrales nucleares en moratoria.*

Se declara vigente la disposición adicional octava de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, cuyo texto se actualiza y pasa a ser el siguiente:

1. Se declara la paralización definitiva de los proyectos de construcción de las centrales nucleares de Lemóniz, Valdecaballeros y unidad II de Trillo y la extinción de las autorizaciones concedidas.

2. Los titulares de los proyectos de construcción que se paralizan percibirán, en los términos previstos en la presente disposición, una compensación por las inversiones realizadas en los mismos y el coste de su financiación mediante la afectación a ese fin de un porcentaje de la facturación por venta de energía eléctrica a los usuarios.

La compensación deberá ser plenamente satisfecha en un plazo máximo de veinticinco años, contados a partir del 20 de enero de 1995.

El Ministerio de Industria y Energía establecerá el procedimiento de cálculo de la anualidad necesaria para satisfacer la compensación y, en consecuencia, del importe pendiente de compensación, que se determinará con efectos a 31 de diciembre de cada año, por proyectos y titulares.

La determinación de los intereses asociados a la compensación atenderá al tipo de interés sobre depósitos interbancarios en pesetas más un diferencial del 0,30.

Si, de acuerdo con lo establecido en el apartado 7, los titulares de los proyectos de construcción paralizados cedieran a terceros el derecho a percibir la compensación o parte de la misma, los distintos tipos de interés aplicables a la parte cedida se determinarán atendiendo al tipo de interés sobre depósitos interbancarios en pesetas más un diferencial de hasta el 0,50. Reglamentariamente se establecerán los supuestos en los que las condiciones de cesión podrán realizarse a tipo de interés de carácter fijo, determinado atendiendo a los de las emisiones realizadas por el Estado más un diferencial máximo del 0,50 que permitan la plena satisfacción de los importes pendientes de compensación referenciados a un tipo fijo dentro del plazo máximo previsto. En todo caso, las condiciones de cada cesión, incluido el interés aplicable a la misma, deberán ser autorizadas por acuerdo del Gobierno.

3. Como valor base para dicha compensación, con fecha a 20 de enero de 1995 se establece el de 340.054.000.000 de pesetas para la central nuclear de Valdecaballeros, 378.238.000.000 de pesetas para la central nuclear de Lemóniz y 11.017.000.000 de pesetas para la unidad II de la central nuclear de Trillo.

La distribución de la compensación correspondiente a cada uno de los proyectos entre sus titulares se llevará a cabo en la cuantía y forma que éstos acuerden. Los acuerdos adoptados a tal efecto deberán ser sometidos a la aprobación del Ministerio de Industria y Energía.

Este valor base será modificado, cuando sea preciso, por el Ministerio de Industria y Energía para tener en cuenta las desinversiones originadas por las ventas de los equipos realizadas con posterioridad a dicha fecha y los gastos derivados de los programas de mantenimiento, desmantelamiento y cierre de instalaciones que considere y apruebe dicho Ministerio.

Las desinversiones deberán ser autorizadas por el Ministerio de Industria y Energía. Los propietarios de las instalaciones deberán realizar, mediante procedimientos que garanticen la libre concurrencia y adecuadas condiciones de venta, las desinversiones que dicho Ministerio determine.

Igualmente, el valor de la enajenación de los terrenos o emplazamientos de las instalaciones será tenido en cuenta por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para calcular el importe pendiente de compensación. A estos efectos dicho Ministerio podrá acordar la celebración de un concurso o subasta, mediante el que se procederá a su enajenación a quien realice la mejor oferta, de acuerdo con las bases de la convocatoria, que deberán ser aprobadas por el mismo.

En el caso de que los titulares estén interesados en el inicio de la explotación de los terrenos o emplazamientos de las instalaciones, tendrán derecho a igualar esta mejor oferta, en cuyo caso el concurso o subasta quedará sin efecto, procediéndose a la desinversión mediante el inicio de su explotación.

Si, al tiempo en que se hubiera satisfecho íntegramente a los titulares de los proyectos de construcción paralizados la compensación prevista en el apartado segundo de la presente disposición adicional, existieran activos afectos a los mismos pendientes de enajenar, podrá acordarse mediante Orden Ministerial que dichos activos y, en particular, los terrenos,

emplazamientos e instalaciones afectos, sean transmitidos o cedidos a una Administración Pública, en los términos que se determinen en dicha Orden.

4. El importe anual que represente la compensación prevista en la presente disposición deberá alcanzar al menos la cantidad de 69.000.000.000 de pesetas en 1994. Dicho importe mínimo se incrementará cada año en un 2 por 100, hasta la íntegra satisfacción de la cantidad total a compensar.

El importe resultante de la aplicación del porcentaje de la facturación a que se refiere el apartado 5 y las cantidades mínimas consideradas en el párrafo anterior deberán ser imputados a cada una de las instalaciones cuyos proyectos de construcción han sido paralizados definitivamente de acuerdo con lo previsto en el apartado 1 de esta disposición y de acuerdo con los valores base y la forma de cálculo establecidos en el apartado 3 anterior.

En el supuesto de que los importes referidos en el párrafo anterior sean, en algún caso, insuficientes para satisfacer los intereses reconocidos asociados a la compensación a los que se refieren los párrafos tercero y cuarto del apartado 3 de la presente disposición, la compensación para el correspondiente titular deberá alcanzar dicho año los citados intereses.

En ningún caso, los titulares de los derechos de compensación percibirán un importe superior al que les corresponda de los valores establecidos en el apartado 3 de la presente disposición y los intereses que procedan conforme a lo establecido en el apartado 2 de esta disposición.

5. El porcentaje de facturación por venta de energía eléctrica afecto a la compensación, que a los efectos del artículo 16.6 de la presente Ley, tendrá el carácter de coste por diversificación y seguridad de abastecimiento, se determinará por el Gobierno y será, como máximo, el 3,54 por 100 o el porcentaje que corresponda en los peajes de acceso a las redes.

La recaudación y distribución del citado porcentaje se llevará a cabo en la forma prevista en el artículo 19 de la presente Ley. La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico adoptará en el procedimiento de liquidación las medidas necesarias para que los perceptores de la compensación reciban la cantidad que les corresponda cada año antes del 31 de marzo del año siguiente.

6. En el supuesto de producirse cambios en el régimen económico o cualquier otra circunstancia que afectase negativamente al importe definido en el apartado 5 o a la percepción por los titulares de los derechos de compensación de los importes establecidos en los párrafos primero y tercero del apartado 4, el Estado tomará las medidas necesarias para la efectividad de lo dispuesto en dichos apartados y la satisfacción en el plazo máximo de veinticinco años citado en el párrafo segundo del apartado 2 de esta disposición adicional.

7. Los titulares de los proyectos de construcción a los que se refiere el apartado 1 de la presente disposición podrán ceder a terceros, sin compromiso o pacto de recompra explícito o implícito, el derecho de compensación reconocido en la presente Ley.

En particular, tales derechos podrán cederse, total o parcialmente en una o varias veces, a fondos abiertos que se denominarán «Fondos de Titulización de Activos resultantes de la moratoria nuclear», de los contemplados en la disposición adicional quinta de la Ley 3/1994, de 14 de abril, por la que se adapta la legislación española en materia de entidades de crédito a la Segunda Directiva de Coordinación Bancaria y se introducen otras modificaciones relativas al sistema financiero. A la titulización mediante estos fondos le será de aplicación el número 3 de la disposición adicional quinta de la Ley 3/1994, de 14 de abril, y el régimen previsto en los artículos 5 y 6 de la Ley 19/1992, de 7 de julio, para los Fondos de Titulización Hipotecaria, en todo aquello que no resulte estrictamente específico de las participaciones hipotecarias, con las particularidades siguientes:

a) El activo de los fondos estará integrado por los derechos a la compensación que se les cedan y los rendimientos producidos por éstos y su pasivo por los valores que sucesivamente se emitan y, en general, por financiación de cualquier otro tipo.

b) No resultará de aplicación a estos fondos lo dispuesto en el punto 2.o del número 2 y en el párrafo segundo del número 6 del artículo 5 de la Ley 19/1992, de 7 de julio.

c) El régimen fiscal de estos fondos será el descrito en el número 10 del artículo 5 de la Ley 19/1992, de 7 de julio, para los Fondos de Titulización Hipotecaria y las Sociedades Gestoras de éstos.

La administración de estos fondos por las sociedades gestoras quedará exenta del Impuesto sobre el Valor Añadido.

Los Fondos de Titulización de Activos resultantes de la moratoria nuclear podrán, en cada ejercicio, dotar libremente el importe que corresponda a la amortización de los derechos de compensación que figuren en su activo.

d) Cuando los valores emitidos con cargo a Fondos de Titulización de Activos resultantes de la moratoria nuclear vayan dirigidos a inversores institucionales, tales como Fondos de Pensiones, instituciones de inversión colectiva, o entidades aseguradoras, o a entidades de crédito o a sociedades de valores que realicen habitual y profesionalmente inversiones en valores, que asuman el compromiso de no transmitir posteriormente dichos valores a otros sujetos diferentes a los mencionados, o cuando dichos valores vayan a ser colocados entre inversores no residentes y no se comercialicen en territorio nacional, no será obligatoria su evaluación por una entidad calificadora, su representación mediante anotaciones en cuenta, ni su admisión en un mercado secundario organizado español.

e) El negocio de cesión o constitución de garantías sobre los derechos de compensación sólo podrá ser impugnado al amparo del párrafo segundo del artículo 878 del Código de Comercio, mediante acción ejercitada por los síndicos de la quiebra, en la que se demuestre la existencia de fraude en la cesión o constitución de gravamen, y quedando en todo caso a salvo el tercero que no hubiera sido cómplice de aquél.

En caso de quiebra, suspensión de pagos o situaciones similares de la entidad cedente de los derechos de compensación de la moratoria nuclear o de cualquier otra que se ocupe de la gestión de cobro de las cantidades afectadas a tales derechos, las entidades cesionarias de los citados derechos de compensación gozarán de derecho absoluto de separación en los términos previstos en los artículos 908 y 909 del Código de Comercio.

f) Las sociedades gestoras de Fondos de Titulización Hipotecaria podrán ampliar su objeto social y ámbito de actividades al efecto de poder administrar y representar Fondos de Titulización de Activos resultantes de la moratoria nuclear, pudiendo sustituir, a tal fin, su denominación legal actual por la de «Sociedades Gestoras de Fondos de Titulización». Podrán, además, constituirse otras sociedades para la gestión de los fondos de titulización de activos resultantes de la moratoria nuclear en los términos que reglamentariamente se determinen.

8. La paralización producirá los efectos previstos en la legislación fiscal para la terminación o puesta en marcha de los proyectos correspondientes.

9. Si en virtud de las normas aplicables para determinación de la base imponible en el Impuesto sobre Sociedades, ésta resultase negativa como consecuencia de la paralización acordada en esta disposición, su importe podrá ser compensado en un período que no excederá de diez años, contados a partir del ejercicio fiscal en el que la mencionada base imponible resultó negativa.

10. La amortización correspondiente a los activos afectos a los proyectos cuya construcción se paraliza definitivamente se realizará como máximo en el plazo de diez años a partir de la entrada en vigor de la presente Ley.

[. . .]

Disposición adicional vigésima primera. *Suficiencia de los peajes de acceso y desajustes de ingresos de las actividades reguladas del sector eléctrico.*

1. Cuando por la aparición de desajustes temporales durante el año 2013 el fondo acumulado en la cuenta específica a que se refiere el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, abierta en régimen de depósito arrojara un saldo negativo, éste será liquidado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o, en su caso, el órgano liquidador al que corresponda, en las liquidaciones mensuales aplicando los siguientes porcentajes de reparto:

"Iberdrola, S. A.": 35,01 por 100.
"Hidroeléctrica del Cantábrico, S. A.": 6,08 por 100.
"Endesa, S. A.": 44,16 por 100.
"EON España, S. L.": 1,00 por 100.
"GAS Natural S.D.G., S. A.": 13,75 por 100.

Las empresas tendrán derecho a recuperar las aportaciones por este concepto en las liquidaciones correspondientes a los quince años siguientes al ejercicio en que se hubieran producido. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se revisen los peajes y cargos.

Con anterioridad al 1 de diciembre de 2014, se realizará una liquidación complementaria de la liquidación provisional 14 del ejercicio 2013, incluyendo las cantidades que hasta esa fecha se hayan incorporado provenientes de las correspondientes partidas de ingresos.

El desajuste de ingresos del sistema eléctrico del ejercicio 2013 se determinará a partir de esta liquidación complementaria de dicho ejercicio.

2. Hasta el 1 de enero de 2013, las disposiciones por las que se aprueben los peajes de acceso reconocerán de forma expresa los déficit de ingresos que, en su caso, se estime que puedan producirse en las liquidaciones de las actividades reguladas en el sector eléctrico.

Asimismo, se entenderá que se producen desajustes temporales, si como resultado de las liquidaciones de las actividades reguladas en cada período, resultara un déficit de ingresos superior al previsto en la disposición por la que se aprobaron los peajes de acceso correspondientes. Dicho desajuste temporal se reconocerá de forma expresa en las disposiciones de aprobación de los peajes de acceso del período siguiente.

Cuando por la aparición de desajustes temporales, el fondo acumulado en la cuenta específica a que se refiere el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, abierta en régimen de depósito arrojara un saldo negativo, éste será liquidado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en las liquidaciones mensuales aplicando los siguientes porcentajes de reparto:

"Iberdrola, S. A.": 35,01 por 100.
"Hidroeléctrica del Cantábrico, S. A.": 6,08 por 100.
"Endesa, S. A.": 44,16 por 100.
"EON España, S. L.": 1,00 por 100.
"GAS Natural S.D.G., S. A.": 13,75 por 100.

Estos porcentajes de reparto podrán ser modificados por real decreto, cuando se produzcan desinversiones significativas que afecten a las empresas en la actividad de distribución, cuando se produzcan cambios estructurales sustanciales en la actividad de generación que así lo justifiquen o como consecuencia de inversiones o desinversiones significativas en activos de generación.

Las empresas tendrán derecho a recuperar las aportaciones por este concepto en las 14 liquidaciones correspondientes al período en que se modifiquen las tarifas de acceso para el reconocimiento de dicho desajuste temporal. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se aprueban los peajes.

3. Si el importe del desajuste temporal definido en los apartados 1 y 2 no fuera conocido en el momento de la aprobación de la disposición por la que se aprueban los peajes de acceso del período siguiente, en dicha disposición se reconocerá de forma expresa, incluyendo los intereses que pudieran devengar, los importes que, en su caso, se estimen vayan a ser financiados.

Se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas para modificar dichos importes por los realmente financiados por cada una de las empresas, cuando se disponga de la información de la liquidación 14 del ejercicio correspondiente. Para el año 2013 se tendrá en cuenta la información de la liquidación complementaria de la liquidación 14 de dicho ejercicio.

La diferencia entre los importes reconocidos con la información de la liquidación 14 y los resultantes de la liquidación definitiva del correspondiente ejercicio, tendrán la consideración

de coste o ingreso liquidable del sistema del ejercicio en que se produzca. Para el año 2013 se tendrá en cuenta la información de la liquidación complementaria de la liquidación 14.

4. No obstante, para los años 2009, 2010, 2011 y 2012, el déficit de ingresos previsto en la disposición por la que se aprobaron los peajes de acceso correspondientes no será superior a 3.500 millones de euros, 3.000 millones de euros, 3.000 millones de euros y 1.500 millones de euros, respectivamente.

Asimismo, los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan en 2010, hasta una cuantía máxima de 2.500 millones de euros, y en 2012, en el importe de 4.109.213 miles de euros, tendrán la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para 2010 y 2012, respectivamente, que generará derechos de cobro que podrán ser cedidos por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, considerándose el importe para el año 2012 como definitivo a efectos de la cesión.

5. Los déficit del sistema de liquidaciones eléctrico generarán derechos de cobro consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual por peajes de acceso o cargos de los años sucesivos hasta su satisfacción. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se aprueban los peajes.

Los pagos que realice la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o, en su caso, el órgano encargado de las liquidaciones, necesarios para satisfacer los derechos de cobro tendrán consideración de costes del sistema y se recaudarán a través de los cargos establecidos de acuerdo a lo dispuesto en la presente Ley hasta su satisfacción total.

Para la financiación de dichos déficit, los derechos de cobro correspondientes se podrán ceder a un fondo de titulización que se constituirá a estos efectos y se denominará Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, según lo contemplado en la disposición adicional quinta de la Ley 3/1994, de 14 de abril, por la que se adapta la legislación española en materia de entidades de crédito a la Segunda Directiva de Coordinación Bancaria y se introducen otras modificaciones relativas al sistema financiero, siendo de aplicación lo dispuesto en el Real Decreto 926/1998, de 14 mayo, por el que se regulan los fondos de titulización de activos y las sociedades gestoras de fondos de titulización. La constitución del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico requerirá el informe previo favorable del Ministerio de Economía y Competitividad.

El activo del fondo de titulización estará constituido por:

a) Derechos de cobro generados y no cedidos a terceros por los titulares iniciales del derecho hasta 10.000 millones de euros a fecha de 31 de diciembre de 2008. El precio de cesión de dichos derechos y las condiciones de cesión de los mismos se determinará por real decreto, a propuesta conjunta de los titulares de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo y de Economía y Competitividad.

b) Los derechos de cobro a que dé lugar la financiación de los déficit generados desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2012, cuyas características, así como precio y condiciones de cesión, se establecerán por real decreto, a propuesta conjunta de los titulares de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo y de Economía y Competitividad.

6. El pasivo del fondo de titulización estará constituido por los instrumentos financieros que se emitan a través de un procedimiento competitivo que se regulará por real decreto, a propuesta conjunta de los titulares de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo y de Economía y Competitividad.

7. La sociedad gestora del fondo de titulización será designada por la Comisión, que a estos efectos se cree, dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo que la presidirá. Dicha Comisión estará compuesta por representantes del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y del Ministerio de Economía y Competitividad. En atención a la naturaleza de la función asignada a la Comisión, esta podrá contar con el asesoramiento técnico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y de la Comisión Nacional del Mercado de Valores por las especiales condiciones de experiencia y conocimientos que concurren en tales organismos.

La designación, por la Comisión, de la sociedad gestora deberá realizarse de acuerdo a los principios de objetividad, transparencia y publicidad, y entre sociedades gestoras que cuenten con profesionales de reconocida y probada experiencia en la materia.

En su organización y funcionamiento, la Comisión se regirá por lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, y reglamentariamente se establecerá su composición en cuanto a número de miembros y rango jerárquico.

La extinción de esta Comisión se producirá automáticamente una vez alcanzado el fin para el que fue creada.

8. Asimismo, para cubrir eventuales desfases de tesorería entre ingresos y pagos del fondo de titulización, por acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se podrá constituir una línea de crédito en condiciones de mercado.

9. Al amparo de lo establecido en el artículo 114 de la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria, se autoriza a la Administración General del Estado, hasta el 31 de diciembre de 2013, a otorgar avales en garantía de las obligaciones económicas exigibles al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, derivadas de las emisiones de instrumentos financieros que realice dicho Fondo con cargo a los derechos de cobro que constituyan el activo del mismo:

Los importes máximos para el otorgamiento de los avales a que se refiere el apartado serán los que determinen las correspondientes leyes de presupuestos generales del Estado.

El otorgamiento de los avales deberá ser acordado por el titular del Ministerio competente para el otorgamiento de los avales en garantía de las obligaciones económicas exigibles al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, de acuerdo con lo establecido en la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria y sólo podrá efectuarse una vez constituido el fondo.

De producirse la ejecución del aval frente a la Administración General del Estado, ésta se subrogará, respecto de los importes ejecutados por cualquier concepto, en todos los derechos y acciones que tuvieran reconocidos los acreedores frente al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.

En el caso de ejecución de los avales a que se refiere este apartado, se autoriza a la Secretaría General del Tesoro y Política Financiera para que pueda efectuar los pagos correspondientes a la ejecución de los avales mediante operaciones de tesorería con cargo al concepto específico que se fije a tal fin. Con posterioridad a la realización de dichos pagos, la Secretaría General del Tesoro y Política Financiera procederá a la aplicación definitiva al presupuesto de gastos de los pagos realizados en el ejercicio, salvo los efectuados en el mes de diciembre, que se aplicarán al presupuesto de gastos en el primer trimestre del año siguiente.

[. . .]

Disposición adicional vigésimo tercera. *Sociedades filiales de "Red Eléctrica Corporación, S.A.".*

1. Para el ejercicio de las funciones correspondientes al operador del sistema y gestor de la red de transporte definidas en el apartado 2 del artículo 34, la empresa «Red Eléctrica de España, S.A.U.» procederá a la creación, dentro de su estructura, de una unidad orgánica específica que ejercerá en exclusiva las funciones de operador del sistema eléctrico y gestor de la red de transporte con la adecuada separación contable y funcional, dando cumplimiento a los criterios establecidos en el artículo 14, respecto del resto de actividades de la empresa.

El director ejecutivo de la unidad orgánica específica a que se refiere el párrafo anterior será nombrado y destituido por el Consejo de Administración de la sociedad «Red Eléctrica Corporación, S.A.», con el visto bueno del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

El personal de la Unidad que ejerza las funciones como operador del sistema y gestor de la red de transporte suscribirá el código de conducta al que hace referencia el artículo 14 de la presente Ley garantizando su independencia respecto al resto de unidades del grupo empresarial.

2. A la sociedad matriz le será de aplicación lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 34 de la presente Ley y tendrá asimismo las siguientes limitaciones:

a) Podrá participar en cualquier persona física o jurídica, siempre que la suma de su participación directa o indirecta en el capital de esta sociedad no supere el 5 por ciento del capital social ni ejerza derechos políticos por encima del 3 por ciento. Estas acciones no podrán sindicarse a ningún efecto.

b) Aquellos sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en el capital de dichos sujetos con una cuota superior al 5 por ciento, no podrán ejercer derechos políticos en dicha sociedad matriz por encima del 1 por ciento, sin perjuicio de las limitaciones establecidas en el apartado 2 del artículo 34 de la presente Ley para generadores y comercializadores.

Las limitaciones anteriores no serán aplicables a la participación correspondiente a la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales, que mantendrá, en todo caso, una participación en la sociedad matriz Red Eléctrica Corporación, S.A., no inferior al 10 por ciento.

3. La Comisión Nacional de Energía estará legitimada para el ejercicio de las acciones legales tendentes a hacer efectivas las limitaciones impuestas en este precepto.

A efectos de computar la participación en dicho accionariado, se atribuirán a una misma persona física o jurídica, además de las acciones y otros valores poseídos o adquiridos por las entidades pertenecientes a su mismo grupo, tal y como éste se define en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, aquellas cuya titularidad corresponda:

a) A las personas que actúen en nombre propio pero por cuenta de aquélla, de forma concertada o formando con ella una unidad de decisión. Se entenderá, salvo prueba en contrario, que actúan por cuenta de una persona jurídica o de forma concertada con ella los miembros de su órgano de administración.

b) A los socios junto a los que aquélla ejerza el control sobre una entidad dominada conforme a lo previsto en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

En todo caso, se tendrá en cuenta tanto la titularidad dominical de las acciones y demás valores como los derechos de voto que se disfruten en virtud de cualquier título.

4. El incumplimiento de la limitación en la participación en el capital a la que se refiere la presente disposición se considerará infracción muy grave a los efectos señalados en el artículo 60 de la presente Ley, siendo responsables las personas físicas o jurídicas que resulten titulares de los valores o a quien resulte imputable el exceso de participación en el capital o en los derechos de voto, de conformidad con lo dispuesto en los apartados anteriores. En todo caso, será de aplicación el régimen sancionador previsto en la presente Ley.

5. Red Eléctrica Corporación, S.A. no podrá transmitir a terceros las acciones de las filiales que realicen actividades reguladas.

6. Red Eléctrica Corporación, S.A. tendrá prohibida la realización de actividades distintas de la operación del sistema, el transporte y la gestión de la red de transporte a través de las filiales reguladas incluida la toma de participación en sociedades que realicen otras actividades.

7. Los derechos políticos correspondientes a las acciones u otros valores que posean las personas que participen en el capital de la sociedad matriz Red Eléctrica Corporación, S.A., que excedan los límites máximos señalados en esta disposición, quedarán en suspenso desde la entrada en vigor del real decreto-ley por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas natural y en materia de comunicaciones electrónicas, en tanto no se adecuen a dichos límites.

[. . .]

§ 4

Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004

Ministerio de Asuntos Exteriores y de Cooperación
«BOE» núm. 121, de 22 de mayo de 2006
Última modificación: 11 de diciembre de 2009
Referencia: BOE-A-2006-8892

CONVENIO INTERNACIONAL RELATIVO A LA CONSTITUCIÓN DE UN MERCADO IBÉRICO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA ENTRE EL REINO DE ESPAÑA Y LA REPÚBLICA PORTUGUESA

El Reino de España y la República Portuguesa, en adelante denominadas «las Partes»;

Manifestando, en el marco de la cooperación entre ambos países su voluntad de avanzar en la conformación del Mercado Interior de la Energía;

Como continuación de la cooperación iniciada en 1998 por las Administraciones Públicas española y portuguesa para, progresivamente, eliminar los obstáculos existentes y favorecer la integración de los respectivos sistemas eléctricos;

Teniendo presente el Memorando de Acuerdo firmado el 29 de julio de 1998 por el Ministro de Economía de Portugal y el Ministro de Industria y Energía de España para la cooperación en materia de energía eléctrica; el Protocolo de cooperación entre las Administraciones española y portuguesa para la creación del Mercado Ibérico de la electricidad, firmado en Madrid el 14 de noviembre de 2001, por el Ministro de Economía de Portugal y por el Vicepresidente primero del Gobierno y Ministro de Economía del Reino de España, según el cual se establecen las condiciones para la creación del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica; así como el Memorando de Entendimiento firmado en Figueira da Foz el 8 de noviembre de 2003 en el marco de la XIX Cumbre luso española, en la cual las Partes, representadas por los Ministros, fijaron el calendario para la concreción del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica;

Conscientes de los mutuos beneficios que comporta la creación de un mercado de la electricidad común a las Partes en el marco de un proceso de integración de los sistemas eléctricos de ambas;

Convencidos de que la creación de un Mercado Ibérico de Energía Eléctrica constituirá un hito en la construcción del Mercado Interior de la Energía en la Unión Europea y que permitirá acelerar el proceso de aplicación práctica de las disposiciones contenidas en la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, favoreciendo los intercambios y la competencia entre las empresas de este sector;

Considerando que la integración de ambos sistemas eléctricos será beneficiosa para los consumidores de los dos países y que deberá permitir acceder al mercado a todos los participantes en condiciones de igualdad, transparencia y objetividad y con pleno respeto del derecho comunitario aplicable;

Decididos a crear un marco jurídico estable que permita que los operadores de los sistemas eléctricos de las Partes desarrollen su actividad en toda la Península Ibérica;

Teniendo en cuenta que ambos países firmaron el 20 de enero de 2004 en Lisboa un Convenio por el que se acuerda la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, que ha sido objeto de aplicación provisional entre las Partes desde el 22 de abril de 2004 y que no ha entrado en vigor;

Teniendo en cuenta que la práctica derivada de la aplicación provisional del citado Convenio ha puesto de manifiesto la necesidad de revisar el régimen jurídico y las obligaciones contenidas en el mismo para permitir la realización efectiva del MIBEL, a fin de adecuarlas a las necesidades de ambos países y al logro efectivo de los objetivos arriba enunciados;

Consideran necesario celebrar un nuevo Convenio y acuerdan lo siguiente:

PARTE I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

1. El objeto del presente Convenio es la creación y desarrollo de un mercado de la electricidad común a las Partes, con la denominación de Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica, en adelante denominado «MIBEL», en el marco de un proceso de integración de los sistemas eléctricos de ambos países.

2. El MIBEL está formado por el conjunto de los mercados organizados y no organizados en los que se realizan transacciones o contratos de energía eléctrica y en los que se negocian instrumentos financieros que toman como referencia dicha energía, así como por otros que sean acordados por las Partes.

3. La creación de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica implica el reconocimiento por las Partes de un único mercado de la electricidad, en el cual todos los agentes tendrán igualdad de derechos y obligaciones.

4. Las Partes se obligan a desarrollar y modificar, de forma coordinada, la legislación y reglamentación interna necesaria para permitir el funcionamiento del MIBEL.

5. El MIBEL comenzará su funcionamiento antes del 30 de junio de 2005, con el libre e igual acceso de los agentes de ambas Partes a los mercados.

6. Con la firma del presente Convenio, las Administraciones Públicas nacionales de cada una de las Partes se comprometen a cumplir con las obligaciones derivadas de la existencia de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica.

Artículo 2. *Principios orientadores.*

1. El funcionamiento del MIBEL se basará en los principios de transparencia, libre competencia, objetividad y en el de liquidez, autofinanciación y autoorganización de los mercados.

2. El principio de autofinanciación de los mercados incluido en el punto anterior será aplicado sin perjuicio de un periodo inicial transitorio, fijado por las Partes, en el que la financiación del Operador del Mercado Ibérico Polo Portugués (OMIP) y del Operador del Mercado Ibérico Polo Español (OMIE), a los que se refiere el artículo 4, pueda ser complementada por las tarifas.

3. El principio de autoorganización será aplicado sin perjuicio de un adecuado modelo de autorización y supervisión.

4. Las Partes promoverán, a través de mecanismos diseñados a tal efecto, la concurrencia de sujetos en el MIBEL, de manera que se fomente la liquidez del mismo.

Artículo 3. *Sujetos.*

1. Quedan sometidos a los derechos y obligaciones derivados de la creación del MIBEL todos los sujetos que actúan en el mercado eléctrico de ambas Partes, así como cualquier otro sujeto que directa o indirectamente intervenga en el sistema eléctrico de cada uno de los países.

2. Tendrán la consideración de sujetos, a los efectos de su actuación en el MIBEL, los siguientes:

a) Los productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como la de construir, operar y mantener las centrales de producción, tanto para consumo propio, como de terceros.

b) El Operador de Mercado Ibérico (OMI) y las sociedades gestoras de los mercados organizados.

c) Los Operadores del Sistema de cada una de las partes.

d) Los suministradores de último recurso, en los términos en que quedan especificados en la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

e) Los comercializadores, que son aquellas personas jurídicas que accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores o a otros sujetos del sistema.

f) Los consumidores finales, personas físicas o jurídicas que compren la energía para su propio consumo.

g) Los sujetos que actúen por cuenta de otros sujetos del MIBEL, de acuerdo con la normativa que les resulte de aplicación.

h) Los sujetos que negocien instrumentos financieros en los mercados del MIBEL.

i) Cualesquiera otros sujetos que se definan por acuerdo de las Partes.

3. En relación con lo previsto en el apartado 3.2.g) anterior, una sociedad que actúe en los mercados del MIBEL como representante de otras entidades no podrá actuar simultáneamente por cuenta propia y por cuenta ajena.

Se entiende que una sociedad actúa por cuenta propia cuando el grupo empresarial en el que está integrada participe de forma directa o indirecta en más del 50% del capital de la entidad representada.

PARTE II

Disposiciones específicas

Artículo 4. *Operador del Mercado Ibérico.*

1. El Operador del Mercado Ibérico (OMI) se estructurará en dos sociedades tenedoras de acciones, con sedes respectivamente en España y Portugal, y participaciones cruzadas del diez por ciento (10%).

Ambas sociedades poseerán, el cincuenta por ciento (50%) de cada una de las sociedades gestoras de los mercados.

En lo que respecta a la estructura empresarial, el Operador del Mercado Ibérico estará constituido por dos sociedades gestoras de mercado, una con sede en España, OMI- Polo Español (OMIE), y otra con sede en Portugal, OMI-Polo Portugués (OMIP), organizadas de acuerdo con lo establecido en este Convenio. Ambas sociedades gestoras tendrán a su vez una participación del cincuenta por ciento (50%) en la sociedad OMIClear–Sociedade de Compensaçaõ de Mercados de Energia S. A.

OMIP actuará como sociedad gestora del mercado a plazo y OMIE como sociedad gestora del mercado diario, previo cumplimiento, a estos efectos de la normativa vigente en el Estado Parte en cuyo territorio tengan su sede.

2. Los dos Consejos de Administración de las dos entidades gestoras, OMIE y OMIP, estarán compuestos por los mismos miembros y también tendrán una misma presidencia y vicepresidencia.

Los dos países ibéricos estarán representados, de forma alterna, en los cargos de Presidente y Vicepresidente. El mandato de cada representante se mantendrá en vigor por un periodo inicialmente previsto de, al menos, seis años, repartido en periodos iguales de

tres años, respectivamente, en las funciones de presidencia y vicepresidencia. La elección de los cargos de Presidente y Vicepresidente de ambas sociedades será responsabilidad conjunta de los órganos societarios de las entidades OMI Polo Español y OMI Polo Portugués, con el acuerdo de ambos Gobiernos.

3. Ningún accionista individual podrá tener más del cinco por ciento (5%) de cualquiera de las sociedades tenedoras de acciones. Igualmente, la participación agregada en cada una de esas sociedades por las entidades que realizan actividades en el sector eléctrico y en el de gas natural no podrá exceder del cuarenta por ciento (40%).

4. Se autoriza la participación de los Operadores del Sistema respectivos, Red Eléctrica Española S.A. (REE), y Redes Energéticas Nacionales (REN), hasta un máximo del diez por ciento (10%) en cada una de las sociedades tenedoras de acciones, por cada uno de los Operadores del Sistema. Dicha participación no computará en el 40% al que hace referencia el punto 3.

5. Las dos sociedades gestoras de los mercados se financiarán por sí mismas una vez transcurrido un periodo transitorio que finalizará el 1 de enero de 2010. Durante este periodo transitorio la financiación de las sociedades gestoras de los mercados podrá ser complementada por las tarifas.

Artículo 5. *Operación del Sistema.*

1. Los Operadores del Sistema de cada una de las Partes son los responsables de la gestión técnica del sistema y tienen por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, a través de la gestión de los servicios de ajustes del sistema.

2. Las funciones y mecanismos de coordinación entre los Operadores del Sistema de cada una de las Partes se establecerán por acuerdo de ambas.

3. Transcurrido un periodo transitorio que acordarán las Partes, los Operadores del Sistema no podrán, en ningún caso, realizar operaciones de comercialización de energía eléctrica.

4. En el ámbito del número anterior, antes de transcurrido un año desde la entrada en funcionamiento del MIBEL, la Red Eléctrica de España (REE) y la Red Eléctrica Nacional (REN) harán una propuesta a sus Gobiernos respectivos para solucionar definitivamente los contratos históricos de energía de que sean titulares.

Artículo 6. *Mercados de contratación de energía eléctrica en el MIBEL.*

1. Los mercados organizados del MIBEL, a los que se refiere el apartado 2 del artículo primero y su forma de liquidación serán los siguientes:

a) Mercados a plazo, que incluyen transacciones referidas a bloques de energía con entrega posterior al día siguiente de la contratación, de liquidación tanto por entrega física como por diferencias.

b) Mercados diarios, que comprenden las transacciones referidas a bloques de energía y entrega al día siguiente de la contratación, de liquidación necesariamente por entrega física.

c) Mercado intradiario, de liquidación necesariamente por entrega física.

2. Los mercados no organizados, a los que se refiere el apartado 2 del artículo primero, están formados por los contratos bilaterales entre los sujetos del mercado, de liquidación tanto por entrega física como por diferencias.

3. La contratación de los servicios de ajustes del sistema en el mismo día podrá ser realizada a través de mecanismos de mercado, a definir por cada operador del sistema y su liquidación será necesariamente por entrega física.

Artículo 7. *Régimen de los mercados y liquidez.*

1. En los mercados citados en el artículo anterior se aplicará la legislación de la Parte en la que se constituyan.

2. Los mercados diario y a plazo deberán adaptarse a lo dispuesto en la legislación financiera que les sea aplicable.

3. OMIE gestionará el mercado diario en régimen de exclusividad sólo durante un periodo transitorio cuyo plazo será definido por las Partes.

4. Las partes se comprometen a establecer:

a) Durante un periodo transitorio, un porcentaje mínimo de energía que los suministradores de último recurso deberán adquirir en el mercado a plazo gestionado por OMIP, así como mecanismos que promuevan una gestión comercial eficiente por parte de dichos sujetos.

b) Subastas de adquisición de energía, bien físicas o financieras, por parte de los suministradores de último recurso que, a partir de julio de 2008 y una vez constituido el OMI serán gestionadas directa o indirectamente por este operador.

5. La contratación de servicios de ajuste del sistema funcionará en régimen de exclusividad.

6. El marco normativo de desarrollo del presente Convenio determinará la forma de participación de cada Parte en los procedimientos de autorización de mercados que realice la otra Parte.

Artículo 7 bis. *Fomento de la competencia.*

1. A efectos del MIBEL, tendrá la condición de Operador Dominante del mercado toda empresa o grupo empresarial que, directa o indirectamente, tenga una cuota de mercado superior al diez por ciento (10%), medida en términos de energía eléctrica producida en el ámbito del MIBEL, sin tomar en consideración la producción en Régimen Especial, o bien medida en términos de energía eléctrica comercializada.

A estos efectos, la empresa o grupo empresarial tendrá la consideración de Dominante cuando supere dicho umbral en cualquiera de las dos actividades mencionadas (generación o comercialización) o en ambas simultáneamente.

2. A los operadores dominantes les podrá ser impuesto el siguiente conjunto de limitaciones y obligaciones:

a) Posibilidad de realización de subastas de capacidad de carácter virtual u otros instrumentos análogos que fomenten la desintegración vertical, en cantidades que se establecerán anualmente por las Partes, de forma coordinada entre sistemas y teniendo en cuenta la cuota relativa de los diferentes operadores dominantes.

b) Restricciones a la adquisición de energía en otros países comunitarios fuera del ámbito del MIBEL, en la medida en que existan congestiones en la capacidad de interconexión.

c) Imposibilidad de representación de productores en Régimen Especial (PER) siempre que su participación, directa o indirecta, en ellos sea inferior al cincuenta por ciento (50%) del capital.

d) Restricciones totales o parciales tanto en la concesión de autorizaciones para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica como en la evacuación de energía, cuando existan situaciones de congestión en puntos concretos de las redes.

3. El Consejo de Reguladores determinará, al menos con periodicidad anual, los sujetos que verifiquen las condiciones para ser considerados operadores dominantes. Las Partes definirán las limitaciones y obligaciones de entre las señaladas anteriormente a aplicar a los diferentes operadores dominantes identificados, siendo competencia de cada Parte la aplicación legal de las limitaciones a que hace referencia este artículo a los operadores dominantes correspondientes con sede o sucursal en su territorio.

Artículo 7 ter. *Subastas de capacidad virtual.*

Se celebrarán subastas de capacidad virtual.

Anualmente, las Partes establecerán las cantidades a ofertar en cada sistema, señalando las fechas en que se pondrán a disposición, repartidas en contratos trimestrales, semestrales o anuales. La participación del sistema portugués en un mecanismo ibérico de subastas de capacidad virtual se podrá cumplir mediante la oferta de la energía de las centrales que mantengan en vigor Contratos de Adquisición de Energía (CAES).

Se podrán establecer limitaciones a la participación de los operadores dominantes en las subastas de capacidad virtual.

Artículo 8. *Gestión económica de la interconexión entre España y Portugal.*

1. Para la asignación de la capacidad de interconexión entre los sistemas español y portugués, mientras existan congestiones, se aplicará un mecanismo combinado de separación de mercados y subastas explícitas.

2. Los resultados de las rentas de congestión deberán aplicarse al refuerzo de las interconexiones en ambos sistemas.

Artículo 9. *Armonización normativa.*

1. Las tarifas de último recurso tendrán la consideración de precios máximos en ambos Países.

2. Las Partes, mediante los acuerdos que estimen necesarios, tenderán a la armonización de sus respectivas estructuras de tarifas de último recurso y peajes de acceso.

3. El proceso de armonización se inspirará en los principios de aditividad tarifaria y transparencia y deberá reflejar los costes en que realmente se haya incurrido para el abastecimiento de energía eléctrica, así como tomar como referencia los precios de los mercados definidos en el artículo 6 y los precios de los mecanismos coordinados de adquisición de energía en los que participen los comercializadores de último recurso.

4. A partir del 1 de julio de 2008, los servicios de interrumpibilidad armonizados en los términos del apartado 7 de este mismo artículo aplicados a los clientes en Alta Tensión sólo se aplicarán a los clientes en mercado libre.

5. A partir del 1 de enero de 2010, sólo podrán acogerse a tarifas de último recurso los clientes en Baja Tensión.

6. A partir del 1 de enero de 2011, sólo podrán acogerse a tarifas de último recurso los clientes en Baja Tensión, con potencia contratada inferior a 50 kW.

Los Ministros responsables del área energética podrán acordar reducciones de la potencia referida en el párrafo anterior.

7. Las Partes se comprometen a conseguir gradualmente la armonización en lo referente a servicios de interrumpibilidad y compensación de energía reactiva, así como a pagos por capacidad.

8. Las Partes se comprometen a incentivar de forma conjunta la modernización de los contadores instalados, estableciendo que a partir de la entrada en vigor de este Convenio, los nuevos contadores instalados sean electrónicos con capacidad de discriminación horaria y con telemedida y a promover la coordinación de las respectivas oficinas responsables de cambio de suministrador en la forma que se acuerde.

PARTE III

Mecanismos de regulación, consulta, supervisión y gestión

Artículo 10. *Supervisión.*

1. Las entidades de supervisión del MIBEL serán, en España, la Comisión Nacional de la Energía (CNE) y la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) y, en Portugal, la Entidad Reguladora de los Servicios Energéticos (ERSE) y la Comisión de los Mercados de Valores Mobiliarios (CMVM).

2. La supervisión de los mercados definidos en el MIBEL se realizará por las entidades de supervisión de la Parte en la que éstos se constituyan, de acuerdo con la legislación de cada Parte en esta materia.

3. Las entidades de supervisión de los mercados desempeñarán de forma coordinada sus funciones en el MIBEL.

4. Las Partes promoverán la celebración de Memorandos de Entendimiento (MOUs) entre las autoridades supervisoras competentes, en el ámbito de aplicación del MIBEL.

Artículo 11. *Consejo de Reguladores.*

1. Las Partes procederán a la creación de un Consejo de Reguladores integrado por representantes de la Comisión Nacional de la Energía (CNE), la Entidad Reguladora de los

Servicios Energéticos (ERSE), la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) y la Comisión de los Mercados de Valores Mobiliarios (CMVM).

2. El Consejo de Reguladores tendrá las funciones siguientes:

a) El seguimiento de la aplicación y desarrollo del MIBEL.

b) Informar preceptivamente con carácter previo a la imposición de sanciones por infracciones muy graves, en el ámbito del MIBEL, a acordar entre las Partes.

c) La coordinación de la actuación de sus miembros en el ejercicio de sus potestades de supervisión del MIBEL.

d) La emisión de informes coordinados sobre propuestas de reglamentación del funcionamiento del MIBEL o de su modificación y sobre los reglamentos propuestos por las sociedades rectoras de los mercados que se constituyan.

e) El seguimiento de los mecanismos de contratación de energía de ámbito ibérico por parte de los comercializadores de último recurso previstos en el número 4 del artículo 7. A estos efectos, el Consejo de Reguladores presentaría regularmente a las Partes un informe de resultados y posibles propuestas de modificación de la regulación en vigor.

f) Cualesquiera otras que sean acordadas por las Partes.

3. A los efectos del apartado anterior, siempre que un miembro del Consejo de Reguladores sea consultado dentro de las competencias que le han sido asignadas por la legislación aplicable, previamente a la aprobación de cualquier propuesta de ley o reglamento que afecte directa o indirectamente al funcionamiento del MIBEL, éste deberá enviar dicha propuesta a los restantes miembros del Consejo de Reguladores para conocimiento y eventuales comentarios.

Artículo 12. *Comité de Agentes del Mercado.*

Las sociedades rectoras podrán crear, para sus respectivos mercados, Comités de Agentes de Mercado, como órganos consultivos.

Artículo 13. *Comité de Gestión Técnica y Económica del MIBEL.*

Se creará un Comité de Gestión Técnica y Económica del MIBEL, integrado por representantes de los operadores de los sistemas y de los mercados, para gestionar de forma adecuada la comunicación y los flujos de información necesarios entre los distintos operadores, así como para facilitar las cuestiones de desarrollo cotidiano de sus funciones.

PARTE IV

Autorización e inscripción de los agentes y garantía de suministro

Artículo 14. *Procedimientos administrativos de autorizaciones y registro de los agentes.*

1. El reconocimiento por una de las Partes acreditará automáticamente a un agente para poder actuar en la otra.

2. Los procedimientos administrativos de autorizaciones y registro de los agentes para el ejercicio de las diferentes actividades en España y Portugal deberán ser armonizados sobre la base de la reciprocidad.

Artículo 15. *Garantía del suministro.*

1. En el ámbito del funcionamiento del MIBEL, las Partes se comprometen a actuar según el principio de solidaridad que debe ser ejercido en caso de emergencia, especialmente cuando esté en cuestión la garantía del suministro energético en el espacio del MIBEL.

2. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado anterior, cada una de las Partes podrá, en caso de emergencia en su espacio, adoptar aquellas medidas que sean precisas para garantizar su suministro energético.

3. La adopción de dichas medidas deberá ser puesta en conocimiento de la Autoridad nacional de la otra Parte a la mayor brevedad y si fuera posible antes del inicio de la ejecución de las mismas.

4. Las actuaciones en caso de emergencia conforme al principio de solidaridad referido en el apartado 1, serán objeto de Protocolos adicionales a este Convenio.

PARTE V

Infracciones, sanciones y jurisdicción competente

Artículo 16. *Infracciones y sanciones.*

1. Las infracciones relativas a la violación de la normativa del MIBEL y sus correspondientes sanciones quedarán definidas por la legislación interna de cada una de las Partes y en el ámbito del apartado 4 del artículo 1 del presente Convenio, comprometiéndose las mismas a respetar lo siguiente:

a) Las infracciones se clasificarán en muy graves, graves y leves.

b) Se establecerán multas proporcionales al tipo de infracción, hasta el montante máximo de 3.000.000 de euros.

c) Se preverán mecanismos de intercambio de la información necesaria para la instrucción y resolución de los procedimientos, sin perjuicio de la obligación de secreto que, en su caso, pese sobre las autoridades competentes.

d) Se preverá, como consecuencia de la infracción, la posibilidad de revocación y suspensión de la autorización administrativa.

2. Las autoridades competentes en cada una de las Partes informarán a las demás autoridades supervisoras del MIBEL de las sanciones aplicadas, a efectos de la aplicación de la letra d) del apartado anterior.

Artículo 17. *Procedimiento sancionador.*

1. La instrucción de los procedimientos sancionadores y la resolución de los mismos será competencia de los órganos que en cada Parte la tengan atribuida, de acuerdo con su normativa interna.

2. La competencia citada en el número anterior se determinará según el criterio del lugar en el que se cometió la infracción.

3. Si no fuera posible determinar el lugar donde se cometió la infracción, se aplicará el criterio de la nacionalidad del sujeto infractor, si éste fuera español o portugués.

4. En otro caso, se aplicará el criterio del lugar en el que el sujeto infractor haya sido autorizado en primer lugar para el ejercicio de una actividad en el ámbito de este mercado.

Artículo 18. *Jurisdicción competente.*

La jurisdicción competente para conocer de los recursos que se dicten como consecuencia de la aplicación del MIBEL vendrá determinada por la nacionalidad de la autoridad que hubiera dictado el acto que se recurre.

PARTE VI

Disposiciones finales

Artículo 19. *Comisión de Seguimiento.*

1. Para la resolución de controversias que puedan surgir acerca de la interpretación y aplicación del presente Convenio, se creará una Comisión de Seguimiento formada por dos representantes de cada una de las Partes.

2. La Comisión resolverá por mayoría y deberá decidir en un plazo máximo de seis meses a partir de la fecha en que se suscitó la controversia, salvo prórroga acordada por ella misma.

3. La Comisión adoptará su reglamento de funcionamiento.

Artículo 20. *Protocolos adicionales.*

Las Partes podrán celebrar Protocolos Adicionales al presente Convenio.

Artículo 21. *Entrada en vigor y régimen transitorio.*

1. El presente Convenio entrará en vigor en la fecha de recepción de la última notificación en la que se comunique que se han cumplido los requisitos de derecho interno de ambas Partes necesarios al efecto.

2. Hasta la fecha de entrada en vigor del presente Convenio, las partes continuarán aplicando a título provisional el Convenio Internacional por el que se acuerda la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, firmado en Lisboa el 20 de enero de 2004.

Artículo 22. *Vigencia y denuncia.*

El presente Convenio estará en vigor por un periodo de dos años, renovable automáticamente por iguales periodos de tiempo, salvo denuncia efectuada por cualquiera de las Partes, por escrito o por vía diplomática, con una antelación mínima de seis meses.

2. Las enmiendas entrarán en vigor con arreglo a lo dispuesto en el número 1 del artículo 21.

Artículo 22 bis. *Creación del Operador del Mercado Ibérico.*

Antes de transcurridos tres meses de la entrada en vigor de este Convenio, OMIP y OMIE deben adoptar las medidas necesarias para adaptarse plenamente a lo establecido en el artículo 4.

Artículo 22 ter. *Retribución de los Comercializadores de Último Recurso.*

Antes del 1 de julio de 2010, la retribución de los comercializadores de último recurso será la que resulte de la diferencia entre los precios de venta y adquisición de la energía en los mercados en los que participan. No obstante, los precios máximos de venta autorizados en cada período podrán reflejar eventuales déficits de retribución de períodos anteriores.

Las partes deberán garantizar la aditividad de las Tarifas de Último Recurso y un suficiente desarrollo de los mecanismos coordinados de adquisición de energía definidos en el ámbito del MIBEL de forma que el riesgo soportado por los comercializadores de último recurso sea asumible, en los dos sistemas ibéricos y las fluctuaciones de los precios no pongan en peligro su viabilidad económico financiera.

Artículo 23. *Revisión.*

1. El presente Convenio podrá revisarse mediante acuerdo entre las Partes.

2. Las enmiendas entrarán en vigor con arreglo a lo dispuesto en el número 1 del artículo 21.

Artículo 24. *Derecho comunitario.*

El presente Convenio se interpretará y aplicará de conformidad con las normas de Derecho comunitario aplicable.

§ 5

Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 55, de 5 de marzo de 2011
Última modificación: 6 de septiembre de 2022
Referencia: BOE-A-2011-4117

[. . .]

Artículo 8. *Naturaleza jurídica y régimen de funcionamiento de los Organismos Reguladores.*

(Derogado)

Artículo 9. *Relación con las entidades públicas y privadas, e independencia funcional.*

(Derogado)

[. . .]

Artículo 11. *Organización de los Organismos Reguladores.*

(Derogado)

Artículo 12. *El Consejo y su Presidente.*

(Derogado)

Artículo 13. *Nombramiento y mandato de los miembros del Consejo.*

(Derogado)

Artículo 14. *El Presidente del Organismo Regulador.*

(Derogado)

Artículo 15. *Funciones e incompatibilidades de los miembros del Consejo.*

(Derogado)

Artículo 16. *Causas de cese en el ejercicio del cargo.*

(Derogado)

[. . .]

Artículo 17. *Personal directivo.*

(Derogado)

Artículo 18. *Personal no directivo.*

(Derogado)

Artículo 19. *Obligación de informar y garantías para la actuación.*

(Derogado)

[. . .]

Artículo 20. *Publicidad de las actuaciones de los Organismos Reguladores.*

(Derogado)

Artículo 21. *Control parlamentario.*

(Derogado)

Artículo 22. *Impugnación de las decisiones de los Organismos Reguladores.*

(Derogado)

[. . .]

Artículo 23. *Cooperación interinstitucional.*

(Derogado)

Artículo 24. *Cooperación entre los Organismos Reguladores y con la Comisión Nacional de la Competencia.*

(Derogado)

[. . .]

Artículo 25. *Establecimiento y cálculo del porcentaje, tipos de gravamen y cuotas de las tasas de los organismos reguladores y de la Comisión Nacional de la Competencia.*

(Derogado)

Artículo 26. *Endeudamiento.*

(Derogado)

[. . .]

TÍTULO III

Sostenibilidad medioambiental

CAPÍTULO I

Modelo energético sostenible

Artículo 77. *Principios de la política energética.*

1. La política energética estará orientada a garantizar la seguridad del suministro, la eficiencia económica y la sostenibilidad medioambiental. En especial, el modelo de consumo y de generación y distribución de energía debe ser compatible con la normativa y objetivos comunitarios y con los esfuerzos internacionales en la lucha contra el cambio climático.

2. A dichos efectos, en esta Ley se fijan objetivos nacionales de ahorro energético y participación de las energías renovables, se establece el marco procedimental para la elaboración de una planificación integral del modelo energético, se sientan las bases para la elaboración de los Planes de ahorro y eficiencia energética y se desarrollan las condiciones adecuadas para la existencia de un mercado energético competitivo.

3. Con tal finalidad, el Gobierno impulsará la diversificación de las fuentes de suministro de energía, el desarrollo eficiente de las infraestructuras y redes inteligentes, la transparencia y competencia de los mercados energéticos, la suficiencia de las retribuciones, la creciente incorporación de las energías renovables y las políticas de ahorro y eficiencia.

Artículo 78. *Objetivos nacionales en materia de ahorro y eficiencia energética y energías renovables.*

1. Se establece un objetivo nacional mínimo de participación de las energías renovables en el consumo de energía final bruto del 20 por ciento en 2020. Este objetivo deberá alcanzarse con una cuota de energía procedente de energías renovables en todos los tipos de transporte en 2020 que sea como mínimo equivalente al 10 por ciento del consumo final de energía del sector transporte.

2. Del mismo modo, se adoptarán las estrategias y las medidas necesarias para lograr un objetivo general de reducción de la demanda de energía primaria, sobre el escenario tendencial en ausencia de políticas activas de ahorro y eficiencia energética, coherente con el objetivo establecido para la Unión Europea del 20 por ciento en 2020 y con los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero asumidos por España.

3. Los objetivos anteriores deberán orientar el diseño y aprobación de las políticas públicas y, en especial, los incentivos públicos al desarrollo de las diversas fuentes de energía y a la adopción de medidas de eficiencia energética.

4. A tal efecto, el Gobierno aprobará planes nacionales de ahorro y eficiencia energética y planes de energías renovables, que contemplarán medidas de orientación y fomento de la oferta y el consumo energético que hagan posible el cumplimiento de los objetivos señalados y que permitan la posibilidad efectiva de desarrollo de las energías renovables en todas las Comunidades Autónomas.

Artículo 79. *Planificación energética indicativa.*

1. El Gobierno, en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de esta Ley, previo informe de la Conferencia Sectorial de Energía y tras el correspondiente proceso de información pública, aprobará un documento de planificación, que establecerá un modelo de generación y distribución de energía acorde con los principios recogidos en el artículo 77 y con los objetivos establecidos.

2. La planificación recogerá con carácter indicativo varios escenarios sobre la evolución futura de la demanda energética, sobre los recursos necesarios para satisfacerla, sobre las necesidades de nueva potencia y, en general, previsiones útiles para la toma de decisiones de inversión por la iniciativa privada y para las decisiones de política energética, fomentando un adecuado equilibrio entre la eficiencia del sistema, la seguridad de suministro y la protección del medio ambiente.

3. Dicha planificación y las posteriores actuaciones de ordenación del sistema energético se orientarán a la consecución, bajo diferentes escenarios de demanda, de los siguientes objetivos para el año 2020:

a) Optimizar la participación de las energías renovables en la cesta de generación energética y, en particular en la eléctrica.

b) Reducir la participación de las energías con mayor potencial de emisiones de CO_2 en la cesta de generación energética y, en particular, en la eléctrica.

c) Determinar los niveles de participación de la energía nuclear en la cesta de generación energética, de acuerdo con el calendario de operación de las centrales existentes y con las renovaciones que, solicitadas por los titulares de las centrales, en el marco de la legislación vigente, en su caso correspondan, teniendo en cuenta las decisiones del Consejo de Seguridad Nuclear sobre los requisitos de seguridad nuclear y protección radiológica, la evolución de la demanda, el desarrollo de nuevas tecnologías, la seguridad del suministro eléctrico, los costes de generación eléctrica y las emisiones de gases de efecto invernadero, y ateniéndose en todo caso al marco de referencia establecido por la normativa europea vigente.

d) La participación de las diferentes tecnologías en el largo plazo tenderá a reflejar la competitividad relativa de las mismas, entendiendo por ésta una medida comprensiva de los costes y beneficios de cada una de las tecnologías que abarque, entre los costes, los relativos a toda la cadena de generación, incluyendo los costes medioambientales y los intergeneracionales, y, entre los beneficios, la aportación a la seguridad del suministro energético, incluyendo las contribuciones en términos de autosuficiencia, gestionabilidad y predictibilidad de las fuentes.

4. De acuerdo con esta planificación, la legislación ordenará los incentivos públicos necesarios para satisfacer los objetivos fijados en el apartado anterior, de acuerdo con los siguientes principios:

a) Garantía de un retorno adecuado de las inversiones en las tecnologías del régimen especial, que incentive un volumen de instalación compatible con los objetivos establecidos en los planes de energías.

b) Consideración de las curvas de aprendizaje de las distintas tecnologías hasta alcanzar el punto de competitividad con el coste del consumo de la energía, con el fin de fomentar los cambios tecnológicos que mejoren la estabilidad de la aportación de energía al sistema eléctrico por las energías renovables.

c) Progresiva internalización de los costes que asume el sistema energético para garantizar la suficiencia y estabilidad en el suministro, fomentando además la sustitución de tecnologías que, por su baja eficiencia económica, técnica o medioambiental, resulten obsoletas, siempre que ello suponga un ahorro general del sistema.

d) Priorización en la incorporación de instalaciones que incorporen innovaciones tecnológicas o de gestión, que optimicen la eficiencia de la producción, el transporte y la distribución, contribuyendo al consumo local de la electricidad a través del incremento de la generación distribuida, que aporten una mayor gestionabilidad a los sistemas energéticos y que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero, analizando en particular su ritmo de incorporación en el tiempo.

e) En todos los casos se deberá cumplir que los objetivos se alcanzan teniendo en cuenta los principios de eficiencia económica entre las distintas alternativas y de sostenibilidad económica de las medidas que se adopten.

5. Anualmente, el Gobierno presentará a las Cortes Generales un informe de seguimiento del cumplimiento de las medidas establecidas en el documento de planificación. Dicho informe incorporará la información sobre la aplicación del mismo, que deberán suministrar las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus competencias.

6. En atención a las singularidades de los sistemas energéticos insulares y extrapeninsulares, en la planificación indicativa se tendrá en cuenta la planificación desarrollada en tales Comunidades y Ciudades Autónomas.

Artículo 80. *Planificación energética vinculante.*

1. La planificación vinculante establecida en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, se realizará bajo criterios que contribuyan a desarrollar un sistema energético seguro, eficiente, sostenible económicamente y respetuoso con el medioambiente.

2. La planificación vinculante se realizará de conformidad con lo previsto en el artículo anterior y deberá tenerse en cuenta en el resto de instrumentos de planificación.

3. Los documentos de planificación se aprobarán por el Consejo de Ministros, tras el correspondiente procedimiento de audiencia pública, y se remitirán posteriormente a las Cortes Generales.

Artículo 81. *Cooperación entre Administraciones Públicas.*

1. La Conferencia Sectorial de Energía es el órgano de coordinación entre el Estado y las Comunidades Autónomas en materia de preparación, desarrollo y aplicación de la planificación estatal sobre energía.

2. A tal efecto, la Conferencia conocerá necesariamente de las siguientes actuaciones:

a) Preparación y formulación de los Planes Nacionales y, en su caso, de los Planes de las Comunidades Autónomas, en los ámbitos del ahorro, la eficiencia energética y las energías renovables.

b) Coordinación, gestión y seguimiento de la aplicación por las Comunidades Autónomas de la política energética definida en la normativa estatal y en los correspondientes planes.

c) Intercambio de información y estadísticas energéticas.

d) Formulación, financiación y gestión de proyectos y actuaciones concretas.

3. La Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas establecerán marcos de cooperación y coordinación con las Administraciones locales para alcanzar los objetivos fijados y para implementar los correspondientes Planes, medidas y actuaciones en el ámbito local.

Artículo 82. *Fomento de la investigación, el desarrollo y la innovación en el ámbito de energías renovables y el ahorro y la eficiencia energética.*

1. Las Administraciones Públicas, en el ámbito de sus competencias, fomentarán las actividades de investigación científica, desarrollo tecnológico e innovación de interés en el campo de las energías renovables y del ahorro y la eficiencia energética, potenciando el desarrollo de aquellas tecnologías que utilicen fuentes limpias y puedan contribuir a la reducción de emisiones, entre otras las de secuestro y almacenamiento o carbón limpio. Igualmente fomentarán el desarrollo de aquellas tecnologías que incorporen una mayor gestionabilidad, innovación y eficiencia al sistema, en particular, las que utilicen fuentes de energía primaria renovable.

2. El Gobierno, en colaboración con las administraciones autonómicas y locales, aprobará programas y tomará las medidas necesarias para favorecer el desarrollo de redes de transporte y distribución inteligentes y microrredes integradas que mejoren y faciliten la gestión del sistema, la gestión activa de la demanda, la implantación de fuentes de energía distribuida, la implantación del vehículo eléctrico e híbrido enchufable, la mejora de la calidad y continuidad del servicio y la mejora de la eficiencia de las propias redes, incorporando, preferentemente, energía de origen renovable o de sistemas de cogeneración de alta eficiencia y dotando a los sistemas de transporte y distribución eléctrica de los equipos eléctricos y electrónicos y de las soluciones de automatización, telecontrol, información y comunicación que contribuyan a la progresiva implantación de inteligencia de red. Todo ello con el objetivo de disminuir las pérdidas en transporte y distribución eléctrica, mejorar la garantía, estabilidad y rendimiento del sistema eléctrico e incrementar la aportación térmica de origen renovable.

En particular, el Gobierno fomentará inversiones para la mejora de la eficiencia energética en los regadíos y maquinaria agrícola y la sustitución de fuentes convencionales por fuentes renovables (atendiendo a las problemáticas territoriales específicas respecto a materia prima) en instalaciones agrarias, incluyendo instalaciones de autoconsumo, tanto

eléctrico como térmico, así como uso de combustibles alternativos. Igualmente, fomentará la realización de auditorías y estudios energéticos que detecten las medidas de ahorro energético y económico que puedan llevarse a cabo en las explotaciones de riego.

Artículo 83. *Transparencia e información a los consumidores.*

1. El Gobierno establecerá los instrumentos necesarios para asegurar que los usuarios disponen de la información sobre los costes del modelo de suministro energético, su composición, su origen y su impacto ambiental.

2. Igualmente, las Administraciones Públicas se asegurarán de que los consumidores dispongan de información completa, clara y comprensible sobre el consumo de energía y el impacto medioambiental de los productos y equipos que utilicen energía que adquieren, de manera que puedan incorporar tales elementos a sus decisiones de consumo.

3. Los certificados de eficiencia energética para edificios existentes se obtendrán de acuerdo al procedimiento básico que se establezca reglamentariamente para ser puestos a disposición de los compradores o usuarios de esos edificios cuando los mismos se vendan o alquilen.

Artículo 84. *Simplificación de procedimientos administrativos.*

1. Las Administraciones Públicas, en el ámbito de sus respectivas competencias, eliminarán las barreras técnicas, administrativas y de mercado para el desarrollo de las energías renovables y la promoción del ahorro y la eficiencia energética, manteniendo la conservación del medio natural en los términos previstos en la legislación vigente.

2. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio elaborará un catálogo de los procedimientos y trámites a seguir para la implantación de instalaciones de aprovechamiento de la energía de origen renovable y cogeneración de alta eficiencia, al objeto de servir de guía a las administraciones competentes para la elaboración de los mismos, así como orientar a los promotores de este tipo de instalaciones.

3. Los trámites y exigencias contemplados en los procedimientos a seguir serán adecuados a las distintas tecnologías, tamaños y usos, y tendrán en consideración plazos abreviados de respuesta, con tasas y gravámenes reducidos y uniformes.

Artículo 85. *Ahorro energético de las Administraciones Públicas.*

1. Todas las Administraciones Públicas, en el ejercicio de sus respectivas competencias, incorporarán los principios de ahorro y eficiencia energética y de utilización de fuentes de energía renovables entre los principios generales de su actuación y en sus procedimientos de contratación.

2. La Administración General del Estado y sus Organismos públicos vinculados dependientes, las entidades gestoras y servicios comunes de la Seguridad Social, las sociedades mercantiles estatales definidas en la Ley 33/2003, de 3 de noviembre, de Patrimonio de las Administraciones Públicas, las fundaciones del sector público estatal definido en la Ley 50/2002, de 26 de diciembre, de Fundaciones y las demás entidades de derecho vinculadas o dependientes de la Administración General del Estado o de sus Organismos públicos, establecerán programas específicos de ahorro y eficiencia energética y de utilización de fuentes de energía renovables que, con carácter general, anticipen el cumplimiento de los objetivos generales fijados con el horizonte 2020, de modo que, de acuerdo con el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, se alcance en 2016 el objetivo previsto de un ahorro energético del 20 por ciento respecto al escenario tendencial en ausencia de medidas. Dentro de esos programas se establecerán los requerimientos mínimos de calificación energética que deberá cumplir la adquisición de bienes y derechos etiquetados energéticamente, y la calificación mínima de los edificios y vehículos que integran el patrimonio de las Administraciones Públicas.

Artículo 86. *Seguimiento y evaluación.*

Para el adecuado seguimiento y evaluación del cumplimiento de los objetivos de la presente Ley, además de los informes periódicos de seguimiento de los diferentes planes y

programas, cada cuatro años se realizará una evaluación de los distintos instrumentos de planificación incluidos en esta Ley:

a) La planificación indicativa del modelo de generación de energía.
b) La planificación vinculante de las infraestructuras y redes de energía.
c) Los planes de energías renovables.
d) Los planes nacionales y programas de ahorro y eficiencia energética.

[. . .]

Artículo 107. *Fines comunes de las políticas públicas para un medio urbano sostenible.*

(Derogado)

Artículo 108. *Información al servicio de las políticas públicas para un medio urbano sostenible.*

(Derogado)

Artículo 109. *Rehabilitación y renovación para la sostenibilidad del medio urbano.*

(Derogado)

Artículo 110. *Actuaciones de renovación y rehabilitación urbanas.*

(Derogado)

Artículo 111. *Obras e instalaciones necesarias para la mejora de la calidad y sostenibilidad del medio urbano.*

(Derogado)

[. . .]

Disposición final quincuagésima primera. *Autorización al Gobierno para la aprobación del procedimiento básico de certificación energética en edificios existentes.*

Se autoriza al Gobierno para que, mediante Real Decreto y en el plazo de seis meses, a contar desde la entrada en vigor de esta Ley, apruebe el procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética en los edificios existentes establecida en el artículo 83. Dicho desarrollo reglamentario incorporará los supuestos de excepción y los sistemas de certificación previstos en los artículos 4 y 7, respectivamente, de la Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios.

[. . .]

§ 6

Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 312, de 28 de diciembre de 2012
Última modificación: 26 de junio de 2022
Referencia: BOE-A-2012-15649

JUAN CARLOS I

REY DE ESPAÑA

A todos los que la presente vieren y entendieren.

Sabed: Que las Cortes Generales han aprobado y Yo vengo en sancionar la siguiente ley.

PREÁMBULO

I

La presente Ley tiene como objetivo armonizar nuestro sistema fiscal con un uso más eficiente y respetuoso con el medioambiente y la sostenibilidad, valores que inspiran esta reforma de la fiscalidad, y como tal en línea con los principios básicos que rigen la política fiscal, energética, y por supuesto ambiental de la Unión Europea.

En la sociedad actual, la incidencia, cada vez mayor de la producción y el consumo de energía en la sostenibilidad ambiental requiere de un marco normativo y regulatorio que garantice a todos los agentes el adecuado funcionamiento del modelo energético que, además, contribuya a preservar nuestro rico patrimonio ambiental.

El fundamento básico de esta Ley se residencia en el artículo 45 de la Constitución, precepto en el que la protección de nuestro medio ambiente se configura como uno de los principios rectores de las políticas sociales y económicas. Por ello, uno de los ejes de esta reforma tributaria será la internalización de los costes medioambientales derivados de la producción de la energía eléctrica y del almacenamiento del combustible nuclear gastado o de los residuos radiactivos. De esta forma, la Ley ha de servir de estímulo para mejorar nuestros niveles de eficiencia energética a la vez que permiten asegurar una mejor gestión de los recursos naturales y seguir avanzando en el nuevo modelo de desarrollo sostenible, tanto desde el punto de vista económico y social, como medioambiental.

La presente reforma contribuye además a la integración de las políticas medioambientales en nuestro sistema tributario, en el cual tienen cabida tanto tributos específicamente ambientales, como la posibilidad de incorporar el elemento ambiental en otros tributos ya existentes.

Los valores y objetivos que informan la presente Ley tienen vocación transversal y por lo tanto deben ser un eje básico de la coherencia de las medidas sectoriales, especialmente cuando inciden en un sector de tanto impacto económico y ambiental para el país como es el sector energético.

A tal fin, mediante esta Ley se regulan tres nuevos impuestos: el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas; se crea un canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica; se modifican los tipos impositivos establecidos para el gas natural y el carbón, suprimiéndose además las exenciones previstas para los productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica y en la cogeneración de electricidad y calor útil.

II

En este sentido y con el fin también de favorecer el equilibrio presupuestario, se establece en el Título I de esta Ley, un impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, de carácter directo y naturaleza real, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica en el sistema eléctrico español.

Este impuesto gravará la capacidad económica de los productores de energía eléctrica cuyas instalaciones originan importantes inversiones en las redes de transporte y distribución de energía eléctrica para poder evacuar la energía que vierten a las mismas, y comportan, por sí o como resultas de la propia existencia y desarrollo de las tales redes, indudables efectos medioambientales, así como la generación de muy relevantes costes necesarios para el mantenimiento de la garantía de suministro. El impuesto se aplicará a la producción de todas las instalaciones de generación.

III

El Título II de esta Ley contiene la regulación de los otros dos nuevos impuestos a los que se ha hecho referencia: el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica y el impuesto sobre la actividad de almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas.

La generación de energía eléctrica mediante la utilización de energía nuclear supone la asunción por parte de la sociedad de una serie de cargas y servidumbres, debido a las peculiaridades inherentes a este tipo de energía, cuyo impacto económico es difícil de evaluar. La sociedad ha de hacerse cargo de una serie de responsabilidades derivadas de los aspectos específicos que inciden en dicha generación, tales como la gestión de los residuos radiactivos generados y el uso de materiales que pueden ser utilizados para fines no pacíficos.

Aunque en el Plan General de Residuos Radiactivos se prevén las necesidades de financiación, basadas en las mejores estimaciones disponibles, la valoración del coste total del desmantelamiento de las centrales nucleares y la gestión definitiva de los residuos radiactivos mantienen un alto grado de incertidumbre que, en última instancia, se trasladaría a la sociedad, tras el cese de la explotación de las centrales nucleares particularmente en lo que se refiere a la gestión definitiva del combustible nuclear gastado y de los residuos de alta actividad, ya que los desarrollos tecnológicos pueden condicionar la forma en la que finalmente se lleve a cabo dicha gestión y, en consecuencia, los costes asociados a la misma.

Asimismo, dada la larga vida de determinados residuos radiactivos, que trasciende a generaciones, tras la gestión definitiva de éstos será necesario el establecimiento de las medidas necesarias para evitar que cualquier agente externo pueda provocar su dispersión en el medio ambiente u otro tipo de efecto no deseado, lo que exigirá una supervisión institucional a largo plazo de la que deberá hacerse cargo el Estado. Así se contempla en el artículo 38 bis de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear, en la que se dispone

que el Estado asuma la titularidad de los residuos radiactivos una vez se haya procedido a su almacenamiento definitivo y, asimismo, que asuma la vigilancia que, en su caso, pudiera requerirse tras la clausura de una instalación nuclear una vez haya transcurrido el periodo de tiempo que se establezca en la correspondiente declaración de clausura.

Otra de las características que singulariza a la industria nucleoeléctrica la constituye el uso y generación de unos materiales que han de estar sometidos a un estricto control para evitar su utilización con fines no pacíficos o cualquier otro tipo de acto malintencionado sobre los mismos, lo que obliga a España, en su condición de Parte del Tratado sobre la no proliferación de armas nucleares (hecho en Londres, Moscú y Washington el 1 de julio de 1968 y ratificado por España el 13 de octubre de 1987) y de la Convención sobre la protección física de los materiales nucleares (hecha en Viena y Nueva York el 3 de marzo de 1980, firmada por España el 7 de abril de 1986 y ratificada, como Estado miembro de EURATOM, el 6 de septiembre de 1991) a hacer frente a las responsabilidades que de ello se deriva y, en consecuencia, a la aplicación de los recursos correspondientes.

Asimismo, el Estado debe aportar los recursos necesarios para mantener operativos los planes de emergencia nuclear existentes en cada una de las provincias en las que existen instalaciones nucleares.

A la vista de lo anterior, se considera adecuado el establecimiento de un gravamen sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en las centrales nucleares, así como sobre su almacenamiento en instalaciones centralizadas, al objeto de compensar a la sociedad por las cargas que debe soportar como consecuencia de dicha generación.

IV

La imposición sobre hidrocarburos además de ser una fuente relevante de ingresos tributarios constituye un potente instrumento al servicio de la política de protección del medio ambiente plenamente asentado en nuestro ordenamiento jurídico.

Si bien los combustibles líquidos destinados principalmente al transporte por carretera o al sector residencial, han venido contribuyendo a estos objetivos a través de sus tipos actuales del Impuesto sobre Hidrocarburos, el gas natural ha venido disfrutando de un tipo impositivo igual a cero, permitido temporalmente por el artículo 15.1.g) de la Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad.

La inminencia del final del periodo indicado en la Directiva 2003/96/CE, el incremento en las cuotas nacionales de consumo de gas natural que se ha producido durante estos años, así como, la coherencia en el tratamiento de las diferentes fuentes de energía, aconsejan aplicar niveles de imposición estrictamente positivos para aquellos usos del gas natural que se encuentran regulados a tipo cero, por lo que en el Título III de esta Ley, mediante la modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales (BOE de 29 de diciembre), se establece un tipo positivo al gas natural utilizado como carburante en motores estacionarios, así como, al gas natural destinado a usos distintos a los de carburante.

No obstante, para mantener la competitividad del sector industrial, al amparo de lo establecido en la normativa comunitaria citada que permite diferenciar para un mismo producto el nivel nacional de imposición en determinadas circunstancias o condiciones estables, respetando los niveles mínimos comunitarios de imposición y las normas del mercado interior y de competencia, se establece una imposición reducida al gas natural para usos profesionales siempre que no se utilice en procesos de generación y cogeneración eléctrica.

De otro lado, la Ley revisa el tratamiento fiscal aplicable a los diferentes productos energéticos utilizados para la producción de electricidad. Las actividades de generación de electricidad a partir de combustibles fósiles constituyen grandes focos de emisión de gases de efecto invernadero, por lo que desde un punto de vista fiscal, se ha llegado a la consideración de que esta forma de generación de electricidad ha de ser gravada de forma más acorde, en relación con las externalidades que produce.

Bajo estas premisas, se suprimen determinadas exenciones previstas en el artículo 51.2.c) y 79.3.a) de la Ley 38/1992, ello, en concordancia con lo dispuesto en el artículo

14.1.a) de la Directiva 2003/96/CE, que permite a los Estados miembros para tales fines someter a gravamen a los productos energéticos utilizados para producir electricidad, y, con el artículo 15.1.c) de la citada Directiva por lo que se refiere a la generación combinada de calor y electricidad.

En este mismo sentido, para dar un tratamiento análogo a la producción de electricidad a partir de fuentes de energía fósil, se eleva el tipo de gravamen sobre el carbón, y al mismo tiempo, se crean tipos específicos que gravan los fuelóleos y los gasóleos destinados a la producción de energía eléctrica o a la cogeneración de electricidad y calor útil.

V

Finalmente, en el Título IV de esta ley se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio.

En particular, dicho Título regula el régimen económico-financiero de la utilización del dominio público hidráulico. Así, dispone que las Administraciones públicas competentes, en virtud del principio de recuperación de costes y teniendo en cuenta proyecciones económicas a largo plazo, establecerán los oportunos mecanismos para repercutir los costes de los servicios relacionados con la gestión del agua, incluyendo los costes ambientales y del recurso, en los diferentes usuarios finales.

El citado texto refundido de la Ley de Aguas en sus artículos 112 a 114 contempla cuatro exacciones distintas vinculadas al agua: el canon de utilización de bienes de dominio público, el canon de vertido que grava los vertidos al dominio público hidráulico, el canon de regulación que grava el beneficio particular obtenido por obras de regulación hechas por el Estado y la tarifa de utilización del agua que grava los beneficios particulares obtenidos por obras del Estado distintas de las de regulación.

En particular, el artículo 112 del texto refundido de la Ley de Aguas establece que el canon de utilización se aplica sólo a la ocupación, utilización y aprovechamiento del dominio público hidráulico definido en los apartados b) y c) del artículo 2 de la misma ley, es decir a la utilización de los cauces de corrientes naturales, continuas o discontinuas y de los lechos de los lagos y lagunas y los de los embalses superficiales en cauces públicos. Queda así fuera de la definición de este canon el uso de las aguas continentales a que se refiere el apartado a) del mismo artículo 2 del texto refundido de la Ley de Aguas.

Esta realidad que es una anomalía respecto al régimen común de los bienes de dominio público ha perdurado por razones históricas si bien hoy carece de razonabilidad económica, al menos en cuanto a un uso puramente industrial y en régimen de mercado como es el de producción de energía eléctrica.

Actualmente, la calidad general de las aguas continentales españolas hace necesaria su protección a fin de salvaguardar uno de los recursos naturales necesarios para la sociedad. En este sentido deben reforzarse las políticas de protección del dominio público hidráulico. A tal fin, se hace necesaria la obtención de recursos que deben ser aportados por quienes obtienen un beneficio de su utilización privativa o aprovechamiento especial para la producción de energía eléctrica.

El objeto de esta modificación por tanto, es establecer un nuevo canon a los bienes de dominio público descritos en el apartado a) del artículo 2 de la misma ley, es decir, a la utilización o aprovechamiento de las aguas continentales para su explotación hidroeléctrica.

TÍTULO I

Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica

Artículo 1. *Naturaleza.*

El impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica es un tributo de carácter directo y naturaleza real que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, a través de cada una de las instalaciones indicadas en el artículo 4 de esta Ley.

Artículo 2. *Ámbito territorial.*

1. El impuesto se aplicará en todo el territorio español.

2. Lo dispuesto en el apartado anterior se entenderá sin perjuicio de los regímenes tributarios forales de concierto y convenio económico en vigor, respectivamente, en los Territorios del País Vasco y en la Comunidad Foral de Navarra.

Artículo 3. *Tratados y convenios.*

Lo establecido en esta ley se entenderá sin perjuicio de lo dispuesto en los tratados y convenios internacionales que hayan pasado a formar parte del ordenamiento interno, de conformidad con el artículo 96 de la Constitución Española.

Artículo 4. *Hecho imponible.*

1. Constituye el hecho imponible la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica medida en barras de central, incluidos el sistema eléctrico peninsular y los territorios insulares y extrapeninsulares, en cualquiera de las instalaciones a las que se refiere el Título IV de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

2. La producción en barras de central, a efectos de esta Ley, se corresponderá con la energía medida en bornes de alternador minorada en los consumos auxiliares en generación y en las pérdidas hasta el punto de conexión a la red.

3. Respecto a los conceptos y términos con sustantividad propia que aparecen en la Ley, salvo los definidos en ella, se estará a lo dispuesto en la normativa del sector eléctrico de carácter estatal.

Artículo 5. *Contribuyentes.*

Son contribuyentes del impuesto las personas físicas o jurídicas y las entidades a que se refiere el artículo 35.4 de la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria que realicen las actividades señaladas en el artículo 4.

Artículo 6. *Base imponible.*

1. La base imponible del impuesto estará constituida por el importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, por cada instalación, en el período impositivo.

A estos efectos, en el cálculo del importe total se considerarán las retribuciones previstas en todos los regímenes económicos que se deriven de lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en el período impositivo correspondiente, así como las previstas en el régimen económico específico para el caso de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica en los territorios insulares y extrapeninsulares.

Cuando se realicen operaciones entre personas o entidades vinculadas, conforme a lo dispuesto en la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, la retribución no podrá ser inferior al valor de mercado. Se entenderá por valor de mercado aquel que se habría acordado por personas o entidades independientes en condiciones que respeten el principio de libre competencia. A estos efectos, para la determinación del valor de mercado se aplicará cualquiera de los métodos recogidos en la Ley 27/2014, de 27 de noviembre.

2. La base imponible definida en el apartado anterior se determinará para cada instalación en la que se realicen las actividades señaladas en el artículo 4 de esta Ley.

Artículo 7. *Período impositivo y devengo.*

1. El período impositivo coincidirá con el año natural, salvo en el supuesto de cese del contribuyente en el ejercicio de la actividad en la instalación, en cuyo caso finalizará el día en que se entienda producido dicho cese.

2. El impuesto se devengará el último día del período impositivo.

Artículo 8. *Tipo de gravamen.*

El Impuesto se exigirá al tipo del 7 por ciento.

Artículo 9. *Cuota íntegra.*

La cuota íntegra es la cantidad resultante de aplicar a la base imponible el tipo de gravamen.

Artículo 10. *Liquidación y pago.*

1. Los contribuyentes estarán obligados a autoliquidar el impuesto e ingresar la cuota dentro del mes de noviembre posterior al de devengo del impuesto, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas. A estos efectos deberán tenerse en cuenta las medidas definitivas de la producción eléctrica.

2. Entre el día 1 y el 20 de los meses de mayo, septiembre, noviembre y febrero del año siguiente, los contribuyentes que realicen el hecho imponible deberán efectuar un pago fraccionado correspondiente al período de los tres, seis, nueve o doce meses de cada año natural, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

3. Los pagos fraccionados se calcularán en función del valor de la producción de energía eléctrica en barras de central realizada desde el inicio del período impositivo hasta la finalización de los tres, seis, nueve o doce meses a que se refiere el apartado anterior, aplicándose el tipo impositivo previsto en el artículo 8 de esta Ley y deduciendo el importe de los pagos fraccionados previamente realizados.

A estos efectos, se tomará como valor de la producción el importe total que corresponda percibir por el contribuyente, por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica medida en barras de central, por cada instalación en el correspondiente período.

No obstante, cuando el valor de la producción incluidas todas las instalaciones, no supere 500.000 euros en el año natural anterior, los contribuyentes estarán obligados a efectuar exclusivamente el pago fraccionado cuyo plazo de liquidación está comprendido entre el día 1 y 20 del mes de noviembre.

Tratándose de contribuyentes que hubieran desarrollado la actividad por un plazo inferior al año natural durante el año anterior, el valor de la producción se elevará al año.

4. En caso de inicio de la actividad con posterioridad a 1 de enero, los pagos fraccionados a cuenta de la liquidación correspondiente al período impositivo que esté en curso, se realizarán, en su caso, en el plazo de liquidación correspondiente al trimestre en el que el valor de la producción calculado desde el inicio del período impositivo supere los 500.000 euros, incluidas todas las instalaciones.

5. Si el importe total que corresponda percibir al contribuyente no resultara conocido en el momento de la realización de los pagos fraccionados, el contribuyente deberá fijarlo provisionalmente en función de la última liquidación provisional realizada por el operador del sistema y, en su caso, por la Comisión Nacional de Energía, con anterioridad al inicio del plazo de realización del pago correspondiente.

Artículo 11. *Infracciones y sanciones.*

Las infracciones tributarias relativas al presente impuesto serán calificadas y sancionadas de conformidad con lo previsto en la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria.

TÍTULO II

Impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica y el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 12. *Naturaleza.*

El impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas son tributos de carácter directo y naturaleza real, que gravan las actividades que, integrando su respectivo hecho imponible, se definen en los artículos 15 y 19 de esta Ley.

Artículo 13. *Ámbito territorial.*

1. Los impuestos se aplicarán en todo el territorio español.
2. Lo dispuesto en el apartado anterior se entenderá sin perjuicio de los regímenes tributarios forales de concierto y convenio económico en vigor, respectivamente, en los Territorios del País Vasco y en la Comunidad Foral de Navarra.

Artículo 14. *Tratados y Convenios.*

Lo establecido en esta Ley se entenderá sin perjuicio de lo dispuesto en los tratados y convenios internacionales que hayan pasado a formar parte del ordenamiento interno, de conformidad con el artículo 96 de la Constitución Española.

CAPÍTULO II

Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica

Artículo 15. *Hecho imponible.*

1. Constituye el hecho imponible, en los términos que se previenen en los artículos siguientes:

a) La producción de combustible nuclear gastado resultante de cada reactor nuclear.
b) La producción de residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica.

2. A efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado anterior, tiene la consideración de combustible nuclear gastado el combustible nuclear irradiado cuando es extraído definitivamente del reactor.
En el caso en el que el combustible nuclear gastado extraído del reactor se reintroduzca con posterioridad en dicho reactor, habiéndose producido el hecho imponible recogido en la letra a) de este artículo en una extracción anterior, no dará lugar a un nuevo hecho imponible la ulterior extracción.

Artículo 16. *Contribuyentes.*

1. Son contribuyentes las personas físicas o jurídicas y las entidades a que se refiere el artículo 35.4 de la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria, que realicen cualquiera de las actividades señaladas en el artículo anterior.

2. Serán responsables solidarios de la deuda tributaria del impuesto los propietarios de las instalaciones nucleares que generen el hecho imponible cuando no coincidan con quienes las exploten.

Artículo 16 bis. *Infracciones y sanciones.*

Las infracciones tributarias relativas a los presentes impuestos serán calificadas y sancionadas de conformidad con lo previsto en la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria.

CAPÍTULO III

Combustible nuclear gastado

Artículo 17. *Base imponible.*

1. Constituye la base imponible los kilogramos de metal pesado contenidos en el combustible nuclear gastado, entendiéndose como metal pesado el uranio y el plutonio contenidos en el mismo.

2. La base imponible, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 15.1.a) anterior, se determinará para cada reactor nuclear del que se extraiga el combustible nuclear gastado.

3. En los supuestos de cese definitivo de la explotación, la base imponible correspondiente a la extracción definitiva de todo el combustible de un reactor estará constituida por la media aritmética del peso del metal pesado contenido en el combustible nuclear extraído definitivamente del reactor en las cuatro paradas de recarga anteriores.

Artículo 17 bis. *Tipo impositivo y cuota tributaria.*

La cuota tributaria será el resultado de aplicar a la base imponible el tipo impositivo de 2.190 euros por kilogramo de metal pesado.

Artículo 17 ter. *Período impositivo y devengo.*

1. El período impositivo coincidirá con el ciclo de operación de cada reactor, existiendo, para cada contribuyente, tantos periodos impositivos como reactores. Se entenderá por ciclo de operación el periodo de tiempo que transcurre entre dos paradas de recarga sucesivas del reactor. Asimismo, se considerará que el ciclo de operación se inicia en la fecha en que se produce la conexión a la red eléctrica tras una parada de recarga, y finaliza cuando se vuelve a conectar tras la parada de recarga siguiente.

2. En el supuesto de cese del contribuyente en el desarrollo de la actividad que constituye el hecho imponible a que se refiere el artículo 15.1.a), el período impositivo finalizará en el día en que se entiende producido dicho cese.

3. El impuesto se devengará el último día del período impositivo.

Artículo 17 quáter. *Liquidación y pago.*

1. Los contribuyentes estarán obligados a autoliquidar el impuesto e ingresar la cuota dentro de los veinte primeros días naturales del mes siguiente a la conclusión de cada período impositivo, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

2. En los primeros 20 días naturales de los meses de junio y diciembre los contribuyentes deberán efectuar un pago fraccionado a cuenta de la liquidación correspondiente a cada periodo impositivo que esté en curso el día 1 de cada uno de los meses indicados, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

3. La base para calcular el pago fraccionado estará constituida por los kilogramos de metal pesado que se estime contenga el combustible nuclear gastado a extraer definitivamente del reactor a la finalización del correspondiente periodo impositivo en curso, multiplicado por el siguiente cociente:

– en el numerador, el número de días transcurridos entre la fecha de inicio del periodo impositivo en curso y el día anterior al inicio de cada uno de los periodos de ingreso del pago fraccionado;

– en el denominador, el número de días previstos de duración del periodo impositivo en curso.

La cuantía del pago fraccionado será el resultado de aplicar a la base prevista en el párrafo anterior el tipo impositivo establecido en el artículo 17 bis y deducir los pagos fraccionados efectuados correspondientes al periodo impositivo.

CAPÍTULO IV

Residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica

Artículo 18. *Base imponible.*

1. Constituye la base imponible los metros cúbicos de residuos radiactivos de media, baja y muy baja actividad producidos, que han sido acondicionados para su almacenamiento con carácter temporal en el propio emplazamiento de la instalación.

2. La base imponible definida en este artículo se determinará para cada instalación en la que se realicen las actividades que constituyen el hecho imponible de este impuesto.

Artículo 18 bis. *Tipo impositivo y cuota tributaria.*

La cuota tributaria será el resultado de aplicar a la base imponible los siguientes tipos impositivos:

a) Para residuos radiactivos de baja y media actividad, 6.000 euros por metro cúbico.

b) Para residuos radiactivos de muy baja actividad, 1.000 euros por metro cúbico.

Artículo 18 ter. *Período impositivo y devengo.*

1. El periodo impositivo coincidirá con el año natural.

2. En el supuesto de cese del contribuyente en el desarrollo de la actividad que constituye el hecho imponible a que se refiere el artículo 15.1.b), el período impositivo finalizará en el día en que se entiende producido dicho cese.

3. El impuesto se devengará el último día del período impositivo.

Artículo 18 quáter. *Liquidación y pago.*

1. Los contribuyentes estarán obligados a autoliquidar el impuesto e ingresar la cuota dentro de los veinte primeros días naturales del mes siguiente a la conclusión del período impositivo, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

2. En los primeros 20 días naturales de los meses de junio y diciembre los contribuyentes deberán efectuar un pago fraccionado a cuenta de la liquidación correspondiente al periodo impositivo que esté en curso el día 1 de cada uno de los meses indicados, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

3. El importe de los pagos fraccionados se calculará en función de las magnitudes determinantes de la base imponible que correspondan a cada período de pago fraccionado de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 2 de este artículo, y aplicando el correspondiente tipo impositivo del artículo 18 bis.

CAPÍTULO V

Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas

Artículo 19. *Hecho imponible.*

Constituye el hecho imponible del impuesto la actividad de almacenamiento de combustible nuclear gastado y de residuos radiactivos en una instalación centralizada.

A los efectos de este impuesto, se entenderá como almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos a toda actividad consistente en la inmovilización temporal o definitiva de los mismos, con independencia de la forma en que se realice, y como instalación centralizada a aquella que pueda almacenar estos materiales procedentes de diversas instalaciones u orígenes.

Artículo 20. *Exenciones.*

Estará exento del impuesto el almacenamiento de residuos radiactivos procedentes de actividades médicas o científicas, así como de residuos radiactivos procedentes de incidentes excepcionales en instalaciones industriales no sujetas a la reglamentación nuclear que sean calificados como tales por el Consejo de Seguridad Nuclear o detectados en dichas instalaciones, y gestionados en el marco de los acuerdos a que hace referencia el artículo 11.2 del Real Decreto 229/2006, de 24 de febrero, sobre el control de fuentes radiactivas encapsuladas de alta actividad y fuentes huérfanas.

Téngase en cuenta que la referencia que se hace al artículo 11.2 del Real Decreto 229/2006, de 24 de febrero, artículo derogado por la disposición derogatoria única del Real Decreto 451/2020, de 10 de marzo, se entenderá hecha al artículo 5 de este Real Decreto, según establece la disposición final segunda del mismo. Ref. BOE-A-2020-4667

Artículo 21. *Contribuyentes.*

Son contribuyentes del impuesto las personas físicas o jurídicas y las entidades a que se refiere el apartado 4 del artículo 35 de la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria, que sean titulares de las instalaciones en las que se realicen las actividades señaladas en el artículo 19.

Artículo 22. *Base imponible.*

1. Constituye la base imponible del impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas:

a) La diferencia entre el peso del metal pesado contenido en el combustible nuclear gastado almacenado a la finalización y al inicio del período impositivo, expresado en kilogramos.

b) La diferencia entre el volumen de residuos radiactivos de alta actividad, distintos del combustible nuclear gastado, o de media actividad y vida larga, almacenados a la finalización y al inicio del período impositivo, expresado en metros cúbicos.

c) El volumen de residuos radiactivos de media actividad no incluidos en el apartado b), y de baja o muy baja actividad, introducidos en la instalación para su almacenamiento durante el período impositivo, expresado en metros cúbicos.

2. La base imponible definida en este artículo se determinará para cada instalación en la que se realicen las actividades que constituyen el hecho imponible de este impuesto.

Artículo 23. *Base liquidable en el almacenamiento centralizado de residuos de media, baja y muy baja actividad.*

1. En el almacenamiento centralizado de residuos de media, baja y muy baja actividad, a que se refiere el apartado 1.c) del artículo 22, la base liquidable se obtendrá por aplicación a la base imponible de un coeficiente multiplicador K de reducción, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$BL = K \times BI$$

En la que:

BL: Base liquidable.
BI: Base imponible.

2. El coeficiente K se obtendrá por la aplicación de la siguiente fórmula,

$$K = \frac{V_{NC} + V_C \times f_C + V_{SI} \times f_{SI} + V_{LI} \times f_{LI} + V_{MX} \times f_{MX}}{V_{NC} + V_C + V_{SI} + V_{LI} + V_{MX}}$$

En la que:

V_{NC}: Volumen de residuos no compactables ni incinerables introducidos para su almacenamiento definitivo.
V_C: Volumen de residuos compactables introducidos para su almacenamiento definitivo.
f_C: Factor de reducción de volumen por compactación.
V_{SI}: Volumen de residuos sólidos que se someten a tratamiento de incineración previo al almacenamiento definitivo.
f_{SI}: Factor de reducción de volumen por incineración de residuos sólidos.
V_{LI}: Volumen de residuos líquidos que se someten a tratamiento de incineración previo al almacenamiento definitivo.
f_{LI}: Factor de reducción de volumen por incineración de residuos líquidos.
V_{MX}: Volumen de residuos que se someten a tratamiento mixto de compactación e incineración previo al almacenamiento definitivo.
f_{MX}: Factor de reducción de volumen por tratamiento mixto de compactación e incineración.

3. Los factores de reducción tomarán los valores siguientes:

Factor	Valor
f_C	$\frac{1}{2,6}$
f_{SI}	$\frac{1}{12,1}$
f_{LI}	$\frac{1}{15,3}$
f_{MX}	$\frac{1}{7,8}$

Artículo 24. *Tipo impositivo y cuota tributaria.*

1. La cuota tributaria será el resultado de aplicar a la base imponible, o a la base liquidable de acuerdo con lo establecido en el artículo 23, los siguientes tipos impositivos:

a) En el almacenamiento de combustible gastado a que se refiere el apartado 1.a) del artículo 22, el tipo será de 70 euros por kilogramo de metal pesado.
b) En el almacenamiento de residuos radiactivos a que se refiere el apartado 1.b) del artículo 22, el tipo será de 30.000 euros por metro cúbico de residuo radiactivo.
c) En el almacenamiento de residuos radiactivos a que se refiere el apartado 1.c) del artículo 22:

1.º Para residuos radiactivos de baja y media actividad, el tipo será de 10.000 euros por metro cúbico.

2.º Para residuos radiactivos de muy baja actividad, el tipo será de 2.000 euros por metro cúbico.

Artículo 25. *Período impositivo y devengo.*

1. El período impositivo coincidirá con el año natural, salvo en el supuesto de cese del contribuyente en el desarrollo de las actividades que constituye el hecho imponible a que se refiere el artículo 19, en cuyo caso finalizará en el día en que se entienda producido dicho cese.

2. El impuesto se devengará el último día del período impositivo.

Artículo 26. *Liquidación y pago.*

1. Los contribuyentes estarán obligados a autoliquidar el impuesto e ingresar la cuota resultante en el plazo de los primeros 20 días naturales siguientes al devengo del impuesto, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

2. En los primeros 20 días naturales de los meses de abril, julio y octubre, los contribuyentes que realicen el hecho imponible establecido en el artículo 19 deberán efectuar un pago fraccionado a cuenta de la liquidación correspondiente al período impositivo en curso, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

El importe de los pagos fraccionados se calculará en función de las magnitudes determinantes de la base imponible que correspondan al trimestre natural anterior al inicio del plazo de realización de cada uno de los pagos fraccionados, y aplicando el tipo impositivo a que se refiere el artículo 24 de la Ley.

Artículo 27. *Infracciones y sanciones.*

Las infracciones tributarias relativas a este impuesto serán calificadas y sancionadas de conformidad con lo previsto en la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria.

TÍTULO III

Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales

Artículo 28. *Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.*

Se modifica la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, en los siguientes términos:

Uno. Se añade un apartado 14 en el artículo 7, con la siguiente redacción:

> «14. No obstante lo establecido en los apartados anteriores de este artículo, cuando la salida del gas natural de las instalaciones consideradas fábricas o depósitos fiscales se produzca en el marco de un contrato de suministro de gas natural efectuado a título oneroso, el devengo del impuesto sobre hidrocarburos se producirá en el momento en que resulte exigible la parte del precio correspondiente al gas natural suministrado en cada período de facturación. Lo anterior no será de aplicación cuando el destino del gas natural sea otra fábrica o depósito fiscal.
>
> Para la aplicación de lo previsto en el apartado 1 de este artículo, en relación con los suministros de gas natural distintos de aquellos a los que se refiere el párrafo anterior, los sujetos pasivos podrán considerar que el conjunto del gas natural suministrado durante períodos de hasta sesenta días consecutivos, ha salido de fábrica o depósito fiscal el primer día del mes natural siguiente a la conclusión del referido período.»

Dos. Se modifica el apartado 3 del artículo 8, en los siguientes términos:

«3. Son sujetos pasivos, en calidad de sustitutos del contribuyente, los representantes fiscales a que se refiere el apartado 28 del artículo 4 de esta Ley.

También son sujetos pasivos, en calidad de sustitutos del contribuyente, quienes realicen los suministros de gas natural a título oneroso en el supuesto previsto en el párrafo primero del apartado 14 del artículo 7 de esta Ley.»

Tres. Se modifica la Tarifa 1.ª del apartado 1 del artículo 50 y el apartado 3 del mismo artículo de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, que quedan redactados de la siguiente forma:

«Tarifa 1.ª:

Epígrafe 1.1 Gasolinas con plomo: 433,79 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.2.1 Gasolinas sin plomo de 98 I.O. o de octanaje superior: 431,92 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.2.2 Las demás gasolinas sin plomo: 400,69 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.3 Gasóleos para uso general: 307 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.4 Gasóleos utilizables como carburantes en los usos previstos en el apartado 2 del artículo 54 y, en general, como combustible, con exclusión de los del epígrafe 1.16: 78,71 euros por 1.000 litros de tipo general y 6 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.5 Fuelóleos, con exclusión de los del epígrafe 1.17: 14 euros por tonelada de tipo general y 1 euro por tonelada de tipo especial.

Epígrafe 1.6 GLP para uso general: 57,47 euros por tonelada.

Epígrafe 1.8 GLP destinados a usos distintos a los de carburante: 15 euros por tonelada.

Epígrafe 1.9 Gas natural para uso general: 1,15 euros por gigajulio.

Epígrafe 1.10 Gas natural destinado a usos distintos a los de carburante, así como el gas natural destinado al uso como carburante en motores estacionarios: 0,65 euros por gigajulio.

No obstante, se establece un tipo reducido de 0,15 euros por gigajulio para el gas natural destinado a usos con fines profesionales siempre y cuando no se utilice en procesos de generación y cogeneración eléctrica.

Epígrafe 1.11 Queroseno para uso general: 306 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.12 Queroseno destinado a usos distintos de los de carburante: 78,71 euros por 1.000 litros.

Epígrafe 1.13 Bioetanol y biometanol para uso como carburante:

a) Bioetanol y biometanol mezclado con gasolinas sin plomo de 98 I.O. o de octanaje superior: 431,92 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

b) Bioetanol y biometanol, mezclado con las demás gasolinas sin plomo o sin mezclar: 400,69 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.14 Biodiesel para uso como carburante: 307 euros por 1.000 litros de tipo general y 24 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.15 Biodiesel para uso como carburante en los usos previstos en el apartado 2 del artículo 54 y, en general, como combustible, y biometanol para uso como combustible: 78,71 euros por 1.000 litros de tipo general y 6 euros por 1.000 litros de tipo especial.

Epígrafe 1.16 Gasóleos destinados a la producción de energía eléctrica o a la cogeneración de energía eléctrica y de calor en instalaciones cuya actividad de producción quede comprendida en el ámbito de aplicación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico: 29,15 euros por 1.000 litros.

Epígrafe 1.17 Fuelóleos destinados a la producción de energía eléctrica o a la cogeneración de energía eléctrica y de calor en instalaciones cuya actividad de producción quede comprendida en el ámbito de aplicación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico: 12,00 euros por tonelada.

3. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado 7 del artículo 8, la aplicación de los tipos reducidos fijados para los epígrafes 1.4, 1.12, 1.15, 1.16 y 2.10 queda condicionada al cumplimiento de las condiciones que se establezcan reglamentariamente en cuanto a la adición de trazadores y marcadores, así como a la utilización realmente dada a los productos. Tales condiciones podrán comprender el empleo de medios de pago específicos.»

Cuatro. Se suprime el artículo 51.2.c) y el artículo 51.4 queda redactado de la siguiente forma:

«4. La fabricación e importación de los productos clasificados en el código NC 2705 que se destinen a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y calor en centrales combinadas o a su autoconsumo en las instalaciones donde se hayan generado. A los efectos de la aplicación de esta exención se consideran:

1.º Central eléctrica: La instalación cuya actividad de producción de energía eléctrica queda comprendida en el ámbito de aplicación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y cuyo establecimiento y funcionamiento hayan sido autorizados con arreglo a lo establecido en el Capítulo I del Título IV de dicha Ley.

2.º Central combinada: La instalación cuya actividad de producción de electricidad o de cogeneración de energía eléctrica y calor útil para su posterior aprovechamiento energético queda comprendida en el ámbito de aplicación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y cuyo establecimiento y funcionamiento hayan sido autorizadas con arreglo a lo establecido en el Capítulo II del Título IV de dicha Ley.»

Cinco. Se modifica el apartado 4, que queda redactado de la siguiente forma, y se suprime el apartado 5, ambos del artículo 52 bis:

«4. La base de la devolución estará constituida por el volumen de gasóleo que haya sido adquirido por el interesado y destinado a su utilización como carburante en los vehículos mencionados en el apartado 2 anterior. La base así determinada se expresará en miles de litros.

Para la aplicación del tipo autonómico de la devolución, la base de la devolución estará constituida por el volumen de gasóleo que haya sido adquirido por el interesado en el territorio de la Comunidad Autónoma que lo haya establecido y haya sido destinado a su utilización como carburante en los vehículos mencionados en el apartado 2 anterior. La base así determinada se expresará en miles de litros.»

Seis. Se modifica la letra b) del apartado Uno del artículo 52 ter, en los siguientes términos:

«b) El importe de las cuotas a devolver será igual al resultado de aplicar el tipo de 78,71 euros por 1.000 litros sobre una base constituida por el volumen de gasóleo efectivamente empleado en la agricultura, incluida la horticultura, ganadería y silvicultura durante el período indicado, expresado en miles de litros.»

Siete. Se introduce un apartado 5 en el artículo 54, de modo que el actual apartado 5 pasa a ser el 6, quedando redactados de la siguiente forma:

«5. La utilización del gasóleo con la aplicación del tipo previsto en el epígrafe 1.16 de la tarifa 1.ª del impuesto y la utilización del fuelóleo con la aplicación del tipo previsto en el epígrafe 1.17 de la tarifa 1.ª del impuesto, estarán limitadas a los usos previstos por estos epígrafes.

6. Las prohibiciones y limitaciones establecidas en este artículo se extienden a los productos cuya utilización resulte equivalente a la de los aceites minerales

comprendidos en la tarifa 1.ª del impuesto, de acuerdo con lo establecido en el apartado 1 anterior.»

Ocho. Se introduce una letra d) en el apartado 2 del artículo 55 y se modifica la letra e) del apartado 4 del mismo artículo, con la siguiente redacción:

«Artículo 55. *2.*

d) Los que utilicen gasóleo con aplicación del tipo previsto en el epígrafe 1.16 de la tarifa 1.ª del impuesto o fuelóleo con aplicación del tipo previsto en el epígrafe 1.17 de la tarifa 1.ª del impuesto en usos distintos a los regulados por estos epígrafes y no estén incluidos en los apartados anteriores.»

«Artículo 55. *4.*

e) En los supuestos contemplados en los párrafos a) y d) del apartado 2 anterior, la sanción consistirá en multa pecuniaria fija de 600 euros.»

Nueve. Se suprime el artículo 79.3.a).

Diez. El artículo 84 queda redactado como sigue:

«Artículo 84. *Tipo de gravamen.*

El impuesto se exigirá al tipo de 0,65 euros por gigajulio.»

TÍTULO IV

Modificación del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio

Artículo 29. *Modificación del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio.*

Se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, al que se añade un artículo 112 bis con el siguiente contenido:

«Artículo 112 bis. *Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica.*

1. La utilización y aprovechamiento de los bienes de dominio público a que se refiere el párrafo a) del artículo 2 de la presente ley, para la producción de energía eléctrica en barras de central, estarán gravadas con una tasa denominada canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica, destinada a la protección y mejora del dominio público hidráulico.

2. El devengo del canon se producirá con el otorgamiento inicial y el mantenimiento anual de la concesión hidroeléctrica y será exigible en la cuantía que corresponda y en los plazos que se señalen en las condiciones de dicha concesión o autorización.

3. Serán contribuyentes del canon los concesionarios o, en su caso, quienes se subroguen en lugar de aquéllos.

4. La base imponible de la exacción se determinará por el Organismo de cuenca y será el valor económico de la energía hidroeléctrica producida, y medida en barras de central, en cada período impositivo anual por el concesionario mediante la utilización y aprovechamiento del dominio público hidráulico.

5. El tipo de gravamen anual será del 22 por ciento del valor de la base imponible y la cuota íntegra será la cantidad resultante de aplicar a la base imponible el tipo de gravamen.

6. Estarán exentos del pago de este canon los aprovechamientos hidroeléctricos explotados directamente por la Administración competente para la gestión del dominio público hidráulico.

7. El canon se reducirá en un 90 por ciento para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW, y para las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología hidráulica de bombeo y potencia superior a 50 MW, y en la forma que reglamentariamente se determine para aquellas producciones o instalaciones que se deban incentivar por motivos de política energética general.

8. La gestión y recaudación del canon corresponderá al Organismo de cuenca competente o bien a la Administración Tributaria del Estado, en virtud de convenio con aquél.

En caso de celebrarse el convenio con la Agencia Estatal de Administración Tributaria, ésta recibirá del Organismo de cuenca los datos y censos pertinentes que faciliten su gestión, e informará periódicamente a éste en la forma que se determine por vía reglamentaria. A estos efectos, la Comisión Nacional de Energía y el Operador del Sistema eléctrico estarán obligados a suministrar al Organismo de cuenca o a la Administración Tributaria cuantos datos e informes sean necesarios de acuerdo con el artículo 94 de la Ley 58/2003, de 17 de diciembre.

El 2 por ciento del canon recaudado será considerado un ingreso del Organismo de cuenca, y el 98 por ciento restante será ingresado en el Tesoro Público por el organismo recaudador.»

Disposición adicional primera. *Hechos imponibles regulados en esta Ley gravados por las Comunidades Autónomas.*

1. En la medida en que los tributos que establece esta Ley recaigan sobre hechos imponibles gravados por las Comunidades Autónomas y esto produzca una disminución de sus ingresos, será de aplicación lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley Orgánica 8/1980, de 22 de septiembre, de Financiación de las Comunidades Autónomas.

2. Lo dispuesto en el apartado anterior será únicamente de aplicación respecto de aquellos tributos propios de las Comunidades Autónomas establecidos en una Ley aprobada con anterioridad al 28 de septiembre de 2012.

Disposición adicional segunda. *Costes del sistema eléctrico.*

1. En las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos a fomento de energías renovables, un importe equivalente a la suma de la estimación de la recaudación anual derivada de los tributos incluidos en la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

2. Las aportaciones señaladas en el apartado anterior se realizarán mediante libramientos mensuales por un importe máximo de la cifra de recaudación efectiva por dichos tributos y cánones, en el mes inmediato anterior, según certificación de los órganos competentes del Ministerio de Hacienda.

La aportación que haya de realizarse en función de la recaudación del mes de diciembre se efectuará con cargo al presupuesto del ejercicio siguiente.

Disposición transitoria primera. *Adaptación de las concesiones hidroeléctricas.*

(Derogada)

Disposición transitoria segunda. *Pagos fraccionados durante 2013.*

Para el periodo impositivo iniciado el 1 de enero de 2013 y a los solos efectos de determinar si los contribuyentes que realicen el hecho imponible deben realizar pagos fraccionados en los términos que establece el artículo 10, se computará como valor de la producción anual, incluidas todas las instalaciones, el valor que hubiera correspondido a la producción realizada en el año 2012.

Tratándose de contribuyentes que hubieran desarrollado la actividad por un plazo inferior al año natural durante el año 2012, el valor de la producción se elevará al año.

Si el importe total que corresponda percibir al contribuyente no resultara conocido en el momento de la realización de los pagos fraccionados, aquel deberá fijarlo provisionalmente

en función de la última liquidación provisional realizada por el operador del sistema y, en su caso, por la Comisión Nacional de Energía.

Disposición transitoria tercera. *Cálculo de la base imponible y de los pagos fraccionados.*

No obstante lo dispuesto en el artículo 17 de esta Ley, en aquellos periodos impositivos en que se extraigan definitivamente elementos combustibles introducidos en el reactor con anterioridad al 1 de enero de 2013, para el cálculo de la base imponible del impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado correspondiente a dichos elementos, se multiplicarán los kilogramos del metal pesado contenidos en los mismos por el siguiente cociente:

– En el numerador, el número de días transcurridos desde el 1 de enero de 2013 hasta el día de finalización del periodo impositivo.
– En el denominador, el número de días transcurridos entre la fecha de conexión a la red eléctrica tras la última parada de recarga efectuada con anterioridad al 1 de enero de 2013 y el día de finalización del periodo impositivo.

Asimismo, a los efectos de dichos periodos impositivos, para el cálculo de los pagos fraccionados establecidos en el artículo 17 quáter se considerarán los kilogramos de metal pesado que resulten del cálculo anterior.

Esta disposición transitoria tercera no será de aplicación en el caso de que un reactor no contuviese combustible nuclear durante el año 2013.

Disposición transitoria cuarta. *Periodo impositivo.*

A los efectos de lo establecido en el artículo 17 ter, y con efectos exclusivos para el primer periodo impositivo, se considerará como fecha de inicio del ciclo de operación de cada reactor el día 1 de enero de 2013, excepto en el caso de que un reactor no contuviese combustible nuclear en dicha fecha, en cuyo caso se iniciará cuando se produzca la primera conexión a la red posterior a dicha fecha.

Disposición transitoria quinta. *Plazo de presentación de la autoliquidación del Impuesto.*

Los contribuyentes por el Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica que a la entrada en vigor de esta Ley hayan concluido su período impositivo deberán presentar la autoliquidación del mismo en los 20 primeros días naturales del mes de enero de 2014.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a la presente Ley.

Disposición final primera. *Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, queda modificada como sigue:

Uno. Se modifica el apartado 2 en el artículo 15, que queda redactado como sigue:

> «2. Los costes de las actividades reguladas, incluyendo entre ellos los costes permanentes de funcionamiento del sistema y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, serán financiados mediante los ingresos recaudados por peajes de acceso a las redes de transporte y distribución satisfechos por los consumidores y los productores, así como por las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado.»

Dos. Se añade un apartado 7 en el artículo 30, con la siguiente redacción:

> «7. La energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible en una instalación de generación que utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, no será objeto de régimen económico primado, salvo en

el caso de instalaciones híbridas entre fuentes de energía renovables no consumibles y consumibles, en cuyo caso la energía eléctrica imputable a la utilización de la fuente de energía renovable consumible sí podrá ser objeto de régimen económico primado.

A estos efectos, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se publicará la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles utilizados.»

Tres. El párrafo tercero del apartado 9.Primero.f de la disposición adicional sexta se modifica en los siguientes términos:

«No obstante, cuando se trate de sujetos pasivos sustitutos del contribuyente en los que no concurran las circunstancias a que se refiere el apartado 3.1 del artículo 71 del Reglamento del Impuesto sobre el Valor Añadido, aprobado por Real Decreto 1624/1992, de 29 de diciembre, el ingreso de las tasas devengadas durante cada uno de los trimestres naturales del año se hará efectivo, respectivamente, antes del día 10 de los meses de mayo, septiembre, noviembre y febrero o, en su caso, del día hábil inmediatamente posterior.»

Disposición final segunda. *Título competencial.*

La presente ley se dicta al amparo de la competencia exclusiva del Estado en materia de Hacienda General prevista en el artículo 149.1.14.ª de la Constitución Española, salvo lo dispuesto en el título IV que se dicta al amparo del artículo 149.1.22.ª de la Constitución que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando las aguas discurran por más de una Comunidad Autónoma.

Disposición final tercera. *Habilitación normativa y desarrollo reglamentario.*

1. Se habilita al Gobierno para que, en el ámbito de sus competencias, dicte las disposiciones reglamentarias necesarias para el desarrollo y aplicación de esta Ley.

2. En particular, se autoriza al Gobierno para modificar la forma de pago establecida en el artículo 29 de esta Ley.

Disposición final cuarta. *Habilitaciones a la Ley de Presupuestos Generales del Estado.*

La Ley de Presupuestos Generales del Estado podrá modificar, de conformidad con lo previsto en el artículo 134.7 de la Constitución Española, los tipos impositivos y los pagos fraccionados que se establecen en esta Ley.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

La presente Ley entrará en vigor el 1 de enero de 2013.

§ 7

Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 260, de 30 de octubre de 2013
Última modificación: 4 de julio de 2018
Referencia: BOE-A-2013-11332

JUAN CARLOS I

REY DE ESPAÑA

A todos los que la presente vieren y entendieren.

Sabed: Que las Cortes Generales han aprobado y Yo vengo en sancionar la siguiente ley.

PREÁMBULO

I

Los sistemas energéticos insulares y extrapeninsulares presentan una serie de singularidades respecto al sistema peninsular, derivados de su tamaño, características propias, reducidas economías de escala y en el aprovisionamiento de combustibles.

En particular, los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares son objeto de una regulación eléctrica singular con el doble objetivo de garantizar el suministro de energía eléctrica y su calidad al menor coste posible tal y como dispone el artículo 12 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo. Sin embargo, la configuración actual de estos sistemas presenta una serie de carencias que amenazan la seguridad de suministro y dificultan la reducción de los costes de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.

Así, resulta preciso llevar a cabo una reforma en profundidad del marco regulatorio para estos sistemas al objeto de reducir la vulnerabilidad asociada a los mismos y garantizar una mayor eficiencia técnica y económica del conjunto, que redunde simultáneamente en una mejora de la seguridad del suministro.

Las medidas introducidas en la presente Ley complementan lo previsto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y tienen por objeto sentar las bases para el desarrollo de los nuevos regímenes retributivos que se establezcan, con la finalidad de incrementar la competencia en estos sistemas y reducir los costes de generación, así como el refuerzo de las herramientas de actuación por parte de la Administración ante situaciones de riesgo.

En primer lugar, se habilita al Gobierno a la creación de nuevos mecanismos retributivos para la generación eléctrica que incluyan señales económicas de localización para la

resolución de restricciones técnicas zonales. Además, se establece un procedimiento administrativo basado en criterios técnicos propuestos por el operador del sistema y económicos que refuercen las señales de eficiencia, y en el que se consulta a las administraciones autonómicas afectadas en virtud del principio de lealtad institucional y colaboración entre administraciones previsto en el artículo 4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Asimismo, con el fin de impulsar una mayor competencia y transparencia, se restringe la participación a aquellos operadores que ostenten una posición dominante en la actividad de generación, favoreciendo la entrada de nuevos titulares de instalaciones de generación y se prevé la creación de mecanismos concurrenciales destinados a disminuir los costes de los combustibles empleados por las centrales de generación.

La especial vulnerabilidad de los sistemas insulares y extrapeninsulares derivada de su aislamiento, unida a la necesidad de lograr una mayor penetración de las energías renovables, aconsejan la introducción de medidas que refuercen el papel de la operación del sistema y la realización de estudios de nuevas infraestructuras para incrementar el tamaño de los sistemas.

Las instalaciones hidráulicas de bombeo se han revelado elementos fundamentales para dotar a los sistemas eléctricos de capacidad de respuesta rápida y segura facilitando su adecuada gestión. Este requisito resulta especialmente necesario en sistemas aislados y de reducido tamaño como son los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares son especialmente vulnerables y la seguridad de suministro depende de la urgente incorporación de instalaciones de bombeo, para de esa forma favorecer la penetración de las energías renovables no gestionables, que por una parte tienen un muy favorable impacto medioambiental y por otra provocan una reducción de costes en estos sistemas.

Por este motivo, y por el retraso que determinadas instalaciones de bombeo han venido acumulando se establece que el operador del sistema será el titular de las nuevas instalaciones de bombeo cuando su finalidad sea bien la garantía del suministro, bien la seguridad del sistema, bien la integración de energías renovables no gestionables. En otros supuestos, y previa convocatoria por el Gobierno de un procedimiento de concurrencia competitiva, se admitirá la existencia de otros titulares previa presentación de un calendario de ejecución y un aval que asegure la ejecución de las instalaciones.

Por otra parte, se cede la titularidad de las plantas de regasificación del archipiélago canario al grupo empresarial del que forma parte el gestor técnico del sistema de gas natural.

En efecto, el sistema gasista español se encuentra definido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y ha sido concebido como un sistema único con diferentes puntos de entrada del gas natural para dar servicio a los diferentes puntos de suministro. Sin embargo, tanto las plantas de regasificación como las conexiones internacionales se encuentran todas en territorio peninsular y técnicamente no pueden prestar servicio a los consumidores situados en el archipiélago canario, por lo que dicho mercado constituye un subsistema de gas natural dentro del sistema nacional. No es este el caso de las Islas Baleares que se encuentran conectadas a la península mediante gasoducto y le permite hacer uso del resto de las instalaciones del sistema.

De esta forma, el suministro de gas natural en los territorios insulares y extrapeninsulares debe ser objeto de una regulación singular que atienda a las especificidades derivadas de su situación territorial.

La gasificación del archipiélago canario se prevé mediante la construcción de plantas de regasificación en las islas, las cuales serán el único punto de entrada para llevar el gas a los consumidores, por ello, se considera que debe aplicarse una regulación específica a los mismos que permita el desarrollo de un mercado competitivo del gas natural en el archipiélago. En este sentido, se considera un elemento esencial para la creación de un mercado competitivo, la separación entre las actividades de gestión de las redes e infraestructuras de entrada del gas y la actividad de suministro. La cesión de la titularidad de las plantas de regasificación al grupo empresarial del que forma parte el gestor técnico del sistema de gas natural persigue dicho objetivo ya que al estar certificado como gestor de red

de transporte, cumple con las obligaciones de separación patrimonial incluidas en el artículo 63 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y, por tanto, está garantizada su independencia respecto a la actividad de comercialización.

Adicionalmente, se procederá a un estudio en profundidad para analizar la viabilidad técnica y económica del desarrollo de nuevas interconexiones entre estos sistemas y entre ellos con la península, y para optimizar el uso de las ya existentes.

Estas medidas permitirán además incrementar la penetración de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable, aprovechando las favorables condiciones de los recursos existentes, lo que redundará en una reducción de los costes de generación eléctrica y de la dependencia exterior de combustibles fósiles y una mejora medioambiental, junto a las externalidades positivas que conlleva el incremento de la actividad económica en estas zonas, algunas de ellas, especialmente afectadas por el desempleo.

Por último, se refuerza el papel de la Administración General del Estado, en cuanto titular último de la garantía y seguridad de suministro energético, mejorando las herramientas de actuación por parte de ésta en el otorgamiento del régimen económico regulado de las centrales y, en colaboración con las Administraciones Autonómicas, en caso de situaciones de riesgo para la seguridad de suministro.

Estas medidas se adoptan dada la necesidad de reducir el riesgo sistémico de garantía de suministro eléctrico en estos territorios y de profundizar en el objetivo de eliminación de los desajustes entre los ingresos y costes del sistema eléctrico en línea con las medidas adoptadas durante el año pasado, dada la actual coyuntura económica general y la situación particular del sector eléctrico.

Esta reducción de los costes implicará además una reducción de las partidas con cargo a los Presupuestos Generales del Estado destinadas a la financiación del extracoste de generación en el régimen insular y extrapeninsular en virtud de lo dispuesto en la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

II

Los recursos de hidrocarburos no convencionales están siendo objeto de un intenso debate social durante los últimos meses. Este debate se está produciendo en diferentes países y, España, no es una excepción.

Estos recursos despiertan un notable interés por su contribución al autoabastecimiento energético de los países que los explotan y por el desarrollo económico que implican. Sin embargo, su explotación preocupa a la sociedad por su posible impacto ambiental.

Con el objetivo de clarificar aspectos jurídicos relacionados con técnicas de exploración y producción de hidrocarburos y de garantizar la unidad de criterio en todo el territorio español, se introduce una disposición relacionada con el régimen jurídico, en particular, se hace explícita la inclusión en el ámbito objetivo de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, de determinadas técnicas habituales en la industria extractiva reconociéndose su carácter básico, en concreto, las técnicas de fracturación hidráulica.

Asimismo, con el objeto de evaluar los impactos sobre el medio ambiente de los proyectos que requieren la utilización de técnicas de fracturación hidráulica, se incluye la obligación de someterlos al procedimiento previsto en la Sección 1.ª del Capítulo II del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero. Por tanto, para la autorización de este tipo de proyectos se exigirá una previa declaración de impacto ambiental favorable.

Artículo 1. *Régimen económico de las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios insulares y extrapeninsulares.*

1. El régimen retributivo adicional destinado a la actividad de producción en los territorios insulares y extrapeninsulares previsto en el artículo 12.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para nuevas instalaciones estará vinculado a la no superación de los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de demanda. No obstante lo anterior, dichas instalaciones podrán percibir esta retribución, aun cuando se

superen los referidos valores, por razones de seguridad de suministro o eficiencia técnica y económica del sistema, en los términos que reglamentariamente se establezcan.

2. Se habilita al Gobierno para establecer mecanismos retributivos para nuevas instalaciones de producción en los sistemas insulares y extrapeninsulares, con la finalidad de disminuir el coste de generación. Estos mecanismos podrán incluir señales económicas de localización para la resolución de restricciones técnicas zonales.

3. No se podrá otorgar el régimen retributivo adicional destinado a la actividad de producción en los territorios insulares y extrapeninsulares previsto en el artículo 12.2, ni el régimen económico primado previsto en los apartados 4 y 5 del artículo 30 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, a nuevas instalaciones en los sistemas insulares y extrapeninsulares que sean titularidad de una empresa o grupo empresarial, definido según lo establecido en artículo 42 del Código de Comercio, que posea un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40 por ciento en ese sistema.

Aquellas instalaciones que dispongan de la resolución de compatibilidad regulada en el artículo 2 o a las que les haya sido otorgado alguno de los regímenes económicos previstos en el artículo 30 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y sean transferidas a una empresa o grupo empresarial de los definidos en el párrafo anterior, no tendrán derecho a la retribución adicional ni al régimen económico primado citados percibiendo, exclusivamente, el precio del mercado.

Quedan exceptuadas de la limitación regulada en este apartado, las inversiones de renovación y mejora de la eficiencia que no supongan aumento de capacidad que se realicen en una central en explotación, en los términos que se establezcan reglamentariamente, previa aplicación del procedimiento previsto en el artículo 2 de esta Ley.

Asimismo, en el supuesto de establecimiento de cualquier mecanismo de asignación de nueva capacidad de producción, cuando no se superen los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de la demanda, y cuando no hubiera otra empresa interesada en promover instalaciones, con carácter extraordinario y mediante resolución del Director General de Política Energética y Minas en los términos establecidos en el artículo 2 de esta Ley, se podrá conceder el régimen retributivo adicional o el régimen económico primado a nuevas instalaciones o ampliación de las existentes que sean titularidad de una empresa o grupo empresarial que posea un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40 por ciento en ese sistema.

Artículo 2. *Resolución de compatibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica y renovaciones de las existentes en los territorios insulares y extrapeninsulares.*

1. Para tener derecho al régimen retributivo adicional destinado a la actividad de producción en los territorios insulares y extrapeninsulares, previsto en el artículo 12.2 o al régimen económico primado previsto en los apartados 4 y 5 del artículo 30 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica o renovaciones de las existentes en los citados territorios requerirán, con carácter previo a la autorización administrativa, de resolución favorable de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Esta resolución determinará que la instalación resulta compatible con los criterios técnicos con base en la información aportada por el operador del sistema y con criterios económicos para la reducción efectiva de los costes de las actividades de generación, distribución y transporte de energía eléctrica. A estos efectos, se recabará informe del operador del sistema y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en los que se valorarán las ventajas tanto técnicas como económicas que la implantación de la nueva instalación de generación en esa ubicación aporta al sistema. Del mismo modo, se solicitará informe a la Comunidad Autónoma o Ciudad Autónoma interesada en cada caso para que, en lo que pudiera afectar al concreto ejercicio de sus competencias, pueda realizar observaciones, que se harán constar en la referida resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

No se podrá otorgar la resolución establecida en este apartado en tanto no exista un marco económico vigente para las nuevas instalaciones o para las renovaciones de las existentes.

2. Aquellas instalaciones que obtengan una autorización administrativa sin la resolución favorable prevista en el apartado anterior, no tendrán derecho a retribución adicional ni a régimen económico primado percibiendo, exclusivamente, el precio del mercado.

3. No obstante lo anterior, reglamentariamente podrán establecerse los términos con arreglo a los cuales tendrá lugar el otorgamiento, mediante un procedimiento de concurrencia, de un régimen económico a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos. En este caso, cuando el procedimiento afecte a una sola Comunidad Autónoma o Ciudad Autónoma, se le solicitará, una vez aprobada, la emisión de informe sobre la convocatoria, para que, en lo que pudiera afectar al concreto ejercicio de sus competencias, pueda realizar observaciones, que se harán constar en la resolución del procedimiento.

Para las instalaciones adjudicatarias de dichos procedimientos no será necesaria la resolución de compatibilidad regulada en este artículo. Aquellas instalaciones que no cumplan lo previsto en este apartado no tendrán derecho a régimen económico primado, percibiendo, exclusivamente, el precio del mercado.

4. Con carácter anual el operador del sistema remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo un informe en el que se pongan de manifiesto los riesgos sobre la seguridad y continuidad de suministro existentes en estos sistemas, adicionales a los inherentes a su propia condición de sistemas aislados y pequeños, tanto por la falta de potencia instalada como por la situación de las redes de transporte o distribución existentes. Asimismo, en este informe el operador del sistema valorará técnica y económicamente las necesidades de nuevas instalaciones de generación por nudos, y sus tecnologías, u otras alternativas para resolver estos riesgos. Del mismo modo, se solicitará a la Comisión Nacional de Energía la valoración de las propuestas planteadas.

5. Con carácter excepcional y durante el año 2018, cuando el operador del sistema ponga de manifiesto la existencia, en un horizonte temporal de cinco años, de necesidades de potencia para garantizar la seguridad del suministro de forma eficiente, el Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital podrá otorgar, sin necesidad de resolución favorable de compatibilidad, en la medida imprescindible para satisfacer dicha necesidad y por un tiempo limitado, el régimen retributivo adicional a instalaciones existentes que deban llevar a cabo inversiones adicionales derivadas del cumplimiento de la normativa comunitaria o Estatal para continuar en funcionamiento.

Artículo 3. *Determinación de los conceptos retributivos asociados a los combustibles en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

En los territorios insulares y extrapeninsulares, la determinación del concepto retributivo asociado al coste específico de combustible al que hace referencia el artículo 12.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y en su caso, de aquellos otros vinculados a los mismos, se establecerá mediante un mecanismo que se ajuste a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación.

En el plazo de un mes a contar desde la entrada en vigor de la presente Ley, las empresas titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica en estos territorios deberán remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, copia de la totalidad de los contratos de aprovisionamiento de combustible correspondientes a los suministros de los años 2009, 2010, 2011 y 2012, incluyendo aquellos que estén firmados con otras empresas del mismo grupo empresarial. Asimismo deberán remitir las facturas correspondientes a esos suministros que sean necesarias para determinar los costes de combustible.

Artículo 4. *Retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares en caso de incidencias de funcionamiento.*

En aquellos casos en que se produzca una reducción sustancial de la disponibilidad de las instalaciones, de la seguridad del suministro o de los índices de calidad del suministro imputables a instalaciones de producción, en comparación con datos históricos, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá, previo trámite de audiencia y de forma motivada, minorar proporcionalmente el concepto retributivo adicional destinado a la actividad de producción en los territorios insulares y extrapeninsulares al que se refiere en el artículo 12.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en los términos

que se establezcan reglamentariamente, y sin perjuicio de la imposición de las sanciones y exigencia de responsabilidades que resulten procedentes.

Artículo 5. *Titularidad de las instalaciones de bombeo en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

1. En los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares las instalaciones de bombeo tendrán como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables. En estos casos, la titularidad de las instalaciones de bombeo deberá corresponder al operador del sistema.

2. En otros supuestos distintos a los contemplados en el apartado anterior, la titularidad de las instalaciones de bombeo corresponderá al que resulte adjudicatario de un procedimiento de concurrencia competitiva convocado en los términos que reglamentariamente se determinen por real decreto del Consejo de Ministros. A tal fin, se solicitará informe a la Comunidad Autónoma o Ciudad Autónoma interesada en cada caso para que, en lo que pudiera afectar al concreto ejercicio de sus competencias, pueda realizar observaciones que se harán constar en la resolución del procedimiento.

Las instalaciones de bombeo tendrán las mismas limitaciones de titularidad establecidas en el artículo 1.3 de la presente Ley para las instalaciones de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Las instalaciones adjudicatarias de estos procedimientos de concurrencia competitiva no requerirán de la resolución de compatibilidad prevista en el artículo 2.

3. Con el fin de garantizar la realización de las inversiones, el solicitante deberá presentar, junto con su oferta para participar en el procedimiento de concurrencia competitiva al que hace referencia el apartado anterior, una propuesta de calendario para la construcción de la instalación, así como el resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado un aval en los términos que se establezcan reglamentariamente.

El calendario de ejecución será aprobado conjuntamente con la resolución del procedimiento, previo informe de las administraciones y organismos afectados y previa audiencia al interesado, quedando los efectos de la citada resolución condicionados al cumplimiento del calendario.

4. El incumplimiento de cualquiera de los hitos del calendario determinará, previo trámite de audiencia y mediante resolución motivada, la ejecución del aval y la declaración de la imposibilidad de percepción del régimen económico previsto en el artículo 12.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, por la empresa titular o por cualquier sociedad del grupo definido según lo establecido en artículo 42 del Código de Comercio.

Ello no obstante, el órgano competente para resolver el procedimiento podrá, previa solicitud justificada del interesado y mediante resolución motivada, modificar en todo o en parte los hitos del calendario cuando su cumplimiento se vea obstaculizado a resultas de la inobservancia por las Administraciones Públicas o, en su caso, el operador del sistema de los plazos a que normativamente vienen sujetas en la tramitación y resolución de los distintos procedimientos.

Artículo 6. *Titularidad de instalaciones de regasificación en los sistemas gasistas insulares y extrapeninsulares.*

1. Las instalaciones de gas natural en el ámbito territorial del archipiélago Canario tendrá la consideración de subsistema de transporte de gas natural.

2. En estos subsistemas, las instalaciones de regasificación tendrán como finalidad garantizar el acceso al gas natural, en condiciones transparentes, objetivas y no discriminatorias, a todos los comercializadores y consumidores directos. A tal fin, la titularidad de estas instalaciones corresponderá, exclusivamente al grupo empresarial del que forma parte el Gestor Técnico del Sistema.

3. A estos efectos las empresas que a la entrada en vigor de la presente Ley sean titulares de estas instalaciones deberán transmitirlas al grupo empresarial del que forma parte el Gestor Técnico del Sistema, en el plazo máximo de seis meses desde su entrada en vigor.

El precio de compraventa de cada instalación será acordado entre las partes y estará basado en precios de mercado. En el caso de las instalaciones que a la fecha de entrada en

vigor de esta Ley no dispongan de acta de puesta en servicio, el precio de transferencia estará basado en los costes en que efectivamente se hubiera incurrido por el transmitente hasta el 1 de marzo de 2013.

Si llegado el final del plazo otorgado no se hubiera alcanzado un acuerdo, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo se dirigirá a la Comisión Nacional de Energía para que nombre un árbitro independiente, que, en el plazo de tres meses desde su nombramiento, dictará un laudo vinculante para ambas partes en el que determinará el precio de la transmisión y establecerá un plazo no superior a dos meses para que esta se lleve a efecto. Este arbitraje quedará sometido a las reglas procedimentales contenidas en la Ley 60/2003, de 23 de diciembre, de Arbitraje y sus costes serán sufragados por mitad por ambas partes.

En tanto no se materialice la transmisión de las instalaciones referidas, las empresas titulares de dichas instalaciones podrán seguir ejerciendo dicha actividad, siéndoles de aplicación a estos efectos lo dispuesto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Una vez realizada la transmisión, el grupo empresarial del que forma parte el Gestor Técnico del Sistema quedará subrogado en todas las autorizaciones y concesiones administrativas en los mismos términos que el titular anterior, así como en sus derechos y obligaciones.

Disposición adicional primera. *Órdenes de arranque a las instalaciones de producción en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

1. El operador del sistema dará instrucciones de arranque-parada a aquellas instalaciones de producción en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares que presenten un índice de funcionamiento reducido para comprobar su correcto funcionamiento.

2. Por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se definirán los criterios por los que se considera que una instalación tiene un índice de funcionamiento reducido, así como, en su caso, las instalaciones a las que el operador del sistema remitirá estas instrucciones y el plazo en el que deberán darse las mismas.

3. En todo caso, sin perjuicio de lo dispuesto en los apartados 1 y 2, en el plazo de seis meses desde la entrada en vigor de esta Ley el operador del sistema deberá haber dado instrucción de arranque-parada a todos los grupos de los sistemas insulares y extrapeninsulares que, estando disponibles, no hayan entrado en el despacho de generación durante el año 2012.

4. Ante una instrucción de arranque del operador del sistema la instalación deberá cumplir dicha instrucción con una desviación máxima del 10 por ciento respecto del tiempo de arranque que tuviera aprobado a la entrada en vigor de la presente Ley, según lo establecido en el artículo 4.3 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. La instalación deberá, asimismo, mantener durante 24 horas adicionales una potencia equivalente de, al menos, el 60 por ciento de su potencia neta, y durante al menos 1 hora, a instrucción del operador del sistema, el 100 por cien de su potencia neta. Tras la prueba, el operador del sistema deberá remitir un informe de cumplimiento a la Dirección General de Política Energética y Minas y a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas y Ciudades Autónomas afectadas.

5. El incumplimiento de la instrucción de arranque en los términos descritos en el apartado anterior conllevará la supresión de la retribución por garantía de potencia.

Esta circunstancia será declarada por la Dirección General de Política Energética y Minas previa la tramitación de un procedimiento que garantizará, en todo caso, la audiencia al interesado. El plazo máximo para resolver este procedimiento y notificar su resolución será de un año.

En el caso de que el productor corrigiera las causas que motivaron su incumplimiento, dicha instalación podrá percibir, en su caso, retribución por garantía de potencia transcurrido un plazo mínimo de un año de supresión, previa comprobación del cumplimiento de las consignas por parte del operador del sistema.

En el caso de que no se solucionen las causas que motivaron el incumplimiento durante el periodo de supresión, el productor deberá solicitar la baja en el Registro administrativo de instalaciones de producción.

La comisión de un segundo incumplimiento supondrá la supresión definitiva de la retribución por garantía de potencia.

Disposición adicional segunda. *Excepciones a la limitación en la titularidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios insulares y extrapeninsulares.*

Las empresas titulares de las instalaciones que a 1 de marzo de 2013 cumplan con alguno de los requisitos enumerados a continuación, quedarán exceptuadas de la limitación prevista en el apartado 3 del artículo 1, para dichas instalaciones:

a) Haber resultado adjudicatarias en concursos de capacidad para la implantación de instalaciones de producción a partir de fuentes de energías renovables.

b) Disponer de autorización administrativa de la instalación.

c) Haber resultado inscritas en el registro de preasignación de retribución de instalaciones de régimen especial.

Disposición transitoria primera. *Resolución de compatibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios insulares y extrapeninsulares que cuenten con inscripción en el Registro de preasignación de retribución o con autorización administrativa.*

1. Quedan exceptuadas de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 2 de esta Ley, las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios insulares y extrapeninsulares que a 1 de marzo de 2013 contaran con inscripción en el Registro de preasignación de retribución para instalaciones de régimen especial, aquellas que a esta fecha constaran inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y las instalaciones de producción de energía eléctrica que hubieran resultado adjudicatarias en concursos de capacidad para la implantación de instalaciones de producción a partir de fuentes de energías renovables con anterioridad al 1 de marzo de 2013.

2. Las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen ordinario en los territorios insulares y extrapeninsulares que a 1 de marzo de 2013 contaran con autorización administrativa, pero no estuvieran inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, requerirán de la resolución favorable señalada en el artículo 2. En caso contrario, no tendrán derecho a recibir la retribución adicional destinada a la actividad de producción en los territorios insulares y extrapeninsulares prevista en el artículo 12.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, ni al régimen económico primado previsto en el artículo 30.5 de la citada Ley, percibiendo, exclusivamente, el precio de mercado.

A estos efectos, deberán presentar la solicitud de la resolución de compatibilidad a la Dirección General de Política Energética y Minas en el plazo máximo de un mes a contar desde la entrada en vigor de esta Ley, adjuntando la autorización administrativa y el anteproyecto presentado en dicha tramitación.

3. No obstante lo anterior, aquellas instalaciones de las previstas en el apartado 2 a las que les fuera resuelta desfavorablemente su solicitud de compatibilidad, y que, a 1 de marzo de 2013 hubieran incurrido en un desembolso económico superior al 25 por ciento de la inversión total de la instalación y dispusieran de las autorizaciones preceptivas, podrán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas, en el plazo máximo de un mes a contar desde la notificación de dicha resolución desfavorable, la indemnización de la inversión ejecutada. A su solicitud deberán adjuntar copia de las autorizaciones preceptivas, copia del proyecto presentado en dicha tramitación y documentación acreditativa del desembolso económico referido.

La indemnización de la instalación se basará en los costes en que efectivamente se hubiera incurrido por el titular a 1 de marzo de 2013 y únicamente podrá darse por la parte proporcional de la potencia que no superara el índice de cobertura en el momento de la obtención de la autorización administrativa.

4. De igual modo, no obstante lo dispuesto en el apartado 2, los titulares de instalaciones de régimen ordinario que a 1 de marzo de 2013, dispongan de autorización de explotación, podrán solicitar la excepción de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 2.

La solicitud se dirigirá a la Dirección General de Política Energética y Minas en el plazo de 20 días a contar desde dicha entrada en vigor aportando con su solicitud la documentación acreditativa que así lo advere.

5. Las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen ordinario en los territorios insulares y extrapeninsulares que hubieran obtenido autorización administrativa en el periodo comprendido entre el 1 de marzo de 2013 y hasta la entrada en vigor de la presente Ley, y que no estuvieran inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, requerirán de la resolución favorable señalada en el artículo 2. En caso contrario, no tendrán derecho a recibir la retribución adicional destinada a la actividad de producción en los territorios insulares y extrapeninsulares prevista en el artículo 12.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, ni al régimen económico primado previsto en el artículo 30.5 de la citada ley, percibiendo, exclusivamente, el precio de mercado.

A estos efectos deberán presentar la solicitud de la resolución de compatibilidad a la Dirección General de Política Energética y Minas en el plazo máximo de un mes a contar desde la entrada en vigor de esta Ley, adjuntando la autorización administrativa y el anteproyecto presentado en dicha tramitación. En aquellos casos en los que les fuera resuelta desfavorablemente su solicitud de compatibilidad no les corresponderá ninguna indemnización.

Disposición transitoria segunda. *Régimen transitorio para determinadas instalaciones de bombeo.*

1. Las empresas que con anterioridad al 1 de marzo de 2013 tuvieran otorgada la concesión de aprovechamiento hidráulico o dispusieran de autorización administrativa para la ejecución de instalaciones que incluyan una central de bombeo y que a la fecha de entrada en vigor de esta Ley no dispusieran aún de autorización de puesta en servicio, deberán presentar, en el plazo máximo de un mes a contar desde la entrada en vigor de la presente Ley, la propuesta de calendario para la construcción de la instalación y el resguardo de la Caja General de Depósitos a los que se hace referencia en el artículo 5.3 de esta Ley por una cantidad igual al 10 por ciento de la inversión.

La propuesta de calendario será aprobada por resolución del Director General de Política Energética y Minas, previo informe de las Administraciones y organismos afectados y previa audiencia al interesado, en el plazo máximo de dos meses a contar desde la recepción de la propuesta.

2. El incumplimiento de cualquiera de las obligaciones o requisitos exigidos en el apartado anterior, de cualquiera de los hitos del calendario o la falta de aprobación del mismo por causa imputable al interesado, determinará, previa audiencia del interesado y mediante resolución motivada del Director General de Política Energética y Minas, la ejecución del aval y la declaración de la imposibilidad de percepción del régimen económico previsto en el artículo 12.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, por la empresa titular que haya incumplido el calendario o por cualquier sociedad del grupo definido según lo establecido en artículo 42 del Código de Comercio.

Ello no obstante, el Director General de Política Energética y Minas podrá, previa solicitud justificada del interesado y mediante resolución motivada, modificar en todo o en parte los hitos del calendario cuando su cumplimiento se vea obstaculizado a resultas de la inobservancia por las Administraciones Públicas o el operador del sistema de los plazos a que normativamente vienen sujetas en la tramitación y resolución de los distintos procedimientos.

3. En estos casos y siempre que se considere que estas instalaciones de bombeo tienen como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables, el Ministro de Industria, Energía y Turismo dictará una orden por la que se imponga a la empresa titular de estas instalaciones la obligación de transmitirlas al operador del sistema, en el plazo máximo de seis meses desde su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

4. El precio de compraventa de la instalación será acordado entre las partes y estará basado en los costes en que efectivamente se hubiera incurrido por el transmitente hasta la fecha de la referida resolución del Director General de Política Energética y Minas que determine la ejecución del aval y la imposibilidad de percepción del régimen económico.

Si llegado el final del plazo otorgado no se hubiera alcanzado un acuerdo, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo se dirigirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para que nombre un árbitro independiente, que, en el plazo de tres meses desde su nombramiento, dictará un laudo vinculante para ambas partes en el que determinará el precio de la transmisión y establecerá un plazo no superior a dos meses para que ésta se lleve a efecto. Este arbitraje quedará sometido a las reglas procedimentales contenidas en la Ley 60/2003, de 23 de diciembre, de Arbitraje, y sus costes serán sufragados por mitad por ambas partes.

5. Una vez realizada la transmisión el operador del sistema quedará subrogado en todas las autorizaciones y concesiones administrativas en los mismos términos que el titular anterior, así como en sus derechos y obligaciones.

6. La transmisión, en su caso, de cualquier instalación que incorpore un bombeo deberá ser realizada exclusivamente al operador del sistema.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a la presente Ley.

Disposición final primera. *Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico.*

Se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en los siguientes términos:

Uno. Se añade un párrafo d) en el artículo 10.2 con la siguiente redacción:

«d) Situaciones en las que se produzcan reducciones sustanciales de la disponibilidad de las instalaciones de producción, transporte o distribución o de los índices de calidad del suministro imputables a cualquiera de ellas.»

Dos. El artículo 10.3 queda modificado en los siguientes términos:

«3. Las medidas que se adopten por el Gobierno para hacer frente a las situaciones descritas en el apartado anterior podrán referirse, entre otros, a los siguientes aspectos:

a) Limitaciones o modificaciones temporales del mercado de electricidad a que se refiere el Capítulo I del Título IV de la presente Ley o del despacho de generación existente en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

b) Operación directa de las instalaciones de generación, transporte y distribución.

c) Establecimiento de obligaciones especiales en materia de existencias de seguridad de fuentes primarias para la producción de energía eléctrica.

d) Supresión o modificación temporal de los derechos que para los productores en régimen especial se establecen en el Capítulo II del Título IV.

e) Modificación de las condiciones generales de regularidad en el suministro con carácter general o referido a determinadas categorías de consumidores.

f) Supresión o modificación temporal de los derechos y garantías de acceso a las redes por terceros.

g) Limitación o asignación de abastecimientos de energías primarias a los productores de electricidad.

h) Cualesquiera otras medidas que puedan ser recomendadas por los Organismos internacionales de los que España sea parte o que se determinen en aplicación de aquellos convenios en que se participe.»

Tres. Se añade un apartado 4 en el artículo 66, con la siguiente redacción:

«4. La Administración General del Estado será competente para imponer sanciones cuando se produzcan infracciones muy graves que comprometan la seguridad de suministro.»

Cuatro. Se modifica el apartado 2 de la disposición adicional primera, que queda redactado como sigue:

«2. En los supuestos anteriores, si las empresas que desarrollan actividades y funciones eléctricas lo hacen exclusivamente mediante instalaciones cuya autorización sea competencia de una Comunidad Autónoma, la intervención será acordada por ésta, salvo que esté en riesgo la seguridad de suministro, en cuyo caso será acordada por el Gobierno, quien lo comunicará a la Comunidad Autónoma.»

Cinco. Se modifica el apartado 2 de la disposición adicional decimoquinta que queda redactado como sigue:

«2. Sin perjuicio de lo dispuesto, con carácter general, en el artículo 10 de la presente Ley, en el caso de que en los territorios insulares o extrapeninsulares se produjeran situaciones de riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica o situaciones de las que se pueda derivar amenaza para la integridad física o la seguridad de las personas, de aparatos o instalaciones o para la integridad de la red de transporte o distribución de energía eléctrica, las medidas allí previstas podrán ser también adoptadas por las Comunidades o Ciudades Autónomas afectadas, siempre que se restrinjan a su respectivo ámbito territorial. En dicho supuesto, tales medidas no tendrán repercusiones económicas en el sistema eléctrico, salvo que existiera acuerdo previo del Ministerio de Industria, Energía y Turismo que así lo autorice.»

Disposición final segunda. *Modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.*

Se añade un apartado 5 en el artículo 9 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con la siguiente redacción:

«5. En el desarrollo de los trabajos a ejecutar en el marco de los títulos señalados en este artículo podrán aplicarse métodos geofísicos y geoquímicos de prospección, perforación de sondeos verticales o desviados con eventual aplicación de técnicas habituales en la industria, entre ellas, la fracturación hidráulica, la estimulación de pozo así como técnicas de recuperación secundaria y aquéllos otros métodos aéreos, marinos o terrestres que resulten necesarios para su objeto.»

Disposición final tercera. *Modificación del Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.*

Se añade un nuevo párrafo e) al Anexo I, Grupo 2 del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, con la siguiente redacción:

«e) Los proyectos consistentes en la realización de perforaciones para la exploración, investigación o explotación de hidrocarburos que requieran la utilización de técnicas de fracturación hidráulica.»

Disposición final cuarta. *Título competencial.*

Lo dispuesto en esta Ley tiene carácter básico al dictarse al amparo de las competencias que corresponden al Estado en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final quinta. *Habilitación normativa y desarrollo reglamentario.*

Se faculta al Gobierno y al titular del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, para dictar, en el ámbito de sus respectivas competencias, cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y ejecución de lo establecido en esta Ley.

Disposición final sexta. *Entrada en vigor.*

Esta Ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 8

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 2013
Última modificación: 24 de julio de 2025
Referencia: BOE-A-2013-13645

JUAN CARLOS I

REY DE ESPAÑA

A todos los que la presente vieren y entendieren.

Sabed: Que las Cortes Generales han aprobado y Yo vengo en sancionar la siguiente ley.

PREÁMBULO

I

El suministro de energía eléctrica constituye un servicio de interés económico general, pues la actividad económica y humana no puede entenderse hoy en día sin su existencia. La ordenación de ese servicio distingue actividades realizadas en régimen de monopolio natural y otras en régimen de mercado.

La aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, supuso el inicio del proceso de liberalización progresiva del sector mediante la apertura de las redes a terceros, el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema.

Así, se procedió a la desintegración vertical de las distintas actividades, segregando las actividades en régimen de monopolio natural, transporte y distribución, de aquéllas que se desarrollan en régimen de libre competencia, generación y comercialización. La retribución de la actividad de producción se basó en la organización de un mercado mayorista, abandonando el principio de reconocimiento de costes. En el caso de las redes, se estableció el principio de acceso de terceros a las redes, y su régimen retributivo continuaría siendo fijado administrativamente, en función de los costes de la actividad. Con esta ley apareció además la actividad de comercialización de energía eléctrica como una actividad independiente del resto de actividades destinadas al suministro, actividad que fue dotada de un marco normativo para permitir la libertad de contratación y elección por parte de los consumidores. Por último, se encomendó la gestión del sistema a sendas sociedades mercantiles y privadas, responsables respectivamente, de la gestión económica y técnica del sistema.

Transcurridos dieciséis años desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, puede decirse que, esencialmente, gran parte de sus objetivos se han cumplido.

El nivel de seguridad y calidad del suministro es elevado, dado el nivel de inversiones en redes acometidas en los últimos años y la existencia de una mezcla de fuentes de energía diversificada, máxime si se tiene en cuenta la situación de aislamiento del sistema que presenta por la propia configuración física del territorio. Por su parte, el proceso de liberalización se ha desarrollado incluso más rápido que lo exigido por las Directivas europeas, permitiendo a los consumidores la capacidad de elección de suministrador. Finalmente, todo este proceso se ha enmarcado dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna.

En este sentido, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, ha contribuido notablemente al cumplimiento de los compromisos derivados del paquete Energía y Cambio Climático, que establecen como objetivos para 2020 la reducción de gases de efecto invernadero del 20 por ciento en la Unión Europea con respecto a 1990, alcanzar un 20 por ciento de participación de energías renovables en la energía primaria y conseguir un 20 por ciento de mejora de la eficiencia energética.

No obstante, durante este tiempo se han producido cambios fundamentales en el sector eléctrico que han provocado la continua actuación del legislador y motivan la necesidad de dotar al sistema eléctrico de un nuevo marco normativo. Entre ellos conviene destacar el alto nivel de inversión en redes de transporte y distribución, la elevada penetración de las tecnologías de generación eléctrica renovables, la evolución del mercado mayorista de electricidad con la aparición de nuevos agentes y el aumento de la complejidad de las ofertas, y la aparición de un exceso de capacidad de centrales térmicas de ciclo combinado de gas, necesarias por otra parte para asegurar el respaldo del sistema. Asimismo, un elemento determinante para acometer esta reforma ha sido la acumulación, durante la última década, de desequilibrios anuales entre ingresos y costes del sistema eléctrico y que ha provocado la aparición de un déficit estructural.

Las causas de este desequilibrio se encuentran en el crecimiento excesivo de determinadas partidas de costes por decisiones de política energética, sin que se garantizara su correlativo ingreso por parte del sistema. Todo ello agravado por la ausencia de crecimiento de la demanda eléctrica, fundamentalmente consecuencia de la crisis económica.

Pese a que los peajes crecieron un ciento veintidós por ciento entre 2004 y 2012, situando el precio de la electricidad en nuestro país muy por encima de la media de la Unión Europea, eran insuficientes para cubrir los costes del sistema. Esta situación de desequilibrio ha llegado al punto de que la deuda acumulada del sistema eléctrico supere en el momento actual los veintiséis mil millones de euros, el déficit estructural del sistema alcanzase los diez mil millones anuales y la no corrección del desequilibrio introdujera un riesgo de quiebra del sistema eléctrico.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, se ha revelado insuficiente para garantizar el equilibrio financiero del sistema, entre otras causas porque el sistema de retribución de las actividades reguladas carecía de la flexibilidad necesaria para su adaptación a cambios relevantes en el sistema eléctrico o en la evolución de la economía.

Por tanto, la experiencia de la última década ha puesto de manifiesto que la inestabilidad económica y financiera del sistema eléctrico, provocada por el déficit de tarifa, ha impedido garantizar un marco regulatorio estable, necesario para el correcto desarrollo de una actividad como la eléctrica muy intensiva en inversión.

Así, la insostenibilidad económica del sistema eléctrico, junto a la continua evolución del sector durante los últimos dieciséis años, ha obligado al legislador a adaptar en numerosas ocasiones la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en muchas de ellas, mediante la aprobación de medidas urgentes por real decreto-ley, existiendo en la actualidad una dispersión normativa no deseable en un sector económico tan relevante.

El Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, elevó los límites máximos de déficit que se habían establecido para los años 2010, 2011 y 2012 en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, manteniendo el objetivo de no aparición de nuevo déficit en el sistema eléctrico a partir del 2013. Además se procedió a la adopción de otras medidas puntuales de protección al consumidor y de reducción de determinadas partidas de los

costes y de los ingresos del sistema. Entre ellas, se limitaban las horas equivalentes primadas de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas y se establecía la obligación de los productores de energía de hacer frente a un peaje de generación, dada la incidencia de esta actividad en el desarrollo de las redes de transporte y distribución.

Entre las medidas que se adoptaron en el año 2012 destacan, en primer lugar, el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, que suprimió los incentivos para la construcción de las instalaciones de tecnologías de régimen especial, a fin de evitar la incorporación de nuevos costes al sistema eléctrico.

Tras ello, el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, fijó unos nuevos criterios para la regulación de la retribución de las actividades de distribución y transporte, ajustando la retribución correspondiente al año 2012, y disminuyendo el importe que había de satisfacerse a las empresas de generación de electricidad entre otros por el concepto de garantía de potencia. De igual forma, se adoptaron medidas para corregir la retribución de la actividad de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, a través del coste que se reconocía por la adquisición de combustible y vinculando el pago por garantía de potencia a la disponibilidad real de las plantas.

En la misma línea, el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, incorporó otras medidas adicionales relativas al régimen retributivo de las centrales de generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y modificó, además, la retribución de la actividad de transporte, estableciéndose que la retribución en concepto de inversión se reconocerá para activos en servicio no amortizados, tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.

También, el Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social, dispuso que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico producidos en 2012, tuvieran la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para ese año y que generaría derechos de cobro que podrán ser cedidos por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, y ello con carácter adicional a los 1.500 millones de euros de déficit ya reconocido en la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Por otro lado, para garantizar el objetivo final para el que fue establecido el mecanismo de preasignación de retribución para las instalaciones de régimen especial, esto es, asegurar un régimen económico bajo el presupuesto y condición de la completa ejecución de la instalación en un concreto plazo, se introdujo una habilitación para la supresión o corrección del régimen económico primado en caso de constatación del incumplimiento de las obligaciones que constituyen presupuesto esencial de la definitiva adquisición de tal régimen económico.

Además, se aprobó la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que reconoce como objetivo la armonización del sistema fiscal con un uso más eficiente y respetuoso con el medioambiente y la sostenibilidad, en línea con los principios básicos que rigen la política fiscal, energética y ambiental de la Unión Europea. Dado el fuerte impacto económico y ambiental del sector energético, esta ley introdujo medidas de carácter excepcional para que los costes del sistema fueran financiados tanto con los ingresos que proceden de los peajes de acceso y demás precios regulados, como de determinadas partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado. Se introdujeron aspectos relacionados con el derecho a la percepción de un régimen económico primado por instalaciones de energía renovable que utilicen combustibles.

Por su parte, la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013, estableció entre otras, y con vigencia exclusiva para 2013, que no serían

de aplicación las limitaciones a avales del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico establecidos en la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, relativa a la suficiencia de los peajes de acceso y desajustes de ingresos de las actividades reguladas del sector eléctrico. También, en coherencia con la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, estableció una serie de aportaciones para financiar los costes del sistema eléctrico referidos al fomento de energías renovables equivalentes a la suma de la estimación de la recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos incluidos en la ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética y el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros.

No siendo suficientes las medidas aprobadas durante el año 2012 para eliminar el déficit del sistema eléctrico, en el año 2013 se adoptaron con la misma finalidad dos reales decretos-leyes y un crédito extraordinario en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. El Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, introdujo nuevas medidas para corregir los desajustes entre los costes del sector eléctrico y los ingresos obtenidos a partir de los precios regulados, tratando de evitar la asunción de un nuevo esfuerzo por parte de los consumidores. Para ello, se modificó el índice de actualización de los costes del sector eléctrico, con el fin de utilizar una referencia más estable que no se viera afectada por la volatilidad de los precios de alimentos no elaborados ni de los combustibles de uso doméstico, y se introdujeron dos opciones de venta de la energía producida en instalaciones de régimen especial: la cesión de la electricidad al sistema percibiendo una tarifa regulada o la venta de la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica, sin complemento de prima.

Así, se aprobó la Ley 15/2013, de 17 de octubre, por la que se establece la financiación para el año 2013 con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200.000.000 de euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Adicionalmente a este ajuste de los costes se adoptaron otras normas que supusieron un incremento de los peajes de acceso para los consumidores, y por consiguiente, de los ingresos del sistema eléctrico.

Finalmente, se aprobó el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que entre otros aspectos, establece un nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos y una serie de principios retributivos adicionales para el transporte y distribución de energía eléctrica, fijando el concepto de rentabilidad razonable, en línea con la doctrina jurisprudencial sobre el particular alumbrada en los últimos años, en una rentabilidad de proyecto, que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.

En definitiva, los continuos cambios normativos han supuesto una importante distorsión en el normal funcionamiento del sistema eléctrico, y que es necesario corregir con una actuación del legislador que aporte la estabilidad regulatoria que la actividad eléctrica necesita. Esta seguridad regulatoria, unida a la necesidad de acometer las reformas necesarias para garantizar la sostenibilidad del sistema a largo plazo y de resolver las señaladas deficiencias existentes en el funcionamiento del sistema, aconsejan la aprobación de una reforma global del sector, basada en un nuevo régimen de ingresos y gastos del sistema eléctrico, que trata de devolver al sistema una sostenibilidad financiera perdida hace largo tiempo y cuya erradicación no se ha conseguido hasta la fecha mediante la adopción de medidas parciales.

Esta ley se enmarca asimismo en el ámbito de la reforma estructural del sector eléctrico incluida en la Recomendación del Consejo relativa al Programa Nacional de Reformas de 2013 de España, aprobadas por el Consejo de la Unión Europea el 9 de julio de 2013.

II

La presente Ley tiene como finalidad básica establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna.

El principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico será un principio rector de las actuaciones de las Administraciones Públicas y demás sujetos comprendidos en el ámbito de aplicación de la Ley. En virtud del mismo, cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de coste para el sistema eléctrico o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema. De esta manera se descarta definitivamente la posibilidad de acumulación de nuevos déficit como ocurrió en el pasado.

Este principio se refuerza con el establecimiento de restricciones tasadas a la aparición de desajustes temporales anuales, estableciendo como mecanismo correctivo la obligación de revisión automática de los peajes y cargos que correspondan si se superan determinados umbrales. Los umbrales introducidos permiten una mínima desviación provocada por circunstancias coyunturales que, como tal, pueden revertirse en el siguiente período sin necesidad de una modificación de los peajes y cargos.

Los desfases temporales que se produzcan desde la entrada en vigor de la Ley, sin sobrepasar los citados umbrales, serán financiados por todos los sujetos del sistema de liquidación en función de los derechos de cobro que generen. A diferencia del sistema anterior, no serán financiados exclusivamente por los grandes operadores y los derechos de cobro correspondientes a déficit de ingresos no podrán cederse al Fondo de Titulización del Déficit del sistema Eléctrico desde el 1 de enero de 2013.

Se introduce la obligación de aprobación con carácter anual por parte del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, de las previsiones de la evolución anual de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para los seis siguientes años.

Se mantiene la financiación de los costes del sistema por parte de los consumidores mediante el pago de los peajes de acceso a las redes y el resto de cargos, así como, mediante otros instrumentos financieros, y, excepcionalmente y para los supuestos específicamente previstos, mediante las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado. Esta doble contribución corresponsabiliza en la financiación del sistema a los consumidores eléctricos, en mayor medida, y al presupuesto público, cuando así esté prescrito dado el carácter de servicio esencial del suministro eléctrico y la afección territorial, medioambiental y estratégica del sistema eléctrico.

La diferenciación de peajes y cargos responde a la terminología utilizada en las directivas europeas y a la conveniencia de diferenciar los pagos por contribución a la cobertura de los costes de las redes de transporte y distribución, peajes, de aquellos pagos relacionados con otros aspectos regulados del sistema, cargos. Así, los peajes de acceso se destinan a cubrir el coste de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, en línea con lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE, sobre mercado interior de electricidad. Los cargos se introducen como novedad en la presente Ley, y estarán destinados a cubrir los costes de las actividades del sistema que correspondan, teniendo en cuenta las cuantías que también proceden de las partidas presupuestarias o de otros mecanismos. Así, entre otros, los cargos cubrirán el régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, retribución asociada a la aplicación de mecanismos de capacidad y anualidades correspondientes a los déficit del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes.

Tal y como se ha expuesto, la experiencia adquirida con la aplicación de la ley anterior ha permitido identificar aquellas barreras cuya superación resulta precisa para continuar avanzando en el proceso de liberalización del suministro, de mejora de los procesos de participación en el mercado y de garantía de la adecuada protección a los consumidores con

el objetivo último de asegurar el suministro de energía eléctrica en condiciones competitivas y con la calidad adecuada. Al mismo tiempo la nueva ley avanza en el ejercicio de integración en un sólo texto de las disposiciones con rango legal dispersas en las distintas normas aprobadas desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

La nueva ley se enmarca también en un contexto de integración de los mercados eléctricos europeos. En este sentido, la ley tiene en cuenta la normativa europea de aplicación en el sector eléctrico, en particular, la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que fue transpuesta por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo. También tiene en cuenta el marco europeo de intercambios transfronterizos de electricidad fijado por el Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

Además, resulta relevante el Reglamento (UE) n.º 1227/2011, sobre integridad y transparencia del mercado mayorista de energía, por sus siglas en inglés, REMIT, el cual establece normas que prohíben las prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de la energía, y el Convenio Internacional entre el Reino de España y República Portuguesa de 1 de octubre de 2004, firmado con el fin de promover la integración de sus sistemas eléctricos, lo que ha dado lugar a que ambos países compartan desde el 1 de julio de 2006 un mercado organizado a plazo con subyacente eléctrico, y desde el 1 de julio de 2007, un mercado al contado de electricidad.

También procede a la clarificación de las competencias de la Administración General del Estado, manteniendo, en esencia, las competencias atribuidas por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, e incorporando los criterios que resultan de las sentencias dictadas durante los últimos años en relación con los conflictos surgidos entre Administraciones. Así, se establece la competencia del Gobierno para la regulación básica del sector, para el establecimiento y adjudicación de los regímenes económicos de aplicación a las distintas actividades y para garantizar la seguridad de suministro de energía eléctrica a los consumidores.

En relación con la planificación eléctrica se mantiene el carácter vinculante de la planificación de la red de transporte, incorporando herramientas para alinear el nivel de inversiones a la situación del ciclo económico y a los principios de sostenibilidad económica.

La notoriedad de la situación del déficit tarifario y la consecuente amenaza a la viabilidad misma del sistema eléctrico ha motivado la necesidad de acometer cambios importantes en el régimen retributivo de las actividades reguladas. Ante el deterioro progresivo de la sostenibilidad del sistema eléctrico, los sujetos del mismo no podían confiar legítimamente en la conservación de los parámetros que habían degenerado en la situación descrita y cualquier operador diligente podía anticipar la necesidad de estos cambios.

Para las actividades con retribución regulada, la ley refuerza y clarifica los principios y criterios para el establecimiento de los regímenes retributivos, para los que se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de rentabilidades adecuadas en relación con el riesgo de la actividad.

Para los sistemas eléctricos no peninsulares, que adoptan esta nueva denominación, se establece la posibilidad de establecimiento de un régimen singular para el que se tendrán en consideración exclusivamente los extracostes de estos sistemas eléctricos asociados a su carácter aislado.

La gestión técnica y económica del sistema mantienen en esencia el resto de criterios retributivos, incorporando en la retribución del operador del sistema incentivos a la reducción de costes del sistema derivados de la operación.

La elevada penetración de las tecnologías de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, incluidas en el denominado régimen especial de producción de energía eléctrica, ha ocasionado que su regulación singular ligada a la potencia y a su tecnología carezca de objeto. Por el contrario, hace preciso que la regulación contemple a estas instalaciones de manera análoga a la del resto de tecnologías que se integran en el mercado, y en todo caso, que sean consideradas por razón de su tecnología e implicaciones en el sistema, en lugar de por su potencia, por lo que se abandonan los

conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial. Por este motivo se procede a una regulación unificada, sin perjuicio de las consideraciones singulares que sea preciso establecer.

El régimen retributivo de las energías renovables, cogeneración y residuos se basará en la necesaria participación en el mercado de estas instalaciones, complementado los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que permita a estas tecnologías competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado. Esta retribución específica complementaria será suficiente para alcanzar el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, estas no puedan recuperar en el mercado y les permitirá obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

La tasa de retribución para las actividades de red y la tasa de rentabilidad para la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, para el primer periodo regulatorio, establecidas en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, son plenamente coherentes con los principios contenidos en esta ley. Para el cálculo de la retribución específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada.

Además, se dispone que, en ningún caso, se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español y que dichos costes deberán responder exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

Este nuevo marco regulatorio da una respuesta global al relevante cambio de las circunstancias experimentado en los últimos años en el ámbito de las tecnologías de generación basadas en fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en términos que obedecen a motivos más que justificados por la situación descrita. Las inversiones en estas tecnologías seguirán estando protegidas y fomentadas en España por este nuevo marco normativo, que consagra el principio de rentabilidad razonable y establece el criterio de revisión de los parámetros retributivos cada seis años para cumplir con el citado principio. De este modo, se trata de consolidar la continua adaptación que la regulación ha experimentado para mantener esta rentabilidad razonable mediante un sistema previsible y sometido a concreción temporal.

La ley prevé la posibilidad, con carácter excepcional, de establecimiento de nuevos regímenes retributivos específicos para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas europeas u otras normas del Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior.

Asimismo, la ley precisa los criterios de prioridad de acceso y despacho para la electricidad de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, de acuerdo con lo establecido en las directivas comunitarias.

En relación con la fijación de las retribuciones de las actividades de redes, sistemas eléctricos no peninsulares y régimen de energías renovables y cogeneración, la ley introduce el concepto de período regulatorio, habitual en la regulación de otros países de nuestro entorno, y lo fija en un período de seis años. La ley introduce herramientas de flexibilidad con la finalidad de adaptar las retribuciones a la situación cíclica de la economía y a las necesidades del sistema, conjugando la necesidad de estabilidad y previsibilidad para los agentes con la exigencia de adaptación de los regímenes retributivos.

El desarrollo del autoconsumo como fuente alternativa de generación de electricidad al margen del sistema eléctrico requiere la regulación de una actividad que no tenía hasta la fecha un marco legal y reglamentario específico. La ley tiene por finalidad garantizar un desarrollo ordenado de la actividad, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto. En este sentido, el articulado de la ley establece la obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de los

consumidores. Transitoriamente, se establecen excepciones para los casos en los que el autoconsumo supone una reducción de costes para el sistema y para las instalaciones existentes de cogeneración.

La norma impulsa el principio de competencia efectiva en el sector eléctrico. Así, se introduce en este sentido un mecanismo competitivo para la reducción del poder de monopolio en los mercados de restricciones, un nuevo régimen de regulación de las energías renovables, de cogeneración y residuos que reduce las distorsiones que estas creaban en el mercado y las hace partícipes del mismo en cuanto a que su retribución no será ajena al mercado, un aumento de la competencia en las comercializadoras de referencia, la mejora de la posición del consumidor en cuanto a información disponible y facilitación de procesos de cambio de suministrador entre otros.

En el mismo sentido, el acceso de los sujetos a las redes constituye uno de los pilares sobre los que se sustenta el funcionamiento del sistema eléctrico, fundamental para la garantía de suministro y de competencia efectiva en el mercado. La presente ley procede a una mayor concreción de los conceptos de acceso y conexión a las redes, reforzando los principios de objetividad, transparencia y no discriminación en su otorgamiento, y fijando el régimen de otorgamiento y denegación bajo criterios exclusivamente técnicos.

En lo relativo a los consumidores, la presente ley establece la regulación sobre la que se van a basar las relaciones entre los consumidores y las empresas comercializadoras y distribuidoras en relación con el suministro de energía eléctrica, mediante el establecimiento de sus derechos y obligaciones en el marco general de contratación. Para ello, se observan las disposiciones de la citada Directiva 2009/72/CE de 13 de julio de 2009 relativas a derechos de los consumidores.

Se establece el denominado precio voluntario para el pequeño consumidor, como el precio máximo de referencia al que podrán contratar los consumidores de menos de determinada potencia contratada que deseen utilizar esta modalidad frente a una negociación bilateral con una comercializadora.

Se define asimismo la figura del consumidor vulnerable, vinculado a determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, y se establece la adopción de las medidas oportunas para garantizar una protección adecuada a estos consumidores. Estos consumidores tendrán derecho a una tarifa reducida respecto del precio voluntario para el pequeño consumidor.

Finalmente se procede a una reformulación del régimen sancionador para adaptarlo a la evolución que ha experimentado el sector desde el inicio del proceso de liberalización, así como a un reforzamiento de los mecanismos de control del sistema por parte de las autoridades públicas en materia de inspección, registro de actividades y control del fraude.

III

La ley del Sector Eléctrico está conformada por ochenta artículos y se estructura en diez títulos, veinte disposiciones adicionales, dieciséis disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, y seis disposiciones finales.

El título I contiene las disposiciones generales en donde se establece el objeto y las finalidades de la norma; el régimen de actividades, introduciendo como novedad la consideración del suministro de energía eléctrica como un servicio de interés económico general; se clarifica la distribución de competencias entre las distintas Administraciones Públicas; se regulan los aspectos básicos de la planificación eléctrica incorporando herramientas para vincular el nivel de inversiones a la situación del ciclo económico, y a los principios de sostenibilidad económica y estableciendo unos límites de inversión anual, además de la posibilidad de una revisión excepcional de la misma ante hechos sobrevenidos que afecten a la eficiencia, garantía o seguridad; así como la necesaria coordinación de la planificación con los planes urbanísticos.

La ordenación del suministro se regula en el título II. En primer lugar, se definen los sujetos: productores, operador del mercado y del sistema, transportistas, distribuidores, comercializadores, consumidores y gestores de cargas del sistema; y se introduce la definición, ya existente en la antigua ley, de representantes de los agentes. En segundo lugar, y en relación a la garantía de suministro, se refuerza el papel de la Administración General del Estado, en cuanto titular último de la garantía y seguridad de suministro

energético, mejorando las herramientas de actuación por parte de ésta en caso de situaciones de riesgo para la seguridad de suministro, con la necesaria colaboración con las Comunidades Autónomas afectadas. En tercer lugar, se regula el funcionamiento del sistema eléctrico en términos similares a los regulados en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. Destaca en este título la regulación del autoconsumo de energía eléctrica distinguiendo tres modalidades y estableciéndose que las instalaciones que estén conectadas al sistema deberán contribuir a la cobertura de los costes y servicios del sistema eléctrico en los mismos términos que la energía consumida por el resto de sujetos del sistema. Por otra parte, se contempla la aplicación de un régimen específico a las actividades para el suministro de energía eléctrica en territorios no peninsulares, abandonando la terminología de sistemas eléctricos no peninsulares. A continuación se regulan los intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad, y finalmente, se contiene un artículo relativo a la separación de actividades que introduce determinadas obligaciones para las empresas comercializadoras de referencia, y determinadas exenciones de las obligaciones de separación de actividades para las empresas distribuidoras.

El título III desarrolla el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema por el que se entiende la capacidad para satisfacer la totalidad de los costes del mismo. Por un lado, se definen los ingresos del sistema eléctrico y sus costes, que si bien ya estaban definidos en la normativa anterior con esta nueva ley se numeran en un solo artículo. Asimismo, se establecen dos principios fundamentales: por una parte, que los ingresos del sistema serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema eléctrico, y por otra, que para mantener los techos de costes e ingresos, toda medida normativa en relación con el sector eléctrico que suponga un incremento de costes para el sistema eléctrico o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema. Además con carácter anual, se aprobará una previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para los siguientes seis años.

Por otro lado, y en relación a la retribución de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrico se determina de forma expresa que los ingresos del sistema eléctrico serán destinados a pagar exclusivamente la retribución propia de las actividades destinadas al suministro eléctrico, sin que puedan destinarse a otros fines, y que la metodología del cálculo de las retribuciones del transporte, distribución, gestión técnica y económica y producción no peninsular considerará los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada aplicando criterios homogéneos en todo el territorio español. Los parámetros para el establecimiento de las retribuciones tendrán una vigencia de seis años y para su revisión, que se llevará a cabo antes del comienzo del periodo regulatorio, se tendrá en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y de una rentabilidad adecuada para estas actividades.

Igualmente se regulan los criterios de redes y de funcionamiento de las instalaciones de generación con retribución regulada, que se fijarán por el Gobierno con carácter básico y de manera homogénea para todo el territorio español en función de las mejores prácticas de las actividades, los índices de calidad y los niveles de protección del medio ambiente, que serán utilizados en la planificación de la red de transporte.

Asimismo, en este título se distingue entre los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y los cargos que son necesarios para cubrir otros costes de las actividades del sistema que correspondan, que se fijarán de acuerdo con la metodología que establezca el Gobierno, revisándose con carácter general peajes y cargos anualmente, o cuando se produzcan circunstancias que afecten de modo relevante a los costes regulados o a los parámetros utilizados para su cálculo.

Resulta novedosa la regulación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, que serán únicos en todo el territorio español. Estos precios se definen, en línea con las anteriormente denominadas tarifas de último recurso, como los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de referencia a los consumidores que se acojan a ellos. De este modo, la denominación de tarifas de último recurso queda reservada a dos colectivos de consumidores: los denominados vulnerables, y aquellos consumidores que, sin tener derecho a los precios voluntarios para el pequeño consumidor, carezcan transitoriamente de un contrato de suministro con un comercializador. Dichos precios voluntarios para el

pequeño consumidor incluirán de forma aditiva, por analogía con la actual tarifa de último recurso definida según la normativa vigente, los conceptos de coste de producción de energía eléctrica, los peajes de acceso y cargos que correspondan y los costes de comercialización que correspondan.

El régimen jurídico del cobro y liquidación de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas establece, como novedad, que las liquidaciones de ingresos y costes del sistema eléctrico se realizarán, con carácter general, mensualmente y con igual periodicidad.

Destaca además la regulación de los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema. Se define a nivel legal el concepto de desajuste, que ya se venía utilizando en la normativa del sector. Se limitan los desajustes por déficit de ingresos de tal forma que su cuantía no podrá superar el 2 por ciento de los ingresos estimados para ese ejercicio y la deuda acumulada por desajustes no podrá superar el 5 por ciento de dichos ingresos. En el caso de que no se cumplan dichos límites se revisarán los peajes o cargos que correspondan. La parte del desajuste que no se compense por subida de peajes y cargos será financiada por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a los derechos de cobro por la actividad que realizan. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas en las liquidaciones correspondientes a los cinco años siguientes reconociéndose un tipo de interés. En cuanto a los superávit de ingresos que pudieran resultar se destinarán a compensar desajustes de años anteriores y mientras existan deudas pendientes de años anteriores, los peajes de acceso o cargos no podrán ser revisados a la baja.

Por último, y en lo relativo a la contabilidad e información, se amplía la obligación de llevar contabilidad separada no sólo de las actividades eléctricas de aquellas que no lo sean, como estaba establecido hasta ahora, sino también separar la contabilidad de la actividad de producción con retribución regulada y libre. Esta obligación que hasta ahora afectaba a los productores con regímenes económicos específicos se amplía a todos los productores con retribución regulada.

El título IV regula la producción de energía eléctrica. Se eliminan los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial sin perjuicio de las consideraciones singulares que sea preciso establecer. Una de las principales novedades introducidas en esta ley es la regulación del cierre temporal de instalaciones de producción, el cual, al igual que la puesta en funcionamiento modificación, transmisión y cierre definitivo de instalaciones, estará sometido al régimen de autorización administrativa previa. Igualmente, se regulan en este título los aprovechamientos hidráulicos necesarios para la producción de energía eléctrica y, el sistema de ofertas en el mercado diario, con la particularidad de que todas las unidades de producción deben realizar ofertas al mercado, incluidas las del extinto régimen especial. Completan este título la regulación de la demanda y contratación de la energía, los derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica, así como el registro de régimen retributivo específico.

La gestión económica y técnica del sistema se contempla en el título V. Por una parte, se regulan las funciones del operador del sistema y del operador del mercado, así como los procedimientos de certificación del operador del sistema por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y de autorización y designación como gestor de la red de transporte por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, que se notificarán a la Comisión Europea, así como el de certificación en relación con países no pertenecientes a la Unión Europea. Por otra, se regula el acceso y conexión a las redes, definiendo claramente los conceptos de derecho de acceso y derecho de conexión así como los permisos de acceso y conexión, el procedimiento y requisitos para su concesión y los sujetos encargados de concederlos al amparo de unos criterios técnicos y económicos que se establecerán reglamentariamente.

El título VI regula la actividad de transporte de energía eléctrica. En este título se regula qué instalaciones se integran en la red de transporte incluyendo la definición de red de transporte aplicable a los territorios no peninsulares, que anteriormente estaba recogida en normas de menor rango. Asimismo, se introduce expresamente el requisito de estar incluido en la planificación para el reconocimiento de la retribución de las nuevas instalaciones. Finalmente, se recogen las funciones que deberá desarrollar el transportista, anteriormente dispersas en normas de rango legal y reglamentario.

La actividad de distribución de energía eléctrica se contempla en el título VII, en el que, principalmente, se detalla el concepto de actividad de distribución, se introduce la definición de instalaciones de distribución, y se recogen las obligaciones y funciones de las empresas de distribución de energía eléctrica distinguiendo entre aquellas que son ejecutadas como titulares de las redes de distribución y aquellas que son realizadas como empresas gestoras de la red de distribución.

El título VIII relativo al suministro de energía eléctrica se estructura en dos capítulos. El capítulo I referido al suministro de los usuarios y a la gestión de la demanda eléctrica, en el que se profundiza en las medidas de protección al consumidor siguiendo las directrices de la Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio de 2009. De este modo, al derecho ya recogido actualmente de poder elegir suministrador pudiendo contratar la energía directamente en el mercado o a través de un comercializador, se añaden, entre otros, el de recibir el servicio con los niveles de seguridad, regularidad y calidad que se determinen, ser suministrados a unos precios fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios, y disponer de procedimientos para tramitar sus reclamaciones. Además, se establecen las obligaciones de los consumidores, y en relación al consumidor vulnerable se recoge lo previsto en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, añadiendo que el bono social será considerado obligación de servicio público de acuerdo con la citada Directiva 2009/72/CE de 13 de julio de 2009. Completan este capítulo los derechos y obligaciones de las empresas comercializadoras, el servicio de recarga energética, y la gestión de la demanda, y los planes de ahorro y eficiencia energética.

El capítulo II de este título VIII regula la calidad del suministro entendido como conjunto de características, técnicas y de atención y relación con los consumidores o productores, exigibles a las empresas que realicen actividades destinadas al suministro eléctrico. Asimismo, prevé el régimen jurídico de la suspensión del suministro eléctrico.

El título IX contiene el régimen de autorizaciones, expropiación y servidumbres. Por razones de claridad y simplificación normativa se recogen en un mismo artículo las autorizaciones necesarias para las instalaciones de transporte, distribución, producción, líneas directas, transmisión y cierre de las instalaciones. El resto de preceptos del título se refieren a la declaración de utilidad pública y sus efectos, así como a las servidumbres de paso.

Finalmente, el título X regula el régimen de inspecciones, infracciones y sanciones, diferenciando tres capítulos. Destaca en este título la revisión de la tipificación de infracciones y la inclusión de nuevas infracciones, al haber identificado determinadas conductas que no habían sido contempladas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y que tienen un impacto negativo en la sostenibilidad económica y en el funcionamiento del sistema eléctrico. Se revisa la cuantía de las sanciones, se amplían las sanciones accesorias existentes, y se modifica la competencia para la imposición de sanciones.

En cuanto a la parte final, la ley se completa con veinte disposiciones adicionales, dieciséis disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, y seis disposiciones finales.

TÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

1. La presente ley tiene por objeto establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste.

2. Son actividades destinadas al suministro de energía eléctrica: generación, transporte, distribución, servicios de recarga energética, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico.

Artículo 2. *Régimen de las actividades.*

1. Se reconoce la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica reguladas en la presente ley sin perjuicio de las limitaciones que se pudieran establecer para las actividades que tengan carácter de monopolio natural.

2. El suministro de energía eléctrica constituye un servicio de interés económico general.

3. Corresponde al Gobierno y a las Administraciones Públicas la regulación y el control de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. Asimismo, el operador del mercado y el operador del sistema tendrán las funciones que expresamente se le atribuyan.

4. En la regulación de la prestación del suministro de energía eléctrica se podrán tener en cuenta los planes y recomendaciones aprobados en el seno de los organismos internacionales, en virtud de los Convenios y Tratados en los que el Reino de España sea parte.

Artículo 3. *Competencias de la Administración General del Estado.*

Corresponden a la Administración General del Estado, en los términos establecidos en la presente ley, las siguientes competencias:

1. Establecer la regulación básica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.

2. Determinar, en el ámbito de su competencia, las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica.

3. Determinar las medidas necesarias para garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

4. Ejercer las facultades de planificación eléctrica en los términos establecidos en el artículo siguiente.

5. Establecer el régimen retributivo y fijar la retribución de aquellas actividades que tengan una retribución regulada de acuerdo con lo previsto en la presente ley, sin perjuicio de las competencias que los artículos 7. 1 y 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, atribuye a dicho organismo en relación con las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

6. Otorgar y revocar el régimen retributivo a las instalaciones y a los sujetos a los que les sea aplicable de acuerdo con lo previsto en la presente ley y en su normativa desarrollo.

7. Regular la estructura de los cargos por costes regulados y de los cargos necesarios para cubrir otros costes del sistema, así como establecer los criterios para el otorgamiento de garantías por los sujetos que corresponda y fijar, en su caso, el precio voluntario para el pequeño consumidor como precio máximo del suministro de energía eléctrica a los consumidores que reglamentariamente se determinen.

8. Ejercer las funciones de ordenación previstas en el título II.

9. Regular la organización y funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica.

10. **(Suprimido)**

11. Establecer los requisitos de calidad y seguridad que han de regir el suministro de energía eléctrica, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el artículo 1.

12. Determinar los derechos y obligaciones de los sujetos relacionados con el suministro de energía eléctrica.

13. Autorizar las siguientes instalaciones eléctricas:

a) Instalaciones peninsulares de producción de energía eléctrica, incluyendo sus infraestructuras de evacuación, de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW eléctricos, instalaciones de transporte primario peninsular y acometidas de tensión igual o superior a 380 kV.

b) Instalaciones de producción incluyendo sus infraestructuras de evacuación, transporte secundario, distribución, acometidas, líneas directas, y las infraestructuras eléctricas de las estaciones de recarga de vehículos eléctricos de potencia superior a 3.000 kW, que excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma, así como las líneas directas conectadas a instalaciones de generación de competencia estatal.

c) Instalaciones de producción ubicadas en el mar territorial.

d) Instalaciones de producción de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW eléctricos ubicadas en los territorios no peninsulares, cuando sus sistemas eléctricos estén efectivamente integrados con el sistema peninsular, de acuerdo con lo establecido en el artículo 25.2.

e) Instalaciones de transporte primario y acometidas de tensión nominal igual o superior a 380 kV ubicadas en los territorios no peninsulares, cuando estos estén conectados eléctricamente con el sistema peninsular.

14. Impartir, en el ámbito de su competencia, instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas de transporte y distribución, en garantía de una adecuada calidad y seguridad en el suministro de energía, con un mínimo impacto ambiental.

15. Inspeccionar, en el ámbito de su competencia, a los sujetos que realicen actividades destinadas al suministro de energía eléctrica reguladas en la presente ley, así como sus instalaciones, en los términos previstos en la presente ley y su normativa de desarrollo.

16. Sancionar, en el ámbito de su competencia y de acuerdo con lo dispuesto en la presente ley y disposiciones que la desarrollen, las infracciones cometidas.

Artículo 4. *Planificación eléctrica.*

1. La planificación eléctrica tendrá por objeto prever las necesidades del sistema eléctrico para garantizar el suministro de energía a largo plazo, así como definir las necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte de energía eléctrica, todo ello bajo los principios de transparencia y de mínimo coste para el conjunto del sistema.

Únicamente tendrá carácter vinculante la planificación de la red de transporte con las características técnicas que en la misma se definen.

2. La planificación eléctrica será realizada por la Administración General del Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, requerirá informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y trámite de audiencia. Será sometida al Congreso de los Diputados, de acuerdo con lo previsto en su Reglamento, con carácter previo a su aprobación por el Gobierno, y abarcará periodos de seis años.

3. Dicha Planificación incluirá los siguientes aspectos:

a) Con carácter indicativo, varios escenarios sobre la evolución futura de la demanda eléctrica incluyendo un análisis de sensibilidad en relación con la posible evolución de la demanda ante cambios en los principales parámetros y variables que la determinan y un análisis de los criterios que conducen a la selección de un escenario como el más probable. Sobre el escenario seleccionado se analizarán los recursos necesarios para satisfacerla y sobre las necesidades de nueva potencia, todo ello en términos que fomenten un adecuado equilibrio entre la eficiencia del sistema, la seguridad de suministro y la protección del medio ambiente.

b) Estimación de la capacidad mínima que debe ser instalada para cubrir la demanda prevista bajo criterios de seguridad del suministro y competitividad, diversificación energética, mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente.

c) Previsiones relativas a las instalaciones de transporte y distribución de acuerdo con la previsión de la demanda de energía eléctrica, que resulten óptimas conforme al análisis de coste y beneficio de las distintas opciones o niveles de adecuación del sistema para atender dicha demanda garantizando la seguridad de suministro.

d) El establecimiento de las líneas de actuación en materia de calidad del servicio, tendentes a la consecución de los objetivos de calidad.

e) Las actuaciones sobre la demanda que optimicen la gestión de los recursos y fomenten la mejora del servicio prestado a los usuarios, así como la eficiencia y ahorro energéticos.

f) La evolución de las condiciones del mercado de producción para la consecución de la garantía de suministro.

g) Los criterios de protección medioambiental que deben condicionar las actividades de suministro de energía eléctrica, con el fin de minimizar el impacto ambiental producido por dichas actividades.

4. Los planes de desarrollo de la red de transporte, que se deberán incluir en la planificación eléctrica, recogerán las líneas de transporte y subestaciones previstas, abarcarán periodos de seis años e incluirán criterios y mecanismos de flexibilidad en cuanto a su implementación temporal para adaptarse a la evolución real de la demanda de electricidad, sin perjuicio de su revisión periódica cuando los parámetros y variables que sirvieron de base para su elaboración hubieran variado.

Excepcionalmente, por acuerdo del Consejo de Ministros, previo trámite de audiencia, informes de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla afectadas y oído el operador del sistema, se podrá proceder a la modificación de aspectos puntuales de los planes de desarrollo cuando se produjera alguna de las siguientes situaciones:

a) De acuerdo a los criterios de planificación establecidos, se haya presentado un hecho imprevisto que pudiera afectar de manera significativa a la garantía y seguridad de suministro.

b) Surjan nuevos suministros cuya alimentación por motivos técnicos únicamente pueda realizarse desde la red de transporte y ésta no pudiera realizarse bajo la planificación de la red de transporte vigente.

c) Concurran razones de eficiencia económica del sistema.

d) La construcción de determinadas instalaciones en la red de transporte resulte crítica para la transición energética y la electrificación de la economía y estas no estuvieran contempladas en el instrumento de planificación vigente.

Estas actuaciones podrán ser propuestas por el operador del sistema y gestor de la red de transporte motivando su carácter excepcional.

El Ministro de Industria, Energía y Turismo, a propuesta del operador del sistema y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrá aprobar las adaptaciones de carácter técnico necesarias para la realización de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica.

La planificación de la red de transporte de energía eléctrica, incluyendo las eventuales revisiones que pudieran realizarse, se llevará a cabo sujetándose al principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico previsto en el artículo 14 y, en todo caso, teniendo en cuenta los límites de inversión anual que se establezcan reglamentariamente.

5. Sin perjuicio de lo previsto en los apartados anteriores, el Gobierno podrá aprobar, con carácter indicativo, planes relativos al aprovechamiento energético de las fuentes de energía renovables y de eficiencia energética en el sector eléctrico, al objeto de favorecer el cumplimiento de los objetivos que pudieran establecerse para España en estas materias, derivados de la pertenencia a la Unión Europea.

6. La planificación eléctrica podrá incluir un anexo, de carácter no vinculante, con aquellas instalaciones de la red de transporte que se estime necesario poner en servicio durante los años posteriores al horizonte de la planificación. La inclusión de una instalación en este anexo servirá solamente a los efectos de iniciar los trámites administrativos pertinentes de la referida instalación. Antes de dictar las resoluciones que corresponda podrá acordarse la suspensión en los procedimientos administrativos relativos a las instalaciones objeto de este apartado hasta la inclusión de las mismas en la planificación eléctrica vinculante. El contenido del citado anexo podrá ser modificado bajo los mismos supuestos contemplados en el apartado 4 de este artículo y atendiendo a los procedimientos allí previstos.

7. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia realizará un seguimiento de los planes de inversión de los gestores de red de transporte, y presentará un informe anual al Ministerio para la Transición Ecológica con la evaluación de dichos planes en lo que se refiere a su adecuación al plan de desarrollo de la red en el ámbito comunitario mencionado en el artículo 8, apartado 3, letra b) del Reglamento (CE) n.º 714/2009, pudiendo incluir recomendaciones para su modificación.

Artículo 4 bis. *Mecanismo de planificación de posiciones para alimentación de demanda.*

(Sin efecto)

Artículo 5. *Coordinación con planes urbanísticos.*

1. La planificación de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica, que se ubiquen o discurran en cualquier clase y categoría de suelo, deberá tenerse en cuenta en el correspondiente instrumento de ordenación del territorio y urbanístico, el cual deberá precisar las posibles instalaciones y calificar adecuadamente los terrenos, estableciendo, en ambos casos, las reservas de suelo necesarias para la ubicación de las nuevas instalaciones y la protección de las existentes.

2. Cuando existan razones justificadas de urgencia o excepcional interés para el suministro de energía eléctrica que aconsejen el establecimiento de instalaciones de transporte y distribución que precisen de un acto de intervención municipal previo, se estará a lo dispuesto en la disposición adicional décima del texto refundido de la Ley del Suelo, aprobado por el Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio. El mismo procedimiento será aplicable en los casos en que existan instrumentos de ordenación territorial y urbanística ya aprobados definitivamente, en los que no se haya tenido en cuenta la planificación eléctrica conforme al apartado anterior.

3. En todo caso, en lo relativo a las instalaciones de transporte cuya autorización sea competencia de la Administración General del Estado se estará a lo establecido en la disposición adicional duodécima de la Ley 13/2003, de 23 de mayo, reguladora del contrato de concesión de obras públicas.

4. A todos los efectos, las infraestructuras propias de las actividades del suministro eléctrico, reconocidas de utilidad pública por la presente ley, tendrán la condición de sistemas generales.

TÍTULO II

Ordenación del suministro

Artículo 6. *Sujetos.*

1. Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica a que se refiere el artículo 1.2 serán desarrolladas por los siguientes sujetos:

a) Los productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción.

b) El operador del mercado, que es aquella sociedad mercantil que tiene las funciones que le atribuye el artículo 29.

c) El operador del sistema, que es aquella sociedad mercantil que tiene las funciones que le atribuye el artículo 30.

d) El transportista, que es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte y todas aquellas funciones que se recogen en el artículo 36.

e) Los distribuidores, que son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y todas aquellas funciones que se recogen en el artículo 40.

f) Los comercializadores, que son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la presente ley.

Reglamentariamente se establecerá el procedimiento y requisitos para ser comercializador de referencia.

g) Los consumidores, que son las personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para su propio consumo y para la prestación de servicios de recarga energética de vehículos.

Aquellos consumidores que adquieran energía directamente en el mercado de producción se denominarán Consumidores Directos en Mercado.

h) Los titulares de instalaciones de almacenamiento, que son las personas físicas o jurídicas que poseen instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica.

Todo ello sin perjuicio de lo previsto en el artículo 5 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y de la posibilidad de que los sujetos productores, consumidores o titulares de redes de transporte y distribución puedan poseer este tipo de instalaciones sin perder su condición.

i) Los agregadores independientes, que son participantes en el mercado de producción de energía eléctrica que prestan servicios de agregación y que no están relacionados con el suministrador del cliente, entendiéndose por agregación aquella actividad realizada por personas físicas o jurídicas que combinan múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica.

j) Las comunidades de energías renovables, que son entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras.

k) Las comunidades ciudadanas de energía, que son entidades jurídicas basadas en la participación voluntaria y abierta, cuyo control efectivo lo ejercen socios o miembros que sean personas físicas, autoridades locales, incluidos los municipios, o pequeñas empresas, y cuyo objetivo principal consiste en ofrecer beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus miembros, socios o a la localidad en la que desarrolla su actividad, más que generar una rentabilidad financiera.

m) **(Sin efecto)**

2. Los agentes que actúen por cuenta de cualquier sujeto a los efectos de su participación en el mercado de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas tendrán la consideración de representantes. Los agentes que actúen como representantes no podrán actuar simultáneamente por cuenta propia y por cuenta ajena. Se entenderá que un representante actúa por cuenta propia cuando participe de forma directa o indirecta en más de un 50 por ciento del capital de la sociedad que representa.

La representación por cuenta ajena podrá ser indirecta, cuando el representante actúa en nombre propio, o directa, cuando el representante actúa en nombre del representado.

Artículo 7. *Garantía del suministro.*

1. Todos los consumidores tendrán derecho al acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en el territorio nacional, en los términos establecidos en esta ley y en las condiciones que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno.

2. El Gobierno podrá adoptar, para un plazo determinado, las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica cuando concurra alguno de los siguientes supuestos:

a) Riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica.

b) Situaciones de desabastecimiento de alguna o algunas de las fuentes de energía primaria.

c) Situaciones de las que se pueda derivar amenaza grave para la integridad física o la seguridad de las personas, de aparatos o instalaciones o para la integridad de la red de

transporte o distribución de energía eléctrica previa comunicación a las Comunidades Autónomas afectadas.

d) Situaciones en las que se produzcan reducciones sustanciales de la disponibilidad de las instalaciones de producción, transporte o distribución o de los índices de calidad del suministro imputables a cualquiera de ellas.

3. Las medidas que se adopten por el Gobierno para hacer frente a las situaciones descritas en el apartado anterior podrán referirse, entre otros, a los siguientes aspectos:

a) Limitaciones o modificaciones temporales del mercado de electricidad a que se refiere el artículo 25 o del despacho de generación existente en los sistemas eléctricos aislados.

b) Operación directa de las instalaciones de generación, transporte y distribución.

c) Establecimiento de obligaciones especiales en materia de existencias de seguridad de fuentes primarias para la producción de energía eléctrica.

d) Limitación, modificación temporal o suspensión de los derechos que se establecen en el artículo 26 para los productores de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos.

e) Modificación de las condiciones generales de regularidad en el suministro con carácter general o referido a determinadas categorías de consumidores.

f) Limitación, modificación temporal o suspensión de los derechos y garantías de acceso a las redes por terceros.

g) Limitación o asignación de abastecimientos de energías primarias a los productores de electricidad.

h) Cualesquiera otras medidas que puedan ser recomendadas por los Organismos internacionales de los que España sea miembro o que se determinen en aplicación de aquellos convenios en que se participe.

4. En las situaciones descritas, el Gobierno determinará el régimen retributivo aplicable a aquellas actividades que se vieran afectadas por las medidas adoptadas garantizando, en todo caso, un reparto equilibrado de los costes.

5. Cuando las medidas adoptadas por el Gobierno de acuerdo con lo previsto en el apartado 2 afecten únicamente a una Comunidad Autónoma, la decisión se adoptará en colaboración con ésta.

No obstante lo anterior, en el caso de que en los territorios no peninsulares se produjeran situaciones de riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica o situaciones de las que se pueda derivar amenaza para la integridad física o la seguridad de las personas, de aparatos o instalaciones o para la integridad de la red de transporte o distribución de energía eléctrica, las medidas allí previstas podrán ser también adoptadas por las comunidades o ciudades autónomas afectadas, siempre que se restrinjan a su respectivo ámbito territorial. En dicho supuesto, tales medidas no tendrán repercusiones económicas en el sistema eléctrico, salvo que existiera acuerdo previo del Ministerio de Industria, Energía y Turismo que así lo autorice.

6. Cuando el incumplimiento de las obligaciones de los sujetos definidos en el artículo 6 pueda afectar a la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, y a fin de garantizar su mantenimiento, el Gobierno podrá acordar la intervención de la correspondiente empresa de acuerdo con lo previsto en el artículo 128.2 de la Constitución, adoptando las medidas oportunas para ello.

A estos efectos serán causas de intervención de una empresa las siguientes:

1.º Cuando medie declaración de concurso de acreedores y la empresa no se halle en condiciones de cumplir con sus obligaciones, y, en todo caso, si se ha producido la apertura de la fase de liquidación.

2.º La gestión irregular de la actividad cuando le sea imputable y pueda dar lugar a su paralización con interrupción del suministro a los usuarios.

3.º La grave y reiterada falta de mantenimiento adecuado de las instalaciones que ponga en peligro la seguridad de las mismas.

En estos supuestos, si las empresas que desarrollan las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica lo hacen mediante instalaciones cuya autorización sea competencia exclusiva de una Comunidad Autónoma, la intervención será acordada por

ésta, salvo que esté en riesgo la seguridad de suministro, en cuyo caso, también podrá ser acordada por el Gobierno, quien lo comunicará a la Comunidad Autónoma.

7. En todo caso, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará la aplicación de las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica contenida en el presente artículo, para lo que se pondrá a su disposición la información relativa a su aplicación.

8. **(Sin efecto)**

Artículo 8. *Funcionamiento del sistema.*

1. La producción de energía eléctrica se desarrollará en régimen de libre competencia.

El mercado de producción de energía eléctrica es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, los servicios de ajuste y de balance y los mercados no organizados. Los sujetos definidos en el artículo 6 que actúen en el mercado de producción a que se refiere el párrafo anterior podrán pactar libremente los términos de los contratos de compraventa de energía eléctrica que suscriban, respetando las modalidades y contenidos mínimos previstos en la presente ley y en sus reglamentos de desarrollo.

El Gobierno podrá determinar el funcionamiento del mercado diario e intradiario con base en ofertas de unidades de producción ya sean físicas o en cartera y, en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares el funcionamiento de un despacho técnico y económico.

2. La operación del sistema, la operación del mercado, el transporte y la distribución de energía eléctrica tienen carácter de actividades reguladas a efectos de su separación de otras actividades, y su régimen económico y de funcionamiento se ajustará a lo previsto en la presente ley.

Se garantiza el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución en las condiciones técnicas y económicas establecidas en esta ley y en los términos que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno.

3. Sin perjuicio de lo establecido para la comercialización de referencia, la comercialización y los servicios de recarga energética se ejercerán libremente en los términos previstos en la presente ley y su régimen económico vendrá determinado por las condiciones que se pacten entre las partes.

4. Salvo pacto en contrario, la transmisión de la propiedad de la energía eléctrica se entenderá producida en el momento en que la misma tenga entrada en las instalaciones del comprador.

En el caso de los comercializadores y de los gestores de cargas, la transmisión de la propiedad de la energía eléctrica se entenderá producida, salvo pacto en contrario, cuando la misma tenga entrada en las instalaciones de su cliente.

Artículo 9. *Autoconsumo de energía eléctrica.*

1. A los efectos de esta Ley, se entenderá por autoconsumo el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.

Se distinguen las siguientes modalidades de autoconsumo:

a) Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes. Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto consumidor.

b) Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes. Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.

2. Reglamentariamente se desarrollará el concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo. En todo caso se entenderán como tales las que estén conectadas en la red interior de los consumidores asociados, estén unidas a estos a través de líneas directas o estén conectadas a la red de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.

3. Las instalaciones de producción no superiores a 100 kW de potencia asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes estarán exentas de la obligación de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. No obstante, las Comunidades Autónomas y las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla podrán dar de alta, de oficio, dichas instalaciones en sus respectivos registros administrativos de autoconsumo. Reglamentariamente se establecerá el procedimiento por el Gobierno el procedimiento para la remisión de dicha información al Ministerio para la Transición Ecológica para su incorporación en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

4. Para el seguimiento de la actividad de autoconsumo de energía eléctrica, desde el punto de vista económico, y de su incidencia en el cumplimiento de los objetivos de energías renovables y en la operación del sistema, se crea en el Ministerio para la Transición Ecológica el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica que será telemático, declarativo y de acceso gratuito.

Las Comunidades Autónomas con competencias en la materia podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales en los que deberán estar inscritas todos los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica ubicados en el ámbito territorial de aquéllas.

Para aquellos sujetos consumidores conectados a baja tensión, en los que la instalación generadora sea de baja tensión y la potencia instalada de generación sea menor de 100 kW que realicen autoconsumo, la inscripción se llevará a cabo de oficio por las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla en sus respectivos registros a partir de la información remitida a las mismas en virtud del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Reglamentariamente, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, se establecerá por el Gobierno la organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica. En dicho reglamento, se recogerá la información que las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla deberán remitir al Ministerio para la Transición Ecológica para su incorporación en registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica estatal. Esta información deberá ser remitida aun cuando no dispusieran de registro administrativo autonómico.

5. La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes. En el caso en que se produzca transferencia de energía a través de la red de distribución en instalaciones próximas a efectos de autoconsumo se podrán establecer las cantidades que resulten de aplicación por el uso de dicha red de distribución. Los excedentes de las instalaciones de generación asociadas al autoconsumo estarán sometidos al mismo tratamiento que la energía producida por el resto de las instalaciones de producción, al igual que los déficits de energía que los autoconsumidores adquieran a través de la red de transporte o distribución estarán sometidos al mismo tratamiento que los del resto de consumidores.

Sin perjuicio de lo anterior, reglamentariamente podrán desarrollarse mecanismos de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas, que en todo caso estarán limitados a potencias de estas no superiores a 100 kW.

6. Reglamentariamente se establecerán las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a la red de las instalaciones de producción asociadas al autoconsumo. Estos requisitos serán proporcionales al tamaño de la instalación y a la modalidad de autoconsumo.

Las instalaciones en modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes de hasta 100 kW se someterán exclusivamente a los reglamentos técnicos correspondientes. En particular, las instalaciones de suministro con autoconsumo conectadas en baja tensión se ejecutarán de acuerdo a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Las configuraciones de medida que sean de aplicación en las instalaciones de autoconsumo serán definidas reglamentariamente por el Gobierno. En todo caso, estas configuraciones deberán contener los equipos de medida estrictamente necesarios para la correcta facturación de los precios, tarifas, cargos o peajes que le resulten de aplicación.

Artículo 10. *Actividades en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

1. Las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares podrán ser objeto de una reglamentación singular que atenderá a las especificidades derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado, previo informe de las Comunidades Autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla afectadas.

2. Dicha reglamentación desarrollará, al menos, los siguientes mecanismos:

a) La planificación de las infraestructuras de la red de transporte de energía eléctrica basada en criterios de análisis coste/beneficio, en relación con el resto de actividades destinadas al suministro, y en los términos previstos en el artículo 4.

b) El establecimiento de un régimen retributivo para la actividad de producción en los términos previstos en el artículo 14.

c) El fomento de energías renovables cuando sean técnicamente asumibles y supongan una reducción de costes del sistema en los términos previstos en el artículo 14.

d) La integración de los sistemas no peninsulares en el mercado peninsular, cuando exista una interconexión con la península de capacidad comercial suficiente, y hasta entonces, la aplicación de criterios técnicos y de mercado para el despacho de la energía.

e) El establecimiento de incentivos económicos al operador del sistema para que, manteniendo la seguridad, se reduzca progresivamente el coste de generación en los sistemas no peninsulares.

f) La incorporación de señales de precios eficientes al consumidor para que pueda modular su demanda.

Artículo 11. *Intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad.*

1. Podrán realizarse libremente los intercambios intracomunitarios de electricidad en los términos previstos en la presente ley.

2. Las adquisiciones de energía a través de las interconexiones con otros Estados miembros de la Unión Europea o terceros países podrán ser realizadas por los productores, comercializadores y consumidores directos en mercado definidos en el artículo 6.

Dicha energía podrá adquirirse mediante cualquiera de las modalidades de contratación que se autoricen en el desarrollo de esta ley.

3. Las ventas de energía a través de las interconexiones con otros Estados miembros de la Unión Europea o terceros países podrán ser realizadas por los productores, comercializadores y consumidores directos en mercado definidos en el artículo 6. Estas operaciones deberán ser comunicadas al operador del sistema, que podrá denegarlas cuando impliquen un riesgo cierto para el suministro.

4. Los intercambios a corto plazo de energías de balance o de reserva que tengan por objeto el mantenimiento de las condiciones de calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en el sistema y los intercambios de servicios transfronterizos de ajuste, serán realizados por el operador del sistema u otros sujetos del sistema en los términos que reglamentariamente se establezcan.

5. Los intercambios de energía eléctrica a través de las interconexiones con terceros países estarán, en todo caso, sometidos a autorización administrativa del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

6. El régimen jurídico y económico al que se someterán los intercambios intracomunitarios e internacionales se regulará reglamentariamente respetando los principios de competencia y transparencia que han de regir el mercado de producción. En todo caso, los sujetos que realicen operaciones de exportación de energía eléctrica habrán de abonar los costes del sistema que proporcionalmente les correspondan.

Artículo 12. *Separación de actividades.*

1. Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades de transporte, distribución y operación del sistema a que se refiere el apartado 2 del artículo 8 deberán tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción, de comercialización o de servicios de recarga energética, ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades.

2. No obstante, un grupo de sociedades podrá desarrollar actividades incompatibles de acuerdo con la ley, siempre que sean ejercidas por sociedades diferentes, y se cumplan los siguientes criterios de independencia:

a) Las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas no podrán participar en estructuras organizativas del grupo empresarial que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de actividades de generación, comercialización o de servicios de recarga energética. Adicionalmente, y sin perjuicio de lo establecido en el segundo párrafo del artículo 34.2 en materia de transportista único y de exclusividad de desarrollo de la actividad de transporte, el responsable de administración de la red de distribución no podrá participar en la gestión cotidiana de las actividades de transporte.

b) Los grupos de sociedades garantizarán, bajo la responsabilidad de sus administradores, la independencia de las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas mediante la protección de sus intereses profesionales. En particular establecerán garantías en lo que concierne a su retribución y su cese.

Las sociedades que realicen actividades reguladas y las personas responsables de su gestión que se determine no podrán poseer acciones de sociedades que realicen actividades de producción, comercialización o de servicios de recarga energética.

Además, las sociedades que realicen actividades reguladas, así como sus trabajadores, no podrán compartir información comercialmente sensible con las empresas del grupo de sociedades al que pertenezcan, en el caso de que éstas realicen actividades liberalizadas.

c) Las sociedades que realicen actividades reguladas tendrán capacidad de decisión efectiva, independiente del grupo de sociedades, con respecto a activos necesarios para explotar, mantener o desarrollar la red de transporte o distribución de energía eléctrica.

No obstante, el grupo de sociedades tendrá derecho a la supervisión económica y de la gestión de las referidas sociedades, y podrá someter a aprobación el plan financiero anual, o instrumento equivalente, así como establecer límites globales a su nivel de endeudamiento, que no interfieran en la viabilidad del presupuesto elaborado por la sociedad regulada como sociedad individual.

En ningún caso podrá el grupo empresarial dar instrucciones a las sociedades que realicen actividades reguladas respecto de la gestión cotidiana, ni respecto de decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de activos de transporte o distribución, siempre que no se sobrepase lo establecido en el plan financiero anual o instrumento equivalente, ni tampoco podrá dar instrucciones sobre qué servicios necesita contratar la sociedad regulada a otras sociedades del grupo si no presentan condiciones económicas comparables a las que se obtendrían en el exterior.

d) Las sociedades que realicen actividades reguladas establecerán un código de conducta en el que se expongan las medidas adoptadas para garantizar el cumplimiento de lo estipulado en los párrafos a), b) y c) anteriores.

Dicho código de conducta establecerá obligaciones específicas de los empleados, y su cumplimiento será objeto de la adecuada supervisión y evaluación por la persona u órgano competente designado por la sociedad a tal efecto. El encargado de evaluar el cumplimiento será totalmente independiente y tendrá acceso a toda la información de la sociedad y de cualquiera de sus empresas filiales que requiera para el desempeño de su función.

Anualmente, el encargado de supervisión presentará un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que será publicado en el «Boletín Oficial del Estado», indicando las medidas adoptadas para lograr el cumplimiento de lo estipulado en los párrafos a), b) y c) anteriores. Este informe será remitido antes del 31 de marzo de cada año con respecto al ejercicio anterior.

e) La separación de actividades y, en particular, la separación funcional, a cuyo efecto las empresas obligadas deberán remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el código de conducta previsto en el párrafo d) del presente artículo antes del 31 de marzo de cada año, con relación al ejercicio anterior.

3. Las empresas distribuidoras y las empresas comercializadoras de referencia que formen parte de un grupo de sociedades que desarrolle actividades reguladas y libres en los términos previstos en la presente ley, no crearán confusión en su información y en la presentación de su marca e imagen de marca respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización, sin perjuicio de las infracciones previstas en la normativa vigente a este respecto.

4. El conjunto de obligaciones establecidas en el apartado 2 del presente artículo no serán aplicables a las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes.

Artículo 12 bis. *Comunidades de energías renovables.*

1. Los socios o miembros de las Comunidades de energías renovables tendrán los derechos y obligaciones de los sujetos del sector eléctrico previstos en esta ley y en su normativa de desarrollo

2. Los consumidores finales, incluidos los consumidores domésticos, tienen derecho a participar en una comunidad de energías renovables a la vez que mantienen sus derechos u obligaciones como consumidores finales, y sin estar sujetos a condiciones injustificadas o discriminatorias, o a procedimientos que les impidan participar en una comunidad de energías renovables, siempre que, en el caso de las empresas privadas, su participación no constituya su principal actividad comercial o profesional.

3. Las comunidades de energías renovables, en los términos previstos en la normativa sectorial de aplicación, tienen derecho a:

a) producir, consumir, almacenar y vender energías renovables, en particular mediante contratos de compra de electricidad renovable;

b) compartir, en el seno de la comunidad de energías renovables, la energía renovable que produzcan las unidades de producción propiedad de dicha comunidad de energías renovables, a condición de cumplir los demás requisitos establecidos en este artículo y de mantener los derechos y obligaciones de los miembros de la comunidad de energías renovables en su condición de consumidores;

c) acceder a todos los mercados de la energía adecuados tanto directamente como mediante agregación de manera no discriminatoria.

4. Al objeto de fomentar y facilitar el desarrollo de las comunidades de energías renovables, las administraciones públicas, en el ejercicio de sus respectivas competencias, garantizarán que:

a) se eliminen los obstáculos reglamentarios y administrativos injustificados a las comunidades de energías renovables;

b) las comunidades de energías renovables que suministren energía o proporcionen servicios de agregación u otros servicios energéticos comerciales estén sujetas a las disposiciones aplicables a tales actividades;

c) el gestor de la red de distribución correspondiente coopere con las comunidades de energías renovables para facilitar, en el seno de las comunidades de energías renovables, las transferencias de energía;

d) las comunidades de energías renovables estén sujetas a procedimientos justos, proporcionados y transparentes, incluidos los procedimientos de registro y de concesión de licencias, y a tarifas de la red que reflejen los costes, así como a los pertinentes cargos, gravámenes e impuestos, garantizando que contribuyen, de forma adecuada, justa y equilibrada, al reparto del coste global del sistema;

e) las comunidades de energías renovables no recibirán un trato discriminatorio en lo que atañe a sus actividades, derechos y obligaciones en su condición de clientes finales, productores, suministradores, u otros participantes en el mercado;

f) la participación en las comunidades de energías renovables será accesible a todos los consumidores, incluidos los de hogares con ingresos bajos o vulnerables;

g) estén disponibles instrumentos para facilitar el acceso a la financiación y la información;

h) se proporcione apoyo reglamentario y de refuerzo de capacidades a las autoridades públicas para propiciar y crear comunidades de energías renovables, así como para ayudar a las autoridades a participar directamente; y

i) estén en vigor normas destinadas a garantizar el trato equitativo y no discriminatorio de los consumidores que participen en la comunidad de energías renovables.

5. Sin perjuicio de lo dispuesto en la normativa comunitaria en materia de ayudas de estado, al diseñar los sistemas de apoyo, se tendrán en cuenta las particularidades de las comunidades de energías renovables, a fin de que estas puedan competir por el apoyo en pie de igualdad con otros participantes en el mercado.

Artículo 12 ter. *Comunidades ciudadanas de energía.*

1. En los términos en los que reglamentariamente se establezca, se establecerá un marco jurídico favorable para las comunidades ciudadanas de energía que garantice que:

a) la participación en una comunidad ciudadana de energía sea abierta y voluntaria,

b) los socios o miembros de una comunidad ciudadana de energía tengan derecho a abandonar la comunidad,

c) los socios o miembros de una comunidad ciudadana de energía no pierdan sus derechos y obligaciones como consumidores finales de energía eléctrica,

d) Puedan acceder a todos los mercados organizados de producción de energía eléctrica directamente o a través de la agregación de forma no discriminatoria.

e) Tengan garantizado un trato no discriminatorio y proporcionado en relación con el ejercicio de sus actividades, derechos y obligaciones como clientes finales, generadores, suministradores, o participantes en el mercado que presten servicios de agregación;

f) Estén sujetas a procedimientos y tasas, incluidos el registro y la concesión de licencias, equitativos, proporcionales y transparentes, así como a unas tarifas de acceso a la red transparentes y no discriminatorias, que reflejen los costes de conformidad con el artículo 18 del Reglamento (UE) 2019/943, y que garanticen que contribuyan de manera adecuada y equilibrada al reparto general de los costes del sistema.

g) Puedan actuar como representantes de los consumidores para la realización del autoconsumo colectivo, siempre que estos otorguen las correspondientes autorizaciones.

Reglamentariamente se establecerán los requisitos aplicables a las comunidades ciudadanas de energía que permitan el acceso a la actividad, sus derechos y obligaciones, así como los derechos y obligaciones de sus socios o miembros.

TÍTULO III

Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico

Artículo 13. *Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.*

1. Las actuaciones de las Administraciones Públicas y demás sujetos comprendidos en el ámbito de aplicación de esta ley estarán sujetas al principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

Se entenderá por sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico la capacidad para satisfacer la totalidad de los costes del mismo, conforme a lo establecido en esta ley y en su normativa de desarrollo.

2. Los costes del sistema serán financiados mediante los ingresos del sistema eléctrico que comprenderán:

a) Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución satisfechos por los consumidores y los productores y los agentes por las exportaciones de energía a países no comunitarios, destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución,

b) los cargos que se establezcan para el pago de las otras partidas de costes que no sean cubiertas por otros ingresos, según se encuentran definidos en el artículo 16,

c) cualquier mecanismo financiero establecido normativamente,

d) las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado destinadas a cubrir, entre otros, las cuantías que se determinen correspondientes a los costes del régimen retributivo específico para el fomento de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables y al extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional y,

e) Cualquier otro ingreso atribuido expresamente por una norma de rango legal o reglamentario.

3. Los costes del sistema eléctrico, que se determinarán de acuerdo con lo dispuesto en la presente ley y sus normas de desarrollo, serán los siguientes:

a) Retribución de las actividades de transporte y distribución.

b) Régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos.

c) Retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional.

d) Retribución asociada a la aplicación de mecanismos de capacidad, en su caso,

e) Retribución asociada a los mecanismos que se desarrollen en aplicación del artículo 25.1, en su caso.

f) Compensación asociada a la moratoria nuclear de acuerdo con la disposición adicional octava de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.

g) Dotación del fondo para la financiación del Plan General de Residuos Radiactivos.

h) Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

i) Imputación de la diferencia de pérdidas asociada al cierre de energía en el mercado de producción, en su caso.

j) Anualidades correspondientes a los déficit del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes.

k) Medidas de gestión de la demanda, en el caso en que así sean reconocidos conforme a lo establecido en el artículo 49.

l) Gestión técnica y económica del sistema en caso de desajuste entre los ingresos y la retribución de estas actividades conforme a lo establecido en el artículo 14.11, y el importe recaudado a través de los precios regulados que cobran a los agentes.

m) Cualquier otro coste atribuido expresamente por una norma con rango legal cuyo fin responda exclusivamente a la normativa del sector eléctrico.

n) Los gastos ocasionados por las cuentas gestionadas por el organismo encargado de las liquidaciones para realizar la liquidación de los costes regulados del sector eléctrico, salvo en los casos en que esté previsto que tales costes sean deducidos de los saldos que existan en la cuenta en favor de los titulares del derecho de que se trate. Los gastos ocasionados por la cuenta específica relativa al superávit de ingresos serán deducidos del saldo existente en dicha cuenta.

4. Los ingresos del sistema serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema eléctrico.

5. Toda medida normativa en relación con el sector eléctrico que suponga un incremento de costes para el sistema eléctrico o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.

6. Con carácter anual, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se aprobará una previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para los seis siguientes años.

Artículo 14. *Retribución de las actividades.*

1. Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica serán retribuidas en la forma dispuesta en la presente ley con cargo a los ingresos del sistema eléctrico definidos en el artículo 13, a los derivados de la participación en el mercado de producción, así como a los ingresos provenientes de la aplicación de lo dispuesto en la presente ley y su normativa de desarrollo.

Los ingresos del sistema eléctrico serán destinados a pagar exclusivamente la retribución propia de las actividades destinadas al suministro eléctrico y el resto de costes del sistema definidos en el artículo 13, sin que puedan destinarse a otros fines.

2. La retribución de las actividades se establecerá con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico.

3. Para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución, gestión técnica y económica del sistema, y producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

4. Los parámetros de retribución de las actividades de transporte, distribución, producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico y producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional, se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europeo establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

Estos parámetros retributivos podrán revisarse para cada periodo regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión antes del comienzo del periodo regulatorio se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente, excepto en el caso del régimen retributivo específico cuya revisión podrá realizarse hasta el 28 de febrero del primer año de cada periodo regulatorio.

Para las actividades de transporte y distribución las tasas de retribución financiera aplicables serán fijadas, para cada periodo regulatorio, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

No obstante lo anterior, para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte y distribución. Este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los veinticuatro meses previos al mes de mayo del año anterior al inicio del nuevo periodo regulatorio incrementado con un diferencial adecuado que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo la determinación del límite máximo se entenderá prorrogado el límite máximo fijado para el periodo regulatorio anterior. Si este último no existiera, el límite máximo para el nuevo periodo tomará el valor de la tasa de retribución financiera del periodo anterior.

Para las actividades de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional podrá modificarse la tasa de retribución financiera aplicable a dichas actividades antes del inicio de cada periodo regulatorio. La tasa de retribución financiera establecida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los veinticuatro meses previos al mes de mayo del anterior al del inicio incrementado con un diferencial adecuado que se determinará, por Ley, para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo la determinación de la tasa de retribución financiera, se entenderá prorrogada la fijada para el periodo regulatorio anterior.

En el caso de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico la modificación de los parámetros de retribución se realizará de acuerdo con los siguientes criterios:

1.º En la revisión que corresponda a cada periodo regulatorio se podrán modificar todos los parámetros retributivos y, entre ellos el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable en lo que reste de vida regulatoria de las instalaciones tipo que se fijará legalmente.

En ningún caso, una vez reconocida la vida útil regulatoria o el valor estándar de la inversión inicial de una instalación, se podrán revisar dichos valores.

2.º Cada tres años se revisarán las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento.

Asimismo, se podrán ajustar los parámetros retributivos en función de las desviaciones del precio del mercado respecto de las estimaciones realizadas para el semiperiodo regulatorio anterior. El método de ajuste se establecerá reglamentariamente y será de aplicación en lo que reste de vida útil de la instalación.

3.º Al menos anualmente se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

5. La retribución de la actividad de producción incorporará los siguientes conceptos:

a) La energía eléctrica negociada a través de los mercados diario e intradiario. La energía eléctrica negociada a través de los mercados diario y subastas intradiarias se retribuirá sobre la base del precio resultante del equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica ofertada en los mismos, resultante de los mecanismos que se establezcan.

La energía eléctrica negociada a través de los mercados de contratación bilateral o física o a plazo que se retribuirá sobre la base del precio de las operaciones contratadas en firme en los mencionados mercados.

Este concepto retributivo se definirá considerando las pérdidas incurridas en las redes y los costes derivados de las alteraciones del régimen normal de funcionamiento del sistema de ofertas.

b) Los servicios de ajuste, incluyendo los servicios de no frecuencia y servicios de balance del sistema, necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará qué servicios del sistema se consideran de no frecuencia y de balance, así como su régimen retributivo, diferenciándose aquellos que tengan carácter obligatorio de aquellos potestativos.

Por su parte, el Ministerio para la Transición Ecológica determinará qué servicios de ajuste, excluyendo los de balance y los de no frecuencia, son necesarios para mantener la seguridad, continuidad y calidad de suministro.

c) En su caso, la retribución en concepto de mecanismo de capacidad, que se establecerá por orden del Ministerio para la Transición Ecológica, que permita dotar al sistema de un margen de cobertura adecuado e incentive la disponibilidad de potencia gestionable.

d) En su caso, la retribución adicional a que hace referencia el apartado 6 para la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

e) En su caso, la retribución específica a que hace referencia el apartado 7 para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos.

6. El Gobierno podrá determinar un concepto retributivo adicional para cubrir la diferencia entre los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y los ingresos de dicha actividad de producción tomando como referencia la estructura de precios prevista en los párrafos a), b) y c) del apartado 5. El concepto retributivo adicional se basará en los siguientes principios:

a) Se tendrán en consideración exclusivamente los extracostes específicos de estos sistemas eléctricos asociados a su ubicación territorial y, en su caso, a su carácter aislado.

b) Para la determinación de los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía eléctrica se considerará una instalación tipo, a lo largo de su vida útil

regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada.

c) Al efecto de permitir una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, la tasa de retribución financiera de la inversión neta reconocida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado.

7. Excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, en los términos establecidos a continuación:

a) El otorgamiento de este régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva.

Este régimen retributivo, adicional a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, estará compuesto por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo.

Este régimen retributivo será compatible con la sostenibilidad económica del sistema eléctrico de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 13 y estará limitado, en todo caso, a los objetivos de potencia que se establezcan en la planificación en materia de energías renovables y de ahorro y eficiencia.

b) Para el cálculo de dicha retribución específica se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, los valores que resulten de considerar:

i. Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.

ii. Los costes estándar de explotación.

iii. El valor estándar de la inversión inicial.

A estos efectos, en ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español. Del mismo modo, sólo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

Como consecuencia de las singulares características de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, podrán definirse excepcionalmente instalaciones tipo específicas para cada uno de ellos.

El régimen retributivo no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y que permita obtener una rentabilidad razonable referida a la instalación tipo en cada caso aplicable. Esta rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.

Excepcionalmente el régimen retributivo podrá incorporar además un incentivo a la inversión y a la ejecución en un plazo determinado cuando su instalación suponga una reducción significativa de los costes en los sistemas de los territorios no peninsulares.

c) El valor de la inversión inicial se determinará mediante el procedimiento de concurrencia competitiva para otorgar el régimen retributivo adicional a cada instalación.

La retribución adicional a la del mercado, que pudiera corresponder a cada instalación será la que resulte de aplicar lo dispuesto en los apartados anteriores considerando como valor estándar de la inversión inicial el que resulte en el procedimiento de concurrencia competitiva.

d) La energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible en una instalación de generación que utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles no será objeto de régimen retributivo específico, salvo en el caso de instalaciones híbridas entre fuentes de energía renovables no consumibles y consumibles, en cuyo caso la energía eléctrica imputable a la utilización de la fuente de energía renovable consumible sí podrá ser objeto de régimen retributivo específico.

A estos efectos, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se publicará la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles utilizados.

e) El régimen retributivo específico devendrá inaplicable si como consecuencia de una inspección o de cualquier otro medio válido en derecho, quedase constatado que con anterioridad al plazo límite reglamentariamente establecido la instalación hubiera incumplido alguno de los siguientes requisitos:

i. Estar totalmente finalizada. A estos efectos, se considerará que una instalación está totalmente finalizada si cuenta con todos los elementos, equipos e infraestructuras que son necesarios para producir energía y verterla al sistema eléctrico, incluyendo, cuando corresponda, los sistemas de almacenamiento.

ii. Que sus características técnicas coincidan con las características técnicas proyectadas para la instalación en el momento del otorgamiento del derecho a la percepción del régimen retributivo específico.

En aquellos casos en que la característica técnica que haya sido modificada sea la potencia de la instalación, siempre y cuando dicha circunstancia constara en la inscripción en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica con anterioridad al vencimiento del plazo límite reglamentariamente establecido, el cumplimiento del requisito del párrafo ii de éste apartado e) solo será exigible para la parte de la instalación correspondiente a la potencia inscrita. En dichos casos, la instalación únicamente tendrá derecho a la percepción del régimen retributivo específico correspondiente a dicha potencia inscrita en el registro y a la fracción de la energía imputable a la misma.

En las disposiciones en las que se establezcan los mecanismos de asignación de los regímenes retributivos específicos podrá eximirse a nuevas instalaciones que cumplan determinados requisitos del cumplimiento de lo previsto en el párrafo ii de éste apartado e).

La potencia o energía imputable a cualquier parte de una instalación con derecho a la percepción del régimen retributivo específico, que no estuviera instalada y en funcionamiento con anterioridad al plazo límite reglamentariamente establecido, no tendrá derecho al régimen retributivo específico, sin perjuicio del régimen retributivo que se establezca reglamentariamente por el Gobierno para las modificaciones de las instalaciones.

Las circunstancias recogidas en este apartado e) y la consiguiente inaplicación o modificación, según corresponda, del régimen retributivo específico aplicable a las distintas instalaciones serán declaradas por la Dirección General de Política Energética y Minas previa la tramitación de un procedimiento que garantizará, en todo caso, la audiencia al interesado. El plazo máximo para resolver este procedimiento y notificar su resolución será de seis meses.

7 bis. Adicionalmente al régimen retributivo específico previsto en el apartado anterior, al objeto de favorecer la previsibilidad y estabilidad en los ingresos y financiación de las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable que se construyan, el Gobierno desarrollará reglamentariamente otro marco retributivo para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía.

El referido marco retributivo se otorgará mediante procedimientos de concurrencia competitiva en los que el producto a subastar será la energía eléctrica, la potencia instalada o una combinación de ambas y la variable sobre la que se ofertará será el precio de retribución de dicha energía. Asimismo, siempre que se garantice su adecuación a los objetivos perseguidos, podrán incluirse en los procedimientos de concurrencia competitiva otros criterios de adjudicación no económicos hasta un máximo del 30 por ciento de la ponderación, los cuales podrán ser relativos, entre otros, a la contribución a la resiliencia, a la sostenibilidad medioambiental, a la innovación, al impacto socioeconómico del proyecto o

a otros aspectos que mejoren la integración de las fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico.

En los procedimientos de concurrencia competitiva, que deberán estar orientados a la eficiencia en costes, se podrá distinguir entre distintas tecnologías de generación en función de sus características técnicas, tamaño, niveles de gestionabilidad, criterios de localización, madurez tecnológica y aquellos otros que garanticen la transición hacia una economía descarbonizada, así como tener en cuenta las particularidades de las comunidades de energías renovables para que estas puedan competir por el acceso al marco retributivo en nivel de igualdad con otros participantes, todo ello de acuerdo con la normativa comunitaria.

En el caso de instalaciones de pequeña magnitud y proyectos de demostración se les podrá eximir del procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de los referidos marcos retributivos de acuerdo con lo que se desarrolle reglamentariamente. En estos casos, se podrá utilizar como referencia retributiva el resultado de dichos procedimientos, garantizándose la orientación a la eficiencia en costes.

8. Las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico según lo dispuesto en el artículo 1.1.

8.bis. Las metodologías de retribución de las actividades de transporte y de distribución deberán contemplar incentivos económicos, que podrán tener signo positivo o negativo, para la mejora de la disponibilidad de las instalaciones, para garantizar el nivel de endeudamiento adecuado a fin de disponer de una estructura de deuda sostenible y otros objetivos.

9. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá el régimen económico de los derechos por acometidas, enganches, verificación de las instalaciones, actuaciones sobre los equipos de control y medida, alquiler de aparatos de medida, realización de estudios de conexión y acceso a las redes y demás actuaciones necesarias para atender los requerimientos de los usuarios.

Los pagos por derechos por acometidas, enganches, verificación y actuaciones sobre los equipos de control y medida derivados de decisiones de los usuarios, alquiler de aparatos de medida y realización de estudios de conexión y de acceso a las redes serán realizados por los sujetos del sistema a los titulares o gestores de la red en los términos que se establezcan reglamentariamente. En ningún caso dichos pagos tendrán consideración de peajes o cargos.

10. Sin perjuicio de lo establecido en relación con la comercialización de referencia, la retribución a la actividad de comercialización será la que libremente se pacte entre las partes.

Los consumidores y los titulares de instalaciones de almacenamiento, ya sea directamente o a través de su comercializador o de un agregador independiente, podrán obtener los ingresos que correspondan, por su participación, en su caso, en los servicios incluidos en el mercado de producción de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.

11. La retribución del operador del mercado se establecerá de acuerdo con la metodología que determine el Gobierno, salvo aquellos aspectos retributivos cuya aprobación se atribuya al regulador nacional de conformidad con las normas de derecho comunitario europeo, en función de los servicios que efectivamente presten y será financiada con base en los precios que éstos cobren a los agentes y sujetos del sistema, respectivamente.

La retribución del operador del mercado y los precios que deben cobrar serán fijados anualmente por el Ministerio para la Transición Ecológica. La retribución podrá incorporar incentivos, que podrán tener signo positivo o negativo, a la reducción de costes y a otros objetivos.

12. Corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la aprobación la retribución para cada año de las empresas titulares de instalaciones de transporte y distribución de conformidad con lo previsto en la Ley 3/2013, de 4 de junio.

Artículo 15. *Criterios de redes y criterios de funcionamiento de las instalaciones de producción sujetas a retribución regulada.*

1. El Gobierno establecerá los criterios generales de redes y los criterios de funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica sujetas a retribución regulada. Las metodologías retributivas que se establezcan con cargo a los ingresos del sistema eléctrico tendrán únicamente en consideración los costes derivados de aplicación de dichos criterios.

A estos efectos se tendrán en cuenta las mejores prácticas en las actividades de transporte, distribución y producción, los índices de calidad establecidos en la normativa estatal y los niveles de protección medio ambiental derivados de la normativa estatal y europea.

Los criterios previstos en este apartado serán los utilizados en la planificación de la red de transporte.

2. Las empresas titulares de activos de redes y de instalaciones de producción de energía eléctrica sujetas a retribución regulada a las que se apliquen, en alguna de sus áreas, normativas específicas sobre redes o instalaciones de producción que supongan unos mayores costes en la actividad que desempeñen, podrán establecer convenios u otros mecanismos con las Administraciones Públicas para cubrir el sobrecoste ocasionado. En ningún caso el sobrecoste causado por estas normas formará parte de la inversión o de los costes de explotación reconocidos a estas empresas para el cálculo de la retribución, no pudiendo por tanto ser sufragado a través de los ingresos del sistema eléctrico.

3. Reglamentariamente por el Gobierno se establecerán los términos en los que, excepcionalmente y con carácter temporal, se podrá autorizar el sobrecoste asumido con cargo a los ingresos del sistema eléctrico derivado de los cambios de combustible en las instalaciones de producción de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, que no se justifiquen por razones técnicas y que sean imprescindibles para garantizar el suministro en dichos territorios.

Artículo 16. *Peajes de acceso a las redes y cargos asociados a los costes del sistema.*

1. El Ministerio para la Transición Ecológica, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de los cargos necesarios que se establecerán de acuerdo con la metodología prevista en el presente artículo para cubrir los costes de las actividades del sistema que correspondan.

El Gobierno, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá la metodología de cálculo de los cargos que deberán satisfacer los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica, y que cubrirán los costes del sistema que se determinen, sin perjuicio de lo dispuesto para los peajes de transporte y distribución.

2. En el marco de las orientaciones de política energética adoptadas por el Ministerio para la Transición Ecológica, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, mediante circular, la metodología, para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deberán satisfacer los usuarios de las mismas.

3. Los peajes y cargos serán únicos en todo el territorio nacional y no incluirán ningún tipo de impuestos.

4. En caso de que las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico fueran gravadas, directa o indirectamente, con tributos propios de las Comunidades Autónomas o recargos sobre tributos estatales, en el peaje de acceso o cargo que corresponda podrá incluirse un suplemento territorial que cubrirá la totalidad del sobrecoste provocado por ese tributo o recargo y que deberá ser abonado por los consumidores ubicados en el ámbito territorial de la respectiva Comunidad Autónoma.

En el caso de que los tributos sean de carácter local, salvo los contemplados en el artículo 59 del texto refundido de la Ley reguladora de las Haciendas Locales aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2004 de 5 de marzo, en el peaje de acceso o cargo que

corresponda se podrá incluir un suplemento territorial que cubra la totalidad del sobrecoste provocado.

Por orden del titular del Ministerio de Presidencia, Relaciones con las Cortes e Igualdad, a propuesta conjunta de los titulares de los Ministerios para la Transición Ecológica y de Hacienda, se determinarán, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, los concretos tributos y recargos que serán considerados a efectos de la aplicación de los citados suplementos territoriales, así como los mecanismos necesarios para la gestión y liquidación de tales suplementos.

5. Con carácter general, y sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 19, los peajes de acceso a las redes y los cargos a los que se refieren los apartados 1 y 2 del presente artículo se establecerán anualmente, respectivamente, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y por el Ministerio para la Transición Ecológica, con base en las estimaciones realizadas. Dichos cargos y peajes de acceso podrán revisarse asimismo cuando se produzcan circunstancias que afecten de modo relevante a los costes regulados o a los parámetros utilizados para su cálculo.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará los peajes mediante resolución que se publicará en el Boletín Oficial del Estado. El Ministerio aprobará los cargos por orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

6. Las empresas que realicen las actividades con retribución regulada facilitarán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio para la Transición Ecológica cuanta información sea necesaria para la determinación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, y los cargos necesarios para cubrir otros costes.

7. Las empresas comercializadoras deberán desglosar en sus facturas a los consumidores finales la cuantía correspondiente a los peajes y cargos.

Artículo 17. *Precios voluntarios para el pequeño consumidor y tarifas de último recurso.*

1. Los precios voluntarios para el pequeño consumidor, que serán únicos en todo el territorio español, serán los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores que, a tenor de lo previsto en el párrafo f) del artículo 6, asuman las obligaciones de suministro de referencia, a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos para que les resulten de aplicación.

Dichos precios se fijarán de forma que en su cálculo se respete el principio de suficiencia de ingresos, aditividad y no ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado.

2. Los precios voluntarios para el pequeño consumidor tendrán en cuenta las especialidades a las que se refiere el artículo 16.2 que correspondan. Para su cálculo, se incluirán de forma aditiva en su estructura los siguientes conceptos:

a) El coste de producción de energía eléctrica, que se determinará con arreglo a mecanismos de mercado en los términos que se desarrollen reglamentariamente.

b) Los peajes de acceso y cargos que correspondan.

c) Los costes de comercialización que correspondan.

3. Se definen las tarifas de último recurso como aquellos precios de aplicación a categorías concretas de consumidores de acuerdo a lo dispuesto en la presente ley y su normativa de desarrollo.

Dichas tarifas de último recurso resultarán de aplicación:

a) A los consumidores que tengan la condición de vulnerables, y

b) aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

Las tarifas de último recurso serán únicas en todo el territorio nacional y en su fijación se podrán incorporar descuentos o recargos sobre los precios voluntarios para el pequeño consumidor, según se determine para cada categoría de consumidores. Las tarifas de último recurso serán los precios que podrán cobrar los comercializadores que, a tenor de lo previsto en el párrafo f) del artículo 6, asuman las obligaciones de suministro de referencia, a

aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos que les resulten de aplicación.

4. El Gobierno establecerá la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y de las tarifas de último recurso. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se dictarán las disposiciones necesarias para el establecimiento de estos precios voluntarios para el pequeño consumidor y tarifas de último recurso.

5. Sobre los precios voluntarios para el pequeño consumidor y las tarifas de último recurso para cada categoría de consumo se aplicarán los correspondientes impuestos.

6. En caso de que las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico fueran gravadas, directa o indirectamente, con tributos propios de las Comunidades Autónomas o recargos sobre tributos estatales, en los precios voluntarios para el pequeño consumidor o las tarifas de último recurso podrá incluirse un suplemento territorial que cubrirá la totalidad del sobrecoste provocado por ese tributo o recargo y que deberá ser abonado por los consumidores ubicados en el ámbito territorial de la respectiva Comunidad Autónoma.

En el caso de que los tributos sean de carácter local, salvo los contemplados en el artículo 59 del texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales, aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, en los precios voluntarios para el pequeño consumidor o la tarifa de último recurso se podrá incluir un suplemento territorial que cubra la totalidad del sobrecoste provocado.

Por orden del titular del Ministerio de Presidencia, a propuesta conjunta de los titulares de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo y de Hacienda y Administraciones Públicas y previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se determinarán los concretos tributos y recargos que serán considerados a efectos de la aplicación de los citados suplementos territoriales, así como los mecanismos necesarios para su gestión y liquidación.

7. Con el fin de que exista la mayor transparencia en los precios del suministro de energía eléctrica, se desglosarán en la facturación al usuario los diferentes conceptos en la forma que reglamentariamente se determine, al menos el coste de la energía, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos que correspondan, y los tributos que graven el consumo de electricidad, así como los suplementos territoriales cuando correspondan. En la facturación de aquellos usuarios acogidos a tarifas de último recurso, se incluirá, en su caso, el importe del bono social minorando el precio voluntario para el pequeño consumidor o el recargo sobre dicho precio en el caso de la tarifa de último recurso para aquellos consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

Artículo 18. *Cobro y liquidación de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas.*

1. Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y los precios o cargos por otros servicios regulados destinados al suministro de energía eléctrica serán recaudados por las empresas distribuidoras y, en su caso, por el operador del sistema, debiendo dar a las cantidades ingresadas la aplicación que proceda de acuerdo con el procedimiento general de liquidaciones previsto en la presente ley y en su normativa de desarrollo.

A estos efectos, los ingresos por peajes o cargos serán los que hubieran debido ser facturados por aplicación de la normativa que los establezca, con independencia de su efectiva facturación y cobro por parte de los sujetos obligados a su recaudación.

2. El Gobierno establecerá reglamentariamente el procedimiento general de liquidaciones para el reparto de los fondos ingresados por los distribuidores y el transportista, así como de las restantes partidas de ingresos, entre quienes realicen las actividades incluidas en el sistema, atendiendo a la retribución que les corresponda de conformidad con la presente Ley.

Las liquidaciones de ingresos y costes del sistema eléctrico se realizarán mensualmente por el órgano encargado de las mismas a cuenta de la liquidación de cierre de cada año, que se efectuará con anterioridad al 1 de diciembre del año siguiente al que corresponde considerando las partidas de ingresos incorporadas al sistema de liquidaciones hasta dicha

fecha provenientes de cualquier mecanismo financiero establecido normativamente y de los Presupuestos Generales del Estado, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 13.

Cualquier ingreso o coste que se incorpore una vez realizada la liquidación de cierre de un ejercicio, tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema del ejercicio en que se produzca.

Con carácter general, en las actividades con retribución regulada que correspondan a una partida de costes del sistema eléctrico, el cobro de dicha retribución se realizará con cargo a las liquidaciones del ejercicio para el que se hayan establecido, aplicándose a todas las actividades con igual distribución en el cobro. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de regularizaciones que pudieran realizarse con posterioridad a las liquidaciones de cada ejercicio o del destino establecido para aquellas partidas de ingresos provenientes de los Presupuestos Generales del Estado o de mecanismos financieros de acuerdo con lo establecido normativamente.

3. Los sujetos a los que se refiere el artículo 6 se adherirán a las condiciones que establezcan el operador del mercado y el operador del sistema para la realización de las operaciones de liquidación y pago de la energía que correspondan. Tales condiciones serán públicas, transparentes y objetivas y serán aprobadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

4. En el supuesto de que los sujetos del sistema eléctrico a los que corresponda efectuar pagos por liquidaciones, de conformidad con lo dispuesto en el presente artículo, no cumplieran con su obligación de ingresar en plazo las cantidades que les correspondan, el órgano encargado de realizar las liquidaciones les requerirá, inmediatamente después de transcurrido el plazo para efectuar el pago, para que procedan al ingreso de los importes correspondientes.

En estos casos, cuando el incumplimiento de la obligación de ingreso corresponda a una empresa perteneciente a un grupo de sociedades que tuviera derechos de cobro en la misma liquidación, se priorizará el reparto de las cantidades no ingresadas de acuerdo con las siguientes reglas:

a) Se imputarán en primer lugar las cuantías incumplidas realizando una minoración a los sujetos con derechos de cobro del mismo grupo de sociedades y,

b) las cantidades restantes se repartirán entre el resto de sujetos no pertenecientes a dicho grupo.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir del día siguiente al de la finalización del período establecido para el pago comenzarán a devengarse, sin necesidad de requerimiento previo, intereses de demora que serán equivalentes al interés legal del dinero incrementado en 150 puntos básicos.

5. La liquidación de las obligaciones de pago o, en su caso, de los derechos de cobro que resulten de la aplicación y su normativa de desarrollo de acuerdo con el procedimiento general de liquidaciones, tendrán la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema, según corresponda.

Artículo 19. *Desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema.*

1. Se entenderá que se producen desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema eléctrico si como resultado de las liquidaciones de cierre del sistema eléctrico en un ejercicio resultara un déficit o superávit de ingresos.

2. En caso de que se produjera un desajuste por déficit de ingresos en un ejercicio, su cuantía no podrá superar el 2 por ciento de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio.

Adicionalmente, la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5 por ciento de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio.

Los peajes, en su caso, o cargos que correspondan se revisarán al menos en un total equivalente a la cuantía en que se sobrepasen los citados límites.

3. La parte del desajuste que, sin sobrepasar los citados límites, no se compense por subida de peajes y cargos será financiada por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen.

Asimismo, si en las liquidaciones mensuales a cuenta de la de cierre de cada ejercicio aparecieran desviaciones transitorias entre los ingresos y costes, dichas desviaciones serán soportadas por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda en cada liquidación mensual.

A estos efectos se considerarán sujetos del sistema de liquidaciones a aquellos que reciben la liquidación de su retribución con cargo a las diferentes partidas de costes del sistema, tanto directamente como a través del operador del sistema o de los distribuidores.

Estos sujetos tendrán derecho a recuperar las aportaciones por desajuste que se deriven de la liquidación de cierre, en las liquidaciones correspondientes a los cinco años siguientes al ejercicio en que se hubiera producido dicho desajuste temporal. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden prevista en el artículo 16.

4. Los superávit de ingresos que pudieran resultar de las liquidaciones del sistema eléctrico en cada ejercicio serán considerados ingresos liquidables del sistema del ejercicio en curso. Siempre que existan desajustes de años anteriores estos ingresos se destinarán a la reducción de las cantidades pendientes de devolución correspondientes a los mismos.

5. En todo caso, mientras las partidas de costes del sistema eléctrico reflejen pagos que correspondan a deudas pendientes de años anteriores, los cargos no podrán ser revisados a la baja.

Artículo 20. *Contabilidad e información.*

1. Las entidades que desarrollen alguna o algunas de las actividades a que se refiere el artículo 1.2 de la presente ley llevarán su contabilidad de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aun cuando no tuvieran tal carácter.

El Gobierno regulará las adaptaciones que fueran necesarias para el supuesto de que el titular de la actividad no sea una sociedad anónima.

En cualquier caso, las empresas habrán de tener en su sede central a disposición del público una copia de sus cuentas anuales.

2. Sin perjuicio de la aplicación de las normas generales de contabilidad a las empresas que realicen actividades a que se refiere el artículo 1.2 de esta ley o a las sociedades que ejerzan control sobre las mismas, el Gobierno podrá establecer para las mismas las especialidades contables y de publicación de cuentas que se consideren adecuadas, de tal forma que se reflejen con nitidez los activos, pasivos, ingresos y gastos de las actividades eléctricas y las transacciones realizadas entre sociedades de un mismo grupo.

Entre las especialidades contables a establecer por el Gobierno para las empresas que realicen actividades eléctricas se concederá especial atención a la inclusión en las cuentas anuales de la información relativa a las actuaciones empresariales con incidencia sobre el medio ambiente, con el objetivo de integrar progresivamente los criterios de preservación del entorno en los procesos de decisión económica de las empresas.

En el caso de las sociedades que tengan por objeto la realización de las actividades con retribución regulada, de acuerdo con lo dispuesto en la presente ley, llevarán en su contabilidad cuentas separadas que diferencien entre los activos, pasivos, ingresos y costes imputables estrictamente a cada una de dichas actividades, a fin de evitar discriminaciones, subvenciones entre actividades distintas y distorsiones de la competencia.

Los comercializadores de referencia llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas de la citada actividad de suministro de referencia del resto de actividades.

Las sociedades que desarrollen actividades eléctricas diferentes a las establecidas en el artículo 8.2 llevarán cuentas separadas de la actividad de producción, de comercialización, de aquellas otras no eléctricas que realicen en el territorio español y de todas aquellas otras que realicen en el exterior.

Los productores con retribución regulada o regímenes económicos específicos llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas de las actividades eléctricas y de aquellas que no lo sean, así como de la actividad de producción a mercado libre, con retribución regulada o con regímenes específicos.

Red Eléctrica de España, S.A.U. deberá llevar cuentas separadas de la actividad de transporte, de la operación del sistema peninsular, y de la operación del sistema en los sistemas no peninsulares.

El Operador del mercado deberá llevar cuentas separadas de la actividad de operación del mercado y del resto de actividades que realice de forma accesoria.

3. Las entidades deberán explicar en la memoria de las cuentas anuales los servicios prestados y los costes repercutidos por otras entidades del grupo y partes vinculadas, así como los criterios aplicados por el grupo de sociedades en el reparto de costes respecto a las otras entidades del grupo que realicen actividades eléctricas diferentes. Además, deberán informar en la memoria de las cuentas anuales sobre los criterios de asignación e imputación de los activos, pasivos, gastos e ingresos entre cada una de las actividades para las que se les exige llevar contabilidad separada, así como de las reglas de amortización aplicadas y vidas útiles de los activos.

Los criterios deberán ser explícitos y concretos, de tal manera que exista una clara correspondencia entre dichos criterios y los valores obtenidos en la contabilidad separada por actividades.

Estos criterios deberán mantenerse y no se modificarán, salvo circunstancias excepcionales. Las modificaciones y su justificación deberán ser explicadas en la memoria anual al correspondiente ejercicio.

Se incluirá también en la memoria de las cuentas anuales, información sobre las operaciones realizadas con las empresas de su mismo grupo empresarial en las condiciones que reglamentariamente se establezcan.

Asimismo, se incluirá un balance y cuenta de pérdidas y ganancias separado por actividades, segregando los activos, pasivos, gastos e ingresos de cada una de las actividades que la sociedad realice, para las que se le exige llevar contabilidad separada, así como, de forma agregada, para el resto de actividades que pueda realizar de forma accesoria.

4. Las empresas deberán facilitar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia la información que les sea requerida de su contabilidad separada por actividades y dentro de éstas, en su caso, separada por tecnología o instalaciones concretas, así como de las operaciones realizadas con las empresas de su mismo grupo empresarial y otras partes vinculadas.

Asimismo, las empresas deberán proporcionarles la información que les sea requerida, en especial en relación con sus estados financieros, que deberá ser verificada mediante auditorías externas a la propia empresa que habrán de realizarse de conformidad con lo dispuesto en el Real Decreto Legislativo 1/2011, de 1 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Auditoría de Cuentas.

Cuando estas entidades formen parte de un mismo grupo empresarial, la obligación de información se extenderá, asimismo, a la sociedad que ejerza el control de la que realiza actividades eléctricas siempre que actúe en algún sector energético y a aquellas otras sociedades del grupo que lleven a cabo operaciones con la que realiza actividades en el sistema eléctrico.

Reglamentariamente se podrán establecer excepciones a la obligación de auditar las cuentas para las empresas de pequeño o mediano tamaño.

5. Deberá incluirse información en las cuentas anuales, relativa a las actuaciones empresariales que se materialicen en proyectos de ahorro, eficiencia energética y de reducción del impacto medioambiental para los que se produzca la deducción por inversiones prevista en la presente ley.

6. Además de lo dispuesto en los apartados anteriores, los sujetos que realicen cualquiera de las actividades con retribución regulada de acuerdo a lo dispuesto en la presente ley y sus normas de desarrollo, deberán facilitar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, información relativa a las condiciones que determinaron el otorgamiento de estas retribuciones, así como la información relativa a los costes que sea necesaria para el adecuado establecimiento y revisión de los mismos. Los márgenes añadidos por las operaciones intragrupo deberán ser transparentes, explicitados y cuantificados en la información que se reporte.

7. Los sujetos definidos en el artículo 6 estarán obligados a comunicar la información que afecte a la formación de los precios en los mercados organizados del Mercado Ibérico de Electricidad.

8. En los contratos que celebre la Administración General del Estado o sus organismos o entes públicos para el control, análisis, consultoría o auditoría en una actividad del sector eléctrico se establecerá un régimen de incompatibilidades para las empresas adjudicatarias así como para las empresas del grupo a las que éstas pertenezcan, durante la ejecución del contrato antes mencionado y como máximo durante los tres años siguientes a su extinción, en sus relaciones contractuales directas o indirectas con empresas que desempeñen:

a) La misma actividad relacionada con el objeto del contrato adjudicado.

b) Otras actividades del sector eléctrico con retribución regulada en las que pudiera ser relevante la información sobre materia retributiva a la que hubieran tenido acceso con ocasión del contrato.

Asimismo, se establecerá que las empresas adjudicatarias antes señaladas serán responsables de la calidad del trabajo realizado durante la ejecución del contrato y durante los tres años posteriores a la conclusión del mismo, sin perjuicio de lo dispuesto en el texto refundido de la Ley de Contratos del Sector Público aprobado por Real Decreto Legislativo 3/2011, de 14 de noviembre.

No obstante lo anterior, de forma motivada podrán exceptuarse o limitarse las incompatibilidades anteriores en los referidos contratos.

En ningún caso, las empresas adjudicatarias, así como las restantes empresas del mismo grupo a que pertenezcan, podrán intervenir en cualesquiera litigios que se sustancien contra la Administración General del Estado, sus organismos o entes públicos al servicio de las restantes partes litigantes, siempre que dichos litigios guarden relación con la misma actividad que hubiera sido objeto de contratación. Queda a salvo su eventual intervención a propuesta de la propia representación letrada de la Administración General del Estado, de sus organismos o de sus entes públicos.

A estos efectos, se considerará que existe grupo de sociedades cuando concurra alguno de los casos establecidos en el artículo 42 del Código de Comercio.

9. Las sociedades que realizan actividades reguladas no podrán otorgar préstamos, prestar garantías ni avalar préstamos de otras sociedades del grupo o partes vinculadas que realicen actividades liberalizadas u otras actividades ajenas al sector eléctrico español. Se excluyen los préstamos a sociedades del mismo grupo que tengan por objeto una gestión centralizada de la tesorería, sin que se dediquen a actividades liberalizadas u otras actividades ajenas al sector eléctrico español.

TÍTULO IV

Producción de energía eléctrica

Artículo 21. *Actividades de producción de energía eléctrica.*

1. La puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones establecido en el artículo 53 y en su normativa de desarrollo.

2. Las instalaciones de producción de energía eléctrica deberán estar inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, donde se reflejarán las condiciones de dicha instalación y, en especial, su respectiva potencia.

Las Comunidades Autónomas con competencias en la materia podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales en los que deberán estar inscritas todas las instalaciones ubicadas en el ámbito territorial de aquéllas.

Reglamentariamente, previo informe de las Comunidades Autónomas, se establecerá la organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

3. La inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de Energía Eléctrica será condición necesaria para poder participar en el mercado de producción de energía eléctrica en cualquiera de las modalidades de contratación con entrega física y para poder participar, en su caso, en el despacho técnico y económico de los sistemas de los territorios no peninsulares. Las Comunidades Autónomas tendrán acceso a la información contenida en este registro.

4. Los titulares de las autorizaciones estarán obligados a mantener la capacidad de producción prevista en las mismas y a proporcionar a la Administración la información que se les requiera de cuantos datos afecten a las condiciones que determinaron su otorgamiento.

El incumplimiento de las condiciones y requisitos establecidos en las autorizaciones o la variación sustancial de los presupuestos que determinaron su otorgamiento podrán dar lugar a su revocación.

A estos efectos, el operador del sistema podrá dictar instrucciones en los términos que se establezcan reglamentariamente.

5. Formarán parte de la instalación de producción sus infraestructuras de evacuación, que incluyen la conexión con la red de transporte o de distribución, y en su caso, la transformación de energía eléctrica.

Artículo 22. *Aprovechamientos hidráulicos necesarios para la producción de energía eléctrica.*

1. Cuando el establecimiento de unidades de producción eléctrica requiera autorización o concesión administrativa conforme a lo dispuesto en el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas, se estará a lo establecido en la citada norma.

2. Cuando, tanto en materia hidráulica como energética, sea competente el Estado, el otorgamiento de la autorización de unidades de producción y de la concesión para el uso de las aguas que aquéllas han de utilizar podrá tramitarse mediante un procedimiento simplificado que se establecerá reglamentariamente y en virtud del cual existirá un solo expediente y resolución única, en la que se recogerá la autorización de las unidades de producción y la concesión del uso de las aguas que aquéllas han de utilizar. En la tramitación se contará con la participación de los Departamentos ministeriales o, en su caso, organismos de cuenca competentes, en la forma que reglamentariamente determine, sin perjuicio de las competencias propias de cada Departamento.

En lo que se refiere a la explotación hidroeléctrica, la autorización deberá ajustarse a lo previsto en el artículo 53.

3. En el procedimiento de otorgamiento de concesiones y autorizaciones para el uso de agua para la producción de energía eléctrica o necesario para el funcionamiento de unidades de producción no hidráulicas instado por particulares será preceptivo el informe previo de la Administración Pública competente en materia energética que deba autorizar, conforme a lo dispuesto en la presente ley, las citadas unidades de producción.

Las autorizaciones y concesiones para los usos señalados en el párrafo anterior no podrán ser otorgadas cuando sea desfavorable el informe emitido por la Administración Pública competente para autorizar las unidades de producción.

Artículo 23. *Sistema de ofertas en el mercado diario de producción de energía eléctrica.*

1. Los productores de energía eléctrica efectuarán ofertas económicas de venta de energía, a través del operador del mercado, por cada una de las unidades de producción de las que sean titulares, bien físicas o en cartera, cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral o a plazo que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas, salvo en aquellas instalaciones para las que hubiera sido autorizado un cierre temporal de acuerdo a la normativa de aplicación.

Las unidades de producción de energía eléctrica estarán obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación, en los términos que reglamentariamente se establezcan, salvo en los supuestos previstos en el artículo 25.

Los comercializadores de referencia estarán obligados a realizar ofertas económicas de adquisición de energía eléctrica al operador del mercado en cada período de programación

por la parte de energía necesaria para el suministro de sus clientes no cubierta mediante otros sistemas de contratación con entrega física.

2. Asimismo, reglamentariamente, se establecerá la antelación mínima con que deben realizarse las ofertas al operador del mercado, el horizonte de las mismas, el período de programación y el régimen de operación.

3. El orden de entrada en funcionamiento de las unidades de producción de energía eléctrica se determinará partiendo de aquella cuya oferta haya sido la más barata hasta igualar la demanda de energía en ese período de programación, sin perjuicio de las posibles restricciones técnicas que pudieran existir en las redes de transporte y distribución, o en el sistema.

Artículo 24. *Demanda y contratación de la energía producida.*

1. La contratación de energía eléctrica podrá realizarse libremente, en los términos previstos en la presente ley y en su normativa de desarrollo.

2. Las ofertas de adquisición de energía eléctrica que presenten los sujetos al operador del mercado, una vez aceptadas, se constituirán en un compromiso en firme de suministro por el sistema.

Reglamentariamente se determinarán los sujetos y las condiciones en las que se hayan de realizar las citadas ofertas de adquisición y los casos en que proceda la petición por el operador del mercado de garantías suficientes del pago. Asimismo, se podrán regular los procedimientos necesarios para incorporar la demanda en el mecanismo de ofertas.

Las ofertas de adquisición realizadas a través del operador del mercado habrán de expresar el período temporal para el que se solicita dicho suministro, y la aceptación de la liquidación que se realice.

El contrato se entenderá perfeccionado y formalizado en el momento de la casación y ejecutado cuando se haya producido el suministro de energía eléctrica.

3. El operador del mercado cuidará de establecer los mecanismos necesarios para que el pago de las transacciones bilaterales o a plazo esté garantizado.

4. Reglamentariamente, se regularán diferentes modalidades de contratación. En particular se regulará la existencia de contratos de compraventa a plazo de energía eléctrica, contratos de carácter financiero que tengan como subyacente la energía eléctrica, así como contratos bilaterales realizados directamente entre los consumidores y los productores, entre los productores y los comercializadores y entre los comercializadores entre sí. Todos estos contratos estarán exceptuados del sistema de ofertas.

Los contratos bilaterales con entrega física formalizados entre los sujetos que participen en el mercado de producción de energía eléctrica contemplarán al menos el precio de adquisición de la energía y el período temporal del suministro. Reglamentariamente se determinará qué elementos de estos contratos deberán ser puestos en conocimiento del operador del sistema y de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia.

5. Reglamentariamente, se regulará la creación, organización y funcionamiento de mercados organizados que tengan por objeto la contratación a plazo de energía eléctrica, cuya gestión corresponderá a Sociedades Gestoras, así como los sujetos del sector eléctrico que podrán participar en estos mercados, las condiciones en que podrán hacerlo, y la información que las Sociedades Gestoras deban comunicar al Operador del Mercado y al Operador del Sistema, a los efectos de asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

Artículo 25. *Excepciones al sistema de ofertas.*

1. El Gobierno podrá establecer los procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia en producción, para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en períodos anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado.

2. La producción de energía eléctrica en los sistemas de los territorios no peninsulares podrá quedar excluida del sistema de ofertas, en tanto dichos sistemas no estén efectivamente integrados con el sistema peninsular.

Se considerará que los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares están efectivamente integrados con el sistema peninsular cuando la capacidad de conexión con la península sea tal que permita su incorporación en el mercado de producción peninsular y existan los mecanismos de mercado que permitan integrar su energía. Dicha integración se entenderá efectuada cuando así se constate por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

3. Estarán excluidos del sistema de ofertas los intercambios intracomunitarios o internacionales que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 11.4, pueden ser realizados por el operador del sistema, así como aquellas operaciones de venta de energía a otros sistemas que se determinen reglamentariamente.

4. De acuerdo con lo previsto en el artículo 24.4 y 24.5, reglamentariamente se podrán determinar modalidades contractuales que por sus características hayan de estar excluidas del sistema de ofertas.

5. Aquellas unidades de producción que, en aplicación de lo previsto en este artículo, no estén obligadas a realizar ofertas, podrán percibir una retribución por venta de energía equivalente al precio marginal para cada período de programación de acuerdo con lo establecido por el artículo 14, sin perjuicio de las especialidades del régimen retributivo que les fueran aplicables con arreglo a lo establecido en la presente ley.

No obstante, todas las unidades de producción a que se refiere el presente artículo deberán comunicar al operador del mercado, en los términos que reglamentariamente se establezcan, la producción prevista para cada período de programación.

6. En los supuestos a que se refiere el apartado 2 del artículo 7, el Gobierno podrá adoptar medidas que puedan suponer, directa o indirectamente, una alteración del sistema de ofertas.

Artículo 26. *Derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica.*

1. Serán derechos de los productores de energía eléctrica:

a) La utilización en sus unidades de producción de aquellas fuentes de energía primaria que consideren más adecuadas respetando, en todo caso, los rendimientos, las características técnicas y las condiciones de protección medioambiental contenidas en la autorización de dicha instalación, sin perjuicio de las limitaciones al cambio de combustible y a las condiciones de contratación que puedan establecerse reglamentariamente para aquellas centrales de producción con retribución regulada.

b) Contratar la venta o adquisición de energía eléctrica en los términos previstos en la ley y en sus disposiciones de desarrollo.

c) Despachar su energía a través del operador del sistema en los términos que se establezcan reglamentariamente.

d) Tener acceso a las redes de transporte y distribución, en los términos que se establezcan reglamentariamente.

e) Percibir la retribución que les corresponda de acuerdo con los términos previstos en la presente ley.

f) Recibir la compensación a que pudieran tener derecho por los costes en que hubieran incurrido en supuestos de alteraciones en el funcionamiento del sistema, en los supuestos previstos en el artículo 7.2.

2. La energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, la de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, tendrá prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad del sistema, en los términos que reglamentariamente se determinen por el Gobierno.

Sin perjuicio de la seguridad de suministro y del desarrollo eficiente del sistema, los productores de energía eléctrica procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneraciones de alta eficiencia tendrán prioridad de acceso y de conexión a la red, en los

términos que reglamentariamente se determinen, sobre la base de criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

3. Serán obligaciones de los productores de energía eléctrica:

a) El desarrollo de todas aquellas actividades necesarias para producir energía eléctrica en los términos previstos en su autorización y, en especial, en lo que se refiere a seguridad, disponibilidad y mantenimiento de la potencia instalada y al cumplimiento de las condiciones medioambientales exigibles, sin perjuicio de lo dispuesto para las instalaciones para las que hubiera sido autorizado un cierre temporal.

b) Adoptar y aplicar las normas de seguridad, reglamentos técnicos y de homologación o certificación de las instalaciones e instrumentos que establezca la Administración competente.

c) Facilitar a la Administración Pública y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia información sobre producción, consumo, venta de energía y otros aspectos que se establezcan reglamentariamente.

En todo caso, como medida de transparencia en el mercado mayorista, la sociedad constituida como sujeto productor de energía eléctrica deberá remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con la periodicidad y los formatos que este organismo establezca, la información correspondiente a los instrumentos de contratación a plazo de electricidad, tanto físicos como financieros, que tenga suscritos.

Cuando la sociedad constituida como sujeto productor de energía eléctrica desarrolle al mismo tiempo la actividad de comercialización, o cuando esta pertenezca a un grupo empresarial en el que se desarrolle la actividad de comercialización de energía eléctrica por parte de alguna de las empresas pertenecientes al grupo, o por el propio grupo, deberá remitir, en los términos y condiciones que, en su caso, establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la información correspondiente a los instrumentos de contratación a plazo de electricidad, tanto físicos como financieros, así como cualquier transacción de venta, que tenga suscritos intragrupo así como con terceros. Asimismo, deberá remitirse información sobre los contratos que se realicen entre el sujeto productor de energía eléctrica y sociedades del grupo, y entre dichas sociedades y las empresas del grupo que realicen la actividad de comercialización.

La información a la que se refieren los párrafos anteriores, que se remitirá mensualmente y con los formatos y criterios que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establezca, deberá contener, al menos, la fecha de celebración del instrumento de cobertura, la fecha de entrega o liquidación de la energía, el volumen de energía afectado, la contraparte del contrato, el precio y el perfil y el tipo de producto negociado.

d) La presentación de ofertas de venta de energía eléctrica al operador del mercado, en los términos previstos en el artículo 23, salvo las excepciones del artículo 25.

e) Conectarse y evacuar su energía a través de la red de transporte o distribución de acuerdo a las condiciones que puedan establecer el operador del sistema, en su caso, el gestor de la red de distribución, por razones de seguridad y aquellas otras que reglamentariamente se establezcan.

f) Estar dotados de los equipos de medida que permitan determinar, para cada período de programación, la energía producida en los términos establecidos reglamentariamente.

g) Adherirse a las condiciones de funcionamiento del sistema de ofertas, especialmente en lo que se refiere al procedimiento de liquidación y pago de la energía.

h) Aplicar las medidas que, de acuerdo con el artículo 7 de esta Ley, sean adoptadas por el Gobierno.

i) Contratar y abonar el peaje que corresponda, ya sea directamente o a través de su representante, a la empresa distribuidora o transportista a la que esté conectado por verter la energía a sus redes.

j) Cualquier otra obligación que pueda derivarse de la aplicación de la presente ley y su normativa de desarrollo.

Artículo 27. *Registro de régimen retributivo específico.*

1. Para el otorgamiento y adecuado seguimiento de la retribución específica otorgada a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y

residuos, se llevará, en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el registro de régimen retributivo específico, que incluirá los parámetros retributivos aplicables a dichas instalaciones.

2. Para tener derecho a la percepción de los correspondientes regímenes retributivos específicos, las instalaciones de producción de energía eléctrica o renovaciones de las existentes deberán estar inscritas en el registro de régimen retributivo específico. Aquellas instalaciones que no estén inscritas en dicho registro percibirán, exclusivamente, el precio del mercado.

TÍTULO V

Gestión económica y técnica del sistema eléctrico

Artículo 28. *Gestión económica y técnica.*

Para asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico dentro del marco que establece esta ley, corresponde respectivamente, al operador del mercado y al operador del sistema asumir las funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de electricidad y la garantía de la gestión técnica del sistema eléctrico, todo ello de acuerdo con lo dispuesto en este título.

Artículo 29. *Operador del mercado.*

1. El operador del mercado asumirá la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.

El operador del mercado ejercerá sus funciones respetando los principios de transparencia, objetividad e independencia.

Actuará como operador del mercado una sociedad mercantil de cuyo accionariado podrá formar parte cualquier persona física o jurídica, siempre que la suma de su participación directa o indirecta en el capital de esta sociedad no supere el 5 por ciento. Asimismo, la suma de participaciones, directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico no deberá superar el 40 por ciento, no pudiendo sindicarse estas acciones a ningún efecto.

En el caso de que alguna persona física o jurídica pusiera de manifiesto a la sociedad mercantil que actúa como operador del mercado su voluntad de participar en el capital de dicha sociedad, la petición se elevará a la Junta General de Accionistas junto con la certificación del solicitante de realizar o no actividades en el sector eléctrico.

La Junta General deberá aceptar la solicitud presentada por una cifra máxima de participación equivalente a la media de las participaciones existentes en el tramo que haya de corresponder al peticionario, haciéndose efectiva a través de alguno o algunos de los siguientes procedimientos:

a) La voluntad de venta por la sociedad o por alguno de sus accionistas de las correspondientes acciones manifestada en la Junta General.

b) La ampliación de capital de la sociedad mediante la emisión de nuevas acciones siempre que se respete el límite del 40 por ciento que puede ser suscrito por sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico.

Cuando los solicitantes de participación en el capital del operador del mercado realicen actividades en el sector eléctrico, a fin de respetar el porcentaje mencionado, se podrá acordar una ampliación de capital superior a la necesaria, siempre que se manifieste en la Junta General la voluntad de suscripción de esas acciones por cualquiera de los accionistas que no ejerzan actividades eléctricas.

En todo caso, se excluye el derecho de suscripción preferente de los accionistas sobre las acciones que se emitan para atender las nuevas peticiones de participación.

2. Serán funciones del operador del mercado las siguientes:

a) Recibir las ofertas de venta emitidas para cada período de programación por los distintos sujetos que participan en el mercado diario de energía eléctrica, para cada uno de los períodos de programación.

b) Recibir las ofertas de adquisición de energía.

c) Recibir de los sujetos que participan en los mercados de energía eléctrica la información necesaria, a fin de que su energía contratada sea tomada en consideración para la casación y para la práctica de las liquidaciones que sean competencia del operador del mercado.

d) Recibir las garantías que, en su caso, procedan. La gestión de estas garantías podrá realizarla directamente o a través de terceros autorizados.

e) Realizar la casación de las ofertas de venta y de adquisición partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda en cada período de programación.

f) Comunicar a los titulares de las unidades de producción, así como a los comercializadores, consumidores directos y a los operadores del sistema eléctrico en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad y, en su caso, del mercado europeo, los resultados de la casación de las ofertas.

g) Determinar los distintos precios de la energía resultantes de las casaciones en el mercado diario de energía eléctrica para cada período de programación y la comunicación a todos los agentes implicados.

h) Liquidar y comunicar los pagos y cobros que deberán realizarse en virtud de los precios de la energía resultantes de las casaciones y aquellos otros costes que reglamentariamente se determinen.

i) Comunicar al operador del sistema las ofertas de venta y de adquisición de energía eléctrica, realizadas por los distintos sujetos que participan en los mercados de energía eléctrica de su competencia, para cada uno de los períodos de programación.

j) Informar públicamente sobre la evolución del mercado con la periodicidad que se determine.

k) Remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier información que les sea requerida por éstos para el ejercicio de sus funciones.

l) Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen.

m) Poner a disposición de terceros interesados la información que se determine.

n) Comunicar a la autoridad competente cualquier comportamiento de los agentes del mercado que pueda suponer una alteración del correcto funcionamiento del mismo.

3. A estos efectos, el operador del mercado tendrá acceso directo al Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica a que se refiere el artículo 21.3, al Registro Administrativo de autoconsumo al que se refiere el artículo 9.3, así como al Registro Administrativo de Distribuidores al que se refiere el artículo 39.4, así como a los Registros que para esos mismos fines puedan crearse en las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, y coordinará sus actuaciones con el operador del sistema.

4. Contra las actuaciones adoptadas por el operador del mercado en el ejercicio de sus funciones podrá interponerse conflicto ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien emitirá una decisión en el plazo de los tres meses siguientes a la recepción de la correspondiente solicitud. Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante el citado organismo en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.

Artículo 30. *Operador del sistema.*

1. El operador del sistema tendrá como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Ejercerá sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica. El operador del sistema será el gestor de la red de transporte.

El operador del sistema al que se refiere el párrafo anterior adoptará la forma de sociedad mercantil y su régimen societario se ajustará a las condiciones siguientes:

a) Ninguna persona física o jurídica tendrá derecho:

1.º A ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de generación o comercialización, y simultáneamente ejercer control, de manera directa o indirecta o ejercer ningún derecho en el operador del sistema, ni

2.º a ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre el operador del sistema eléctrico o sobre el gestor de la red de transporte de electricidad o de gas natural y simultáneamente ejercer control, de manera directa o indirecta o ejercer ningún derecho en una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de generación o comercialización.

b) Ninguna persona física o jurídica tendrá derecho a nombrar a los miembros del órgano de administración del operador del sistema o gestor de la red de transporte de electricidad o de gas natural si, directa o indirectamente, ejerce control o ejerce derechos en una empresa que realice cualquiera de las actividades de generación o comercialización.

c) Ninguna persona física o jurídica tendrá derecho a ser miembro del órgano de administración, simultáneamente en una empresa que realice cualquiera de las actividades de generación o comercialización y en el operador del sistema.

d) Los derechos indicados en los párrafos a) y b) anteriores, incluirán, en particular:

1.º La facultad de ejercer derechos de voto en relación con los órganos de administración o gobierno de las sociedades;

2.º la facultad de designar a miembros del órgano de administración o de los órganos que representen legalmente a la empresa, o

3.º la posesión de participaciones accionariales mayoritarias conforme se establece en el artículo 42.1 del Código de Comercio.

A los efectos de lo dispuesto en el apartado 1.a) se incluirán también dentro del concepto de empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de generación o comercialización a aquellas que realicen las actividades de producción y comercialización en el sector del gas natural.

2. Serán funciones del operador del sistema las siguientes:

a) Prever indicativamente y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de electricidad del sistema a corto y medio plazo, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares. A estos efectos, realizará una previsión de la capacidad máxima cuyo cierre temporal puede ser autorizado y en su caso, informará de las necesidades de incorporación de potencia con autorización de cierre temporal por razones de garantía de suministro.

b) Prever a corto y medio plazo la demanda de energía eléctrica, la utilización del equipamiento de producción, en especial, del uso de las reservas hidroeléctricas, de acuerdo con la previsión de la demanda, la disponibilidad del equipamiento eléctrico, y los distintos niveles de pluviometría y eolicidad que pudieran presentarse dentro del período de previsión, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares.

c) Recibir la información necesaria sobre los planes de mantenimiento de las unidades de producción, averías u otras circunstancias que puedan llevar consigo la excepción de la obligación de presentar ofertas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 25 de esta ley, a fin de confirmarlas con el procedimiento que reglamentariamente se establezca, lo que comunicará al operador del mercado.

d) Coordinar y modificar, en su caso, los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte, de manera que se asegure su compatibilidad con los planes de mantenimiento de los grupos de generación y se asegure un estado de disponibilidad adecuado de la red que garantice la seguridad del sistema.

e) Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de producción y transporte, afectando a cualquier elemento del sistema eléctrico que sea necesario, así como los planes de maniobras para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica y coordinar y controlar su ejecución.

f) Impartir las instrucciones de operación de la red de transporte, para su maniobra en tiempo real.

g) Ejecutar, en el ámbito de sus funciones, aquellas decisiones que sean adoptadas por el Gobierno en ejecución de lo previsto en el apartado 2 del artículo 7.

h) Determinar la capacidad de uso de las interconexiones internacionales, gestionar los intercambios de energía eléctrica y el tránsito de electricidad con los sistemas exteriores que se realicen utilizando las redes del sistema eléctrico español, y establecer los programas de intercambio de electricidad con los sistemas eléctricos exteriores, en los términos previstos en el artículo 11.4.

i) Recibir del operador del mercado y de los sujetos que participan en sistemas de contratación bilateral con entrega física la información necesaria, a fin de poder determinar la programación de entrada en la red y para la práctica de las liquidaciones que sean competencia del operador del sistema.

j) Recibirlas garantías que, en su caso, procedan. La gestión de estas garantías podrá realizarla directamente o a través de terceros autorizados.

k) Programar el funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica de acuerdo con el resultado de la casación de las ofertas comunicadas por el operador del mercado, con la información recibida de los sujetos que participan en sistemas de contratación bilateral con entrega física, teniendo en consideración las excepciones que al régimen de ofertas se puedan derivar de la aplicación de lo previsto en el artículo 25 gestionando los mercados de servicios de ajuste del sistema que resulten precisos para garantizar los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan.

El operador del sistema hará públicos los resultados de los procesos de operación que sean de su competencia con el debido cumplimiento de los criterios de confidencialidad establecidos legal o reglamentariamente.

l) Impartir las instrucciones necesarias para la correcta operación del sistema eléctrico de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan, y gestionar los mercados de servicios de ajuste del sistema que sean necesarios para tal fin.

m) Liquidar y comunicar los pagos y cobros relacionados con la garantía de suministro incluyendo entre ellos los servicios de ajuste del sistema y la disponibilidad de unidades de producción en cada período de programación.

n) Liquidar los pagos y cobros relacionados con los desvíos efectivos de las unidades de producción y de consumo en cada período de programación.

ñ) Colaborar con todos los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Electricidad y en su caso, del mercado europeo, que resulten necesarios para el ejercicio de sus funciones.

o) Desarrollar aquellas otras actividades relacionadas con las anteriores que sean convenientes para la prestación del servicio.

p) Colaborar con el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y con las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla en la evaluación y seguimiento de los planes de inversión anuales y plurianuales presentados por el titular de las instalaciones de transporte de energía eléctrica a que se refiere el apartado 4 del artículo 34.

q) Garantizar mediante propuestas en la planificación que la red de transporte pueda satisfacer a medio y largo plazo la demanda de transporte de electricidad al menor coste para el sistema, así como la fiabilidad de la misma.

r) Proporcionar a todos los gestores de las redes información suficiente para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente, el desarrollo coordinado y la interoperabilidad de la red interconectada.

s) Garantizar la no discriminación entre usuarios o categorías de usuarios de las redes.

t) Proporcionar a los usuarios la información que necesiten para acceder eficientemente a las redes.

u) Gestionar los despachos técnicos y económicos para el suministro de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, la liquidación y comunicación de los pagos y cobros relacionados con dichos despachos, así como la recepción de las garantías que en su caso procedan. El régimen de cobros, pagos y garantías será análogo al del mercado de producción peninsular.

v) Remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla cualquier información que les sea requerida por estos para el ejercicio de sus funciones en la forma y plazos que se determine.

w) Aplicar los cargos y peajes de acceso que, conforme a lo dispuesto reglamentariamente, le correspondan. Asimismo, deberá comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la información que se determine sobre cargos y peajes de acceso.

x) La responsabilidad del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, debiendo velar por su buen funcionamiento y correcta gestión y ejerciendo las funciones de encargado de lectura de los puntos frontera que reglamentariamente se establezcan.

y) Recabar y gestionar la información sobre la calidad de servicio en la red de transporte, informando a las Administraciones y Organismos según lo establecido reglamentariamente.

z) Poner a disposición de terceros interesados la información que se determine.

aa) Comunicar a la autoridad competente cualquier comportamiento de los agentes que pueda suponer una alteración de los procesos y mercados de operación que gestiona el operador del sistema.

ab) Poner en conocimiento de las autoridades públicas competentes y de los sujetos que pudieran verse afectados si los hubiere, las situaciones de fraude y otras situaciones anómalas.

ac) Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen.

ad) La recogida de la información de carácter dinámico prevista en el anexo III de la Orden TED/445/2023, de 28 de abril, por la que se regula la información a remitir por los prestadores de servicio de recarga energética al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a las Comunidades Autónomas y a las Ciudades de Ceuta y Melilla; y el tratamiento de la misma, conforme a lo establecido en la legislación vigente, para su visualización, entre otros, en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y en la aplicación móvil creada para esta finalidad.

ae) **(Sin efecto)**

3. Contra las actuaciones del operador del sistema podrán presentarse conflictos ante el organismo responsable de la resolución de las mismas, quien emitirá una decisión en el plazo de los tres meses siguientes a la recepción de la solicitud. Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante el citado organismo en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.

Artículo 31. *Designación y certificación del gestor de la red de transporte.*

1. La sociedad mercantil que actúe como operador del sistema será autorizada y designada como gestor de la red de transporte por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, a solicitud de la interesada. Con carácter previo a esta designación, deberá ser certificada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en relación con el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 30.1, según el procedimiento establecido en este artículo.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia controlará que la sociedad designada como gestor de la red de transporte se mantiene en el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 30.1 utilizando para ello el procedimiento de certificación establecido. Estas certificaciones que se realicen en relación con el mantenimiento de los requisitos podrán dar lugar a una nueva designación y autorización del gestor de la red de transporte.

Las designaciones del gestor de red de transporte se notificarán a la Comisión Europea a efectos de su publicación en el «Diario Oficial de la Unión Europea».

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia iniciará un procedimiento de certificación tras la solicitud o notificación de la empresa interesada, tras una solicitud motivada del Ministerio de Industria, Energía y Turismo o de la Comisión Europea, o a iniciativa propia en aquellos casos en los que tenga conocimiento de posibles transacciones que puedan dar o hayan dado lugar al incumplimiento de los requisitos establecidos en relación a la separación de actividades.

A estos efectos, la sociedad certificada como gestor de la red de transporte deberá comunicar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier circunstancia que pudiera afectar al cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 30.1.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previa audiencia y de forma motivada, adoptará una resolución provisional sobre la certificación en el plazo máximo de cuatro meses desde la presentación de la solicitud o notificación. Transcurrido dicho plazo sin haberse dictado resolución expresa se considerará concedida la certificación provisional.

4. En todos los casos la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá comunicar a la Comisión Europea su resolución provisional en relación a la certificación de la empresa interesada acompañada de la documentación pertinente relativa a la misma, con el fin de que esta emita el correspondiente dictamen previo a la adopción de la resolución definitiva. Asimismo remitirá copia del expediente al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

De no emitir un dictamen la Comisión Europea en el plazo previsto al efecto en la legislación comunitaria, se considerará que no pone objeciones a la resolución provisional de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

5. En el plazo de dos meses desde la recepción del dictamen emitido por la Comisión Europea, o agotados los plazos previstos al efecto en la legislación comunitaria, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá con carácter definitivo sobre la certificación, dando cumplimiento a la decisión de la Comisión Europea. Dicha resolución, junto con el dictamen de la Comisión Europea, deberá publicarse en el «Boletín Oficial del Estado» y en el «Diario Oficial de la Unión Europea». La certificación no surtirá efectos hasta su publicación.

6. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Comisión Europea podrán solicitar a los gestores de red de transporte y las empresas que realicen cualquiera de las actividades de generación o comercialización cualquier información útil para el cumplimiento de las funciones indicadas en el presente artículo. Sin perjuicio de lo anterior, mantendrán la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.

Artículo 32. *Certificación en relación con países no pertenecientes a la Unión Europea.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia notificará a la Comisión Europea cualquier circunstancia que dé lugar a que el gestor de la red de transporte quede bajo el control de una o varias personas de uno o más terceros países. A estos efectos, el gestor de red de transporte notificará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier circunstancia que pueda dar lugar a que se produzca este hecho.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia iniciará el proceso de certificación de acuerdo con el procedimiento y plazos previstos en el artículo 31. Denegará la certificación si no se ha demostrado:

a) Que la entidad en cuestión cumple los requisitos del artículo 30, y

b) que la concesión de la certificación no pondrá en peligro la seguridad de suministro nacional y de la Unión Europea, teniendo en cuenta los derechos y obligaciones de España y de la Unión Europea con respecto a dicho tercer país, y otros datos y circunstancias específicos del caso y del tercer país de que se trate.

En la notificación de la propuesta de resolución a la Comisión Europea, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia solicitará un dictamen específico sobre si la entidad en cuestión cumple los requisitos de separación de actividades, y si la concesión de la certificación no pondría en peligro la seguridad del suministro en la Unión Europea.

3. Una vez sustanciado el trámite de dictamen por parte de la Comisión Europea, de acuerdo al procedimiento y plazos establecidos en la norma comunitaria de aplicación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá sobre la certificación, teniendo en cuenta el dictamen de la Comisión.

Cuando la decisión final difiera del dictamen de la Comisión Europea, se hará pública la motivación de la misma.

Artículo 33. *Acceso y conexión.*

1. A los efectos de esta ley se entenderá por:

a) Derecho de acceso: derecho de uso de la red en unas condiciones legal o reglamentariamente determinadas.

b) Derecho de conexión a un punto de la red: derecho de un sujeto a acoplarse eléctricamente a un punto concreto de la red de transporte existente o planificada con carácter vinculante o de distribución existente o incluida en los planes de inversión aprobados por la Administración General del Estado en unas condiciones determinadas.

c) Permiso de acceso: aquel que se otorga para el uso de la red a la que se conecta la instalación.

d) Permiso de conexión a un punto de la red: aquel que se otorga para poder conectar una instalación de producción de energía eléctrica o consumo a un punto concreto de la red de transporte o en su caso de distribución.

2. La concesión de un permiso de acceso se basará en el cumplimiento de los criterios técnicos de seguridad, regularidad, calidad del suministro y de sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico establecidos reglamentariamente por el Gobierno o la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia según corresponda. La aplicación de estos criterios determinará la existencia o no de capacidad de acceso. En la evaluación de la capacidad de acceso se deberán considerar, además del propio nudo al que se conecta la instalación, todos los nudos con influencia en el nudo donde se conecta la instalación, teniendo en cuenta las instalaciones de producción de energía eléctrica y consumo existentes y con permisos de acceso y conexión vigentes. Del mismo modo, en la referida evaluación la red a considerar, será la red de transporte existente o planificada con carácter vinculante o la red de distribución existente o incluida en los planes de inversión aprobados por la Administración General del Estado en unas condiciones determinadas.

El permiso de acceso será otorgado por el gestor de la red de transporte cuando el punto de conexión a la red esté en la red de transporte o por el gestor de la red de distribución cuando el punto de conexión a la red esté en la red de distribución. Este permiso detallará las condiciones concretas de uso de la red de acuerdo al contenido del reglamento antes señalado.

En todo caso, el permiso de acceso solo podrá ser denegado por la falta de capacidad de acceso. Esta denegación deberá ser motivada y deberá basarse en los criterios que se señalan en el primer párrafo de este apartado.

El derecho de acceso podrá ser restringido temporalmente. Esta restricción deberá ser motivada y deberá basarse en los criterios del reglamento señalado en el párrafo primero de este apartado, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 7.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá a petición de cualquiera de las partes afectadas los posibles conflictos que pudieran plantearse en relación con el permiso de acceso a las redes de transporte y distribución, así como con las denegaciones del mismo emitidas por el gestor de la red de transporte y el gestor de la red de distribución.

El plazo para la resolución y notificación de este procedimiento será de dos meses, que podrá ampliarse a dos meses adicionales si se requiere información adicional a la solicitud, o si así lo manifiesta el solicitante. Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.

4. El permiso de conexión a un punto determinado de la red definirá las condiciones técnicas, económicas, de seguridad y puesta en marcha de las instalaciones que sea preciso construir, ampliar y reformar en la red de transporte y distribución para realizar la conexión.

El permiso de conexión será otorgado por la empresa transportista o distribuidora titular de la red en que se encuentre el punto para el que se solicita el permiso de conexión.

Para la concesión de un permiso de conexión en un punto el titular de la red deberá disponer del espacio físico adecuado para ubicar las instalaciones necesarias.

En todo caso, el permiso de conexión solo podrá ser denegado por imposibilidad técnica, por cuestiones de seguridad de las personas, por no existir la instalación de red donde se solicita el punto de conexión y no estar contemplada la instalación en la planificación vigente de la red de transporte o en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado, o por falta de espacio físico adecuado para ubicar las instalaciones necesarias. Esta denegación deberá ser motivada y deberá

basarse en los criterios que se señalen en la normativa reglamentaria a que hace referencia el primer párrafo de este apartado.

5. Las discrepancias que se susciten en relación con el otorgamiento o denegación del permiso de conexión a las instalaciones de transporte o distribución de competencia de la Administración General del Estado se resolverán por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las discrepancias que se susciten en relación con el otorgamiento o denegación del permiso de conexión a las redes cuya autorización sea de competencia autonómica se resolverán por el órgano competente de la Comunidad Autónoma correspondiente, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Dicho informe tendrá carácter vinculante en lo relativo a las condiciones económicas y las condiciones temporales relativas a los calendarios de ejecución de las instalaciones de los titulares de redes recogidas en la planificación de la red de transporte y en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado.

Las discrepancias se resolverán de manera individualizada para cada uno de los casos concretos, con arreglo a los criterios señalados en el apartado 4.

Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante el órgano competente correspondiente en el plazo máximo de un mes contando desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.

6. En ningún caso podrán establecerse por los sujetos responsables otros mecanismos diferentes de los previstos en los apartados 2 y 4 de este artículo para el otorgamiento de los permisos de acceso y conexión o para la priorización en el otorgamiento de los mismos.

Asimismo, las Administraciones Públicas no podrán denegar o restringir la concesión de permisos de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución, salvo lo previsto para el Gobierno en los apartados 2 y 4 y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el apartado 10 del presente artículo.

7. Mediante real decreto del Consejo de Ministros se establecerán los criterios objetivos para la inclusión de límites a la capacidad de conexión por nudos al objeto de garantizar la seguridad del suministro.

8. Los permisos de acceso y conexión caducarán a los cinco años desde su obtención para las instalaciones que no hubieran obtenido acta de puesta en servicio en ese plazo. Del mismo modo caducarán dichos permisos para las instalaciones que estando ya construidas y en servicio, cesen en el vertido de energía a la red por un periodo superior a tres años por causas imputables al titular distintas del cierre temporal.

En el caso de permisos de acceso y conexión para la conexión de instalaciones de demanda, la caducidad se producirá a los cinco años desde su obtención si los titulares de los permisos de acceso no han formalizado para ese suministro y en relación con dichos permisos un contrato de acceso en dicho plazo por una potencia determinada proporcional a la capacidad de acceso otorgada. Esta caducidad automática también se producirá si el contrato no se mantiene por la potencia señalada durante un periodo determinado. La cuantía mínima de potencia a contratar y el plazo mínimo que deberá mantenerse dicho contrato será establecida reglamentariamente por el Gobierno. Asimismo, el Gobierno podrá establecer reglamentariamente exenciones a la caducidad automática en función del nivel de tensión y de la potencia de los permisos de acceso de demanda.

La caducidad de los permisos de acceso y de conexión por la razón a la que se refiere el párrafo anterior, solo se producirá respecto de la parte de la capacidad otorgada para la que no se haya formalizado un contrato de acceso o por aquella por la que no se haya mantenido la duración mínima requerida.

9. Los gestores de las redes de transporte y distribución harán públicas las capacidades de acceso para cada nudo de su red en los términos que se establezcan reglamentariamente.

10. Mediante real decreto del Consejo de Ministros podrán establecerse los criterios y procedimientos que la concesión de acceso y conexión deba satisfacer para el cumplimiento de los objetivos de política energética y penetración de renovables. A este efecto, el Gobierno podrá establecer los criterios bajo los que un sujeto podrá solicitar a los titulares y gestores de las redes la modificación de las condiciones de los permisos de conexión y acceso, incluidos sus puntos de conexión.

11. Por su parte, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante Circular la metodología y las condiciones de acceso y conexión que comprenderá: el contenido de las solicitudes y permisos, los criterios económicos, los criterios para la evaluación de la capacidad, los motivos para la denegación, el contenido mínimo de los contratos y la obligación de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión.

12. Los titulares de los permisos de acceso de instalaciones de generación de energía eléctrica que hibriden dichas instalaciones mediante la incorporación a las mismas de módulos de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable o mediante la incorporación de instalaciones de almacenamiento podrán evacuar la energía eléctrica utilizando el mismo punto de conexión y la capacidad de acceso ya concedida, siempre que la nueva instalación cumpla con los requisitos técnicos que le sean de aplicación.

Asimismo, se podrán realizar solicitudes de permisos de acceso para instalaciones híbridas que incorporen varias tecnologías siempre que al menos una de ellas utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore de instalaciones de almacenamiento.

13. **(Sin efecto)**

TÍTULO VI

Transporte de energía eléctrica

Artículo 34. *Red de transporte de energía eléctrica.*

1. La red de transporte de energía eléctrica está constituida por la red de transporte primario y la red de transporte secundario.

La red de transporte primario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y aquellas otras instalaciones de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

La red de transporte secundario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas en el párrafo anterior y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte.

En los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares tendrán consideración de red de transporte secundario todas aquellas instalaciones de tensión igual o superior a 66 kV así como las interconexiones entre islas que por su nivel de tensión no sean consideradas de transporte primario.

Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida.

De la misma forma, también se considerarán elementos constitutivos de la red de transporte los componentes de red de transporte plenamente integrados, incluidas las instalaciones de almacenamiento, que serán aquellos que se utilizan para garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte y no a efectos de balance o de gestión de congestiones.

En ningún caso formarán parte de la red de transporte los transformadores de grupos de generación, los elementos de conexión de dichos grupos a las redes de transporte, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

2. En todo caso Red Eléctrica de España, S.A., actuará como transportista único desarrollando la actividad en régimen de exclusividad en los términos establecidos en la presente ley.

No obstante lo anterior, para la mejor gestión de la red de distribución, se habilita al Ministerio de Industria, Energía y Turismo para autorizar expresa e individualizadamente, previa consulta a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Comunidad Autónoma en la que radique la instalación, que determinadas instalaciones de transporte secundario, por sus características y funciones, sean titularidad del distribuidor de la zona

que se determine. En estos casos, los distribuidores deberán asumir las obligaciones del transportista único relativas a la construcción, maniobra y mantenimiento de tales instalaciones de transporte.

A tal efecto, el Gobierno establecerá los criterios exclusivamente técnicos que deberán regir tales excepciones.

3. Se establecerán cuantas normas técnicas sean precisas para garantizar la fiabilidad del suministro de energía eléctrica y de las instalaciones de la red de transporte y las a ella conectadas. Estas normas se atendrán a criterios de general aceptación y serán objetivas y no discriminatorias.

4. El titular de la red de transporte de energía eléctrica, antes del 1 de mayo de cada año, deberá someter sus planes de inversiones anuales y plurianuales a la aprobación del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. El procedimiento de aprobación de dichos planes se establecerá reglamentariamente por el Gobierno e incluirá la previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla interesadas. La empresa transportista deberá ejecutar, en los términos que se establezcan, el contenido de los planes de inversión que resulten aprobados por la Administración General del Estado.

En el plan de inversión anual figurarán, como mínimo, los datos de los proyectos, sus principales características técnicas, presupuesto y calendario de ejecución, todo ello, de acuerdo a la identificación de las instalaciones recogida en la planificación de la red de transporte.

5. Sin perjuicio de los requisitos establecidos en la legislación general de las telecomunicaciones, las redes de transporte se podrán utilizar para prestar servicios de comunicaciones electrónicas, siempre que se respete el principio de separación jurídica de actividades, garantizando en todo caso la seguridad del sistema de transporte de energía eléctrica.

Artículo 35. *Autorización de instalaciones de transporte de energía eléctrica.*

1. La puesta en funcionamiento, modificación, transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de transporte de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones establecido en el artículo 53 y en sus disposiciones de desarrollo.

2. En el caso de instalaciones de transporte cuya autorización deba ser otorgada por las Comunidades Autónomas o por las Ciudades de Ceuta y Melilla, éstas solicitarán informe previo a la Administración General del Estado, en el que ésta consignará las posibles afecciones de la proyectada instalación a los planes de desarrollo de la red, a la gestión técnica del sistema y al régimen económico regulados en esta ley, que la Administración autorizante deberá tener en cuenta en el otorgamiento de la autorización.

Si transcurrido un plazo de tres meses, la Administración General del Estado no hubiese emitido informe se entenderá que el mismo ha sido formulado en sentido desfavorable.

Para el reconocimiento de la retribución de las nuevas instalaciones de transporte será requisito indispensable que hayan sido incluidas en la planificación a la que se refiere el artículo 4 de esta ley y que, en su caso, cuenten con el informe favorable a que se hace referencia en el presente apartado.

Artículo 36. *Derechos y obligaciones del transportista.*

1. El transportista será responsable del desarrollo y ampliación de la red de transporte definida en este artículo, de tal manera que garantice el mantenimiento y mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos y coherentes.

2. El transportista adoptará la forma de sociedad mercantil y su régimen societario se ajustará a las condiciones establecidas en el apartado 1 del artículo 30 para el operador del sistema.

3. Serán funciones del transportista las siguientes:

a) Ejecutar los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte.

b) Ejecutar las instrucciones del operador del sistema para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica.

c) Cumplir en todo momento las instrucciones del operador del sistema para la operación de la red de transporte, incluidas las interconexiones internacionales, para su maniobra en tiempo real.

d) Ejecutar, en el ámbito de sus funciones, aquellas decisiones que sean adoptadas por la Administración Pública competente en ejecución de lo previsto en el apartado 2 del artículo 7.

e) Colaborar con el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en la evaluación y seguimiento de los planes de inversiones anuales y plurianuales a que se refiere el apartado 4 del artículo 34.

f) Garantizar el desarrollo y ampliación de la red de transporte ejecutando la planificación de la red de transporte aprobada, de tal manera que se asegure el mantenimiento y mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos coherentes y de mínimo coste.

g) Garantizar la no discriminación entre usuarios o categorías de usuarios de la red de transporte, proporcionando a los usuarios la información que necesiten para conectarse eficientemente a la red.

h) Aportar al operador del sistema toda aquella información necesaria para el cumplimiento de sus funciones.

i) Otorgar el permiso de conexión a la red de transporte.

j) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de transporte de forma regular y continua con los niveles de calidad que se determinen reglamentariamente por el Gobierno y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.

k) Facilitar el uso de sus instalaciones para los tránsitos de energía, y la utilización de sus redes de transporte por todos los sujetos autorizados, en condiciones no discriminatorias, de acuerdo con las normas técnicas de transporte.

l) Maniobrar y mantener las instalaciones de su propiedad de acuerdo con las instrucciones y directrices a las que hace referencia el párrafo l) del artículo 30.2.

m) Aportar la información requerida por la Administración General del Estado para el establecimiento de la retribución, así como cualquier información que se solicite en tiempo y forma necesarios para permitir la adecuada supervisión y control de su actividad por parte de las autoridades reguladoras.

n) Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen.

4. El transportista cumplirá en todo momento las instrucciones impartidas por el operador del sistema en el ámbito de sus funciones.

5. El transportista tendrá los siguientes derechos:

a) El reconocimiento por parte de la Administración de una retribución adecuada por el ejercicio de su actividad dentro del sistema eléctrico en los términos establecidos en el título III de esta ley.

b) Exigir que las instalaciones conectadas a las redes de transporte reúnan las condiciones técnicas que se determinen por la normativa estatal.

Artículo 37. *Acceso a las redes de transporte.*

1. Las instalaciones de transporte podrán ser utilizadas por los sujetos autorizados, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6. El precio por el uso de las redes de transporte se determinará de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 16.

2. El operador del sistema como gestor de la red de transporte deberá otorgar el permiso de acceso a la red de transporte de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 33.

TÍTULO VII

Distribución de energía eléctrica

Artículo 38. *Regulación de la distribución.*

1. La actividad de distribución de energía eléctrica es aquélla que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras

redes de distribución o desde la generación conectada a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores.

Los distribuidores serán los gestores de las redes de distribución que operen. En aquellas Comunidades Autónomas donde exista más de un gestor de la red de distribución, la Comunidad Autónoma, en el ámbito de sus competencias, podrá realizar funciones de coordinación de la actividad que desarrollen los diferentes gestores.

2. Tendrán la consideración de instalaciones de distribución todas las líneas, parques y elementos de transformación y otros elementos eléctricos de tensión inferior a 220 kV, salvo aquéllas que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 34, se consideren integradas en la red de transporte.

Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las redes de distribución, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

De la misma forma, también se considerarán elementos constitutivos de la red de distribución los componentes de red de distribución plenamente integrados, incluidas las instalaciones de almacenamiento, que serán aquellos que se utilizan para garantizar un funcionamiento seguro y fiable de la red de transporte y no a efectos de balance o de gestión de congestiones.

No formarán parte de las redes de distribución los transformadores de grupos de generación, los elementos de conexión de dichos grupos a las redes de distribución, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

3. La distribución de energía eléctrica se regirá por lo dispuesto en la presente ley y será objeto de ordenación atendiendo a la necesaria coordinación de su funcionamiento y a la normativa uniforme que se requiera.

4. La ordenación de la distribución tendrá por objeto establecer y aplicar principios comunes que garanticen su adecuada relación con las restantes actividades eléctricas, determinar las condiciones de tránsito de la energía eléctrica por dichas redes, establecer la suficiente igualdad entre quienes realizan la actividad en todo el territorio y la fijación de condiciones comunes equiparables para todos los usuarios de la energía.

Dicha ordenación consistirá en el establecimiento de la normativa básica, criterios generales en el diseño de las redes, en la previsión del funcionamiento y desarrollo coordinado de las redes de distribución en el territorio español y en las condiciones de tránsito de la energía eléctrica por las mismas.

5. Los criterios de regulación de la distribución de energía eléctrica se establecerán atendiendo a zonas eléctricas con características comunes y vinculadas con la configuración de la red de transporte y de ésta con las unidades de producción. Al objeto de que dichos criterios sean homogéneos en todo el territorio español y exista la adecuada coordinación en el desarrollo de las actividades de distribución, éstos serán fijados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe de las Comunidades Autónomas afectadas o Ciudades de Ceuta y Melilla.

6. Los distribuidores de energía eléctrica habrán de estar inscritos en el Registro Administrativo de Distribuidores a que se refiere el artículo 39.4.

7. Sin perjuicio de los requisitos establecidos en la legislación general de las telecomunicaciones, los distribuidores podrán utilizar sus redes para prestar servicios de comunicaciones electrónicas, garantizando en todo caso la seguridad del sistema de distribución de energía eléctrica. En este caso, llevarán en su contabilidad además cuentas separadas que diferencien ingresos y costes imputables estrictamente a estos servicios.

8. Reglamentariamente el Gobierno, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, regulará las condiciones y procedimientos para el establecimiento de acometidas eléctricas y el enganche de nuevos usuarios a las redes de distribución.

9. Contra las actuaciones del gestor de red de distribución podrán presentarse reclamaciones administrativas ante el organismo responsable de la resolución de las mismas, quien emitirá una decisión en el plazo de los tres meses siguientes a la recepción

de la reclamación. Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante el citado organismo en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.

10. Sin perjuicio de lo previsto en el artículo 6.1.g, las empresas distribuidoras podrán ser titulares de último recurso de infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos, siempre que tras un procedimiento en concurrencia se resuelva que no existe interés por la iniciativa privada, en los términos y condiciones que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno.

El Gobierno podrá regular procedimientos para la transmisión de estas instalaciones por parte de las empresas distribuidoras a otros titulares, cuando se den las condiciones de interés económico, recibiendo las primeras una compensación adecuada.

Artículo 39. *Autorización de instalaciones de distribución.*

1. La puesta en funcionamiento, modificación, transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de distribución de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones establecido en el artículo 53 y en sus disposiciones de desarrollo.

2. La autorización, que no concederá derechos exclusivos de uso, se otorgará atendiendo tanto al carácter del sistema de red única y monopolio natural, propio de la distribución eléctrica, como al criterio de menor coste posible para el conjunto del sistema, propio de toda actividad con retribución regulada, y evitando el perjuicio a los titulares de redes ya establecidas obligadas a atender los nuevos suministros que se soliciten.

3. Todas las instalaciones destinadas a más de un consumidor tendrán la consideración de red de distribución y deberán ser cedidas a la empresa distribuidora de la zona, la cual responderá de la seguridad y calidad del suministro. Dicha infraestructura quedará abierta al uso de terceros.

Cuando existan varios distribuidores en la zona a los cuales pudieran ser cedidas las instalaciones construidas por un promotor, la Administración Pública competente sobre la autorización de dichas redes determinará a cuál de dichos distribuidores deberán ser cedidas, con carácter previo a su ejecución, siguiendo criterios de mínimo coste para el conjunto del sistema y aquellos que establezca reglamentariamente la Administración General del Estado. Dicha infraestructura quedará abierta al uso de terceros.

Cuando en una nueva área a electrificar existan varios distribuidores que deseen realizar el desarrollo de la misma, la Administración Pública competente bajo el criterio de red única y aquellos que establezca reglamentariamente la Administración General del Estado, y considerando el carácter de monopolio natural de la actividad y con el objetivo de generar el menor coste de retribución para el conjunto del sistema determinará con carácter previo a la ejecución de las instalaciones, cuál de las empresas distribuidoras deberá acometer el desarrollo.

4. El registro administrativo de distribuidores dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo contendrá a las empresas distribuidoras debidamente autorizadas.

Las Comunidades Autónomas con competencias en la materia podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales en los que deberán estar inscritas todas las instalaciones ubicadas en el ámbito territorial de aquéllas.

Artículo 40. *Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras.*

1. Los distribuidores, como titulares de las redes de distribución, tendrán las siguientes obligaciones:

a) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de distribución de forma regular y continua, y con los niveles de calidad que se determinen reglamentariamente por el Gobierno, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y de las Ciudades de Ceuta y Melilla, manteniendo las redes de distribución eléctrica en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.

b) Ser responsables de la construcción, operación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de su red de distribución, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que su red tenga capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad de acuerdo a los criterios

establecidos por la Administración General del Estado, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla.

c) Analizar las solicitudes de conexión a las redes de distribución que gestionen y denegar o, en su caso, condicionar, la conexión a las mismas de acuerdo a los criterios que se establezcan reglamentariamente previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla. A estos efectos, deberán atender todas las solicitudes en condiciones de igualdad.

d) Aportar la información requerida por la Administración General del Estado para el establecimiento de la retribución, así como cualquier información que se solicite en tiempo y forma necesarios para permitir la adecuada supervisión y control de su actividad por parte de las autoridades reguladoras.

e) Proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro eléctrico en los términos que se establezcan reglamentariamente, sin perjuicio de lo que resulte de la aplicación del régimen que reglamentariamente se establezca para las acometidas eléctricas y de las obligaciones que correspondan al promotor de acuerdo con el artículo 16.1.c) del texto refundido de la Ley de Suelo, aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio.

f) Comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo las autorizaciones de instalación que les concedan otras Administraciones, así como las modificaciones relevantes de su actividad, a efectos del reconocimiento de sus costes en la determinación de la tarifa y la fijación de su régimen de retribución.

g) Establecer y ejecutar los planes de mantenimiento de las instalaciones de su red de distribución.

h) Presentar, antes del 1 de mayo de cada año, sus planes de inversiones anuales y plurianuales al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a las respectivas Comunidades Autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla. En los planes de inversión anuales figurarán como mínimo los datos de los proyectos, sus principales características técnicas, presupuesto y calendario de ejecución. Asimismo, la empresa distribuidora deberá ejecutar, en los términos que se establezcan, el contenido de los planes de inversión que resulten finalmente aprobados por la Administración General del Estado. El procedimiento de aprobación de dichos planes, junto con las cuantías máximas de volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema, se establecerá reglamentariamente por el Gobierno, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla. Este procedimiento deberá contemplar la posibilidad de aprobación parcial de los planes de inversión en aquellas comunidades y ciudades autónomas para las que dicho plan cuente con el informe favorable establecido en el párrafo siguiente.

En todo caso, para la aprobación de los planes presentados por las empresas distribuidoras, éstos deberán acompañarse de informe favorable de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla respecto de las instalaciones previstas en su territorio cuya autorización sea de su competencia.

El carácter de obligación anual de la presentación de planes de inversión para su aprobación por la Administración General del Estado podrá modificarse reglamentariamente para establecer un periodo superior al de un año para las empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes.

i) Realizar aquellas otras funciones que se deriven de esta ley y su normativa de desarrollo.

2. Los distribuidores como gestores de la red de distribución en las que operan, tendrán las siguientes funciones en el ámbito de las redes que gestionen:

a) Coordinar con los gestores de las redes de distribución colindantes las actuaciones de maniobra y mantenimiento que se lleven a cabo en el ámbito de las redes que gestionen.

b) Realizar lo dispuesto por el operador del sistema y gestor de la red de transporte en los planes de maniobra para la reposición de servicio, en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica, controlando su ejecución y pudiendo para ello afectar a cualquier elemento de las redes de distribución que gestionen.

c) Analizar las solicitudes de acceso a las redes de distribución que gestionen y otorgar, denegar o, en su caso, condicionar el acceso a las mismas de acuerdo a los criterios que se

establezcan reglamentariamente. A estos efectos, deberán atender todas las solicitudes en condiciones de igualdad.

d) Poner en conocimiento de las autoridades competentes, y de los sujetos eventualmente afectados, cualquier manipulación o alteración del estado de los equipos de medida.

e) Comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Administración Pública competente la información que se determine sobre peajes de acceso, cargos y precios, así como cualquier información relacionada con la actividad que desarrollen dentro del sector eléctrico.

f) Proceder a la medición y lectura de la energía que circule por sus puntos frontera en la forma que reglamentariamente se determine.

g) Facilitar los datos de consumo a los sujetos en los términos que reglamentariamente se establezcan.

h) Aplicar y recaudar de los sujetos los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine.

i) Contratar los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución con los consumidores, directamente o a través del comercializador y, en su caso, productores conectados a sus redes.

j) Aplicar, facturar y cobrar los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución a los comercializadores o consumidores, según corresponda y en su caso, productores conectados a sus redes realizando el desglose en la facturación al usuario en la forma que reglamentariamente se determine.

k) Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.

l) Aplicar las medidas adecuadas de protección del consumidor de acuerdo con lo establecido reglamentariamente.

m) Mantener actualizada su base de datos de puntos de suministro, y facilitar a la información de acuerdo a lo que se determine reglamentariamente.

n) Reservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones Públicas.

o) Proporcionar al gestor de la red de transporte y a los gestores de las redes de distribución colindantes información suficiente para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente, el desarrollo coordinado y la interoperabilidad de la red interconectada.

p) Cumplir con los requisitos y obligaciones que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador y, en concreto, cumplir con los plazos y recibir la información que se determine relativa a los citados cambios de suministrador.

q) Exigir garantías a los sujetos que contraten el acceso a sus redes de distribución en los términos que se establezcan reglamentariamente.

r) Determinar, en el ejercicio de la función de gestor de su red de distribución, los criterios de la explotación y mantenimiento de las redes garantizando la seguridad, la fiabilidad y la eficacia de las mismas, de acuerdo con la normativa medioambiental que les sea aplicable.

s) Poner en conocimiento de las autoridades públicas competentes y de los sujetos que pudieran verse afectados si los hubiere, las situaciones de fraude y otras situaciones anómalas.

t) Realizar aquellas otras funciones que se deriven de esta ley y su normativa de desarrollo.

u) Disponer de un servicio de atención a los titulares de instalaciones de autoconsumo, cualquiera que sea la modalidad de mismo que permita interponer quejas, reclamaciones e incidencias en relación con los expedientes de acceso a la red de dichas instalaciones, así como obtener información sobre cuál es el siguiente paso en la gestión, quién es el sujeto que debe de ejecutarlo, los plazos que resulten de aplicación y toda aquella información que resulte relevante y de la que el consumidor deba disponer para la tramitación del expediente. Asimismo, este servicio permitirá realizar solicitudes de información sobre el estado de los expedientes. Para la prestación de este servicio se habilitará un número de teléfono gratuito,

así como una dirección de correo electrónico o servicio web a través de los que los interesados podrán dirigirse indistintamente al gestor. El sistema de comunicación electrónica deberá emitir de forma automatizada un acuse de recibo donde quede constancia de la fecha, hora y número de solicitud.

Los gestores de red no podrán desviar llamadas realizadas al número de teléfono gratuito mencionado a números que impliquen un coste, ya sea vía telefónica, mediante mensajes de texto u otros análogos para la atención de quejas, reclamaciones e incidencias, así como solicitudes de información relativas al estado de los expedientes.

Reglamentariamente, previa audiencia a las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, se regularán las condiciones y procedimientos para el establecimiento de acometidas eléctricas y el enganche de nuevos usuarios a las redes de distribución.

3. Serán derechos de las empresas distribuidoras:

a) El reconocimiento por parte de la Administración y la percepción de una retribución adecuada por el ejercicio de su actividad dentro del sistema eléctrico en los términos establecidos en el título III de esta ley.

b) Exigir que las instalaciones y aparatos receptores de los usuarios que se conecten a sus redes reúnan las condiciones técnicas y de construcción que se determinen por la normativa estatal e internacional que les fuera de aplicación, así como el buen uso de las mismas y el cumplimiento de las condiciones establecidas para que el suministro se produzca sin deterioro o degradación de su calidad para otros usuarios.

c) Exigir a los sujetos obligados a ello, que dispongan de los equipos de medida y control establecidos en la normativa de aplicación.

d) Acceder a la información que precisen para el desarrollo de sus funciones.

Artículo 41. *Acceso a las redes de distribución.*

1. Las instalaciones de distribución podrán ser utilizadas por los sujetos autorizados de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 8. El precio por el uso de redes de distribución se determinará de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 16.

2. El gestor de la red de distribución deberá otorgar el permiso de acceso a la red de distribución de acuerdo a los criterios establecidos en el artículo 33.

Artículo 42. *Líneas directas.*

1. Tendrán la consideración de líneas directas aquéllas que tengan por objeto el enlace directo de una instalación de producción de energía eléctrica con un consumidor en las condiciones que se establezcan reglamentariamente. En todo caso el titular de la instalación de producción y el consumidor deberán ser la misma empresa o pertenecer al mismo grupo empresarial, definido según lo establecido en artículo 42 del Código de Comercio.

En el caso de plantas de generación renovable no será de aplicación el requisito de pertenencia a la misma empresa o al mismo grupo empresarial recogido en el párrafo anterior.

2. La puesta en funcionamiento, modificación, transmisión y cierre definitivo de líneas directas estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones establecido en el artículo 53 y en sus disposiciones de desarrollo.

3. La construcción de líneas directas queda excluida de la aplicación de las disposiciones que en materia de expropiación y servidumbres se establecen en el título IX, sometiéndose al ordenamiento jurídico general. Asimismo, su uso queda excluido del régimen retributivo que para las actividades de transporte y distribución se establece en la presente ley.

4. Las líneas directas sólo podrán ser utilizadas por los sujetos titulares de la autorización administrativa, no pudiéndose conceder acceso a terceros.

La apertura a terceros del uso de la red exigirá su venta, cesión o aportación a la empresa transportista o la empresa distribuidora de la zona de forma que dicha red quede integrada en la red de transporte o distribución, respectivamente.

TÍTULO VIII

Suministro de energía eléctrica

CAPÍTULO I

Suministro a los usuarios y gestión de la demanda eléctrica

Artículo 43. *Suministro.*

1. El suministro de energía eléctrica se define como la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles.

2. Los consumidores que se determine tendrán derecho a contratar el suministro de energía eléctrica a los precios voluntarios para el pequeño consumidor o tarifa de último recurso establecidos de acuerdo al artículo 17.

3. Reglamentariamente se establecerán, por las Administraciones Públicas competentes, medidas de protección al consumidor que deberán recogerse en las condiciones contractuales para los contratos de suministro de los comercializadores con aquellos consumidores que por sus características de consumo o condiciones de suministro requieran un tratamiento contractual específico.

Asimismo, reglamentariamente se establecerán los mecanismos de contratación y las condiciones de facturación de los suministros, incluyendo los procedimientos de cambio de suministrador, que se realizará en un plazo máximo de 21 días, y de resolución de reclamaciones. A estos efectos, se considerará el establecimiento de puntos de contacto únicos a tenor de lo establecido en la disposición adicional octava de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para ofrecer a los consumidores toda la información necesaria relativa a sus derechos, a la legislación en vigor y a los procedimientos de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio.

4. Sin perjuicio de las competencias que correspondan a las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla y del establecimiento por los prestadores de sistemas propios de tramitación de reclamaciones que se ajusten a lo dispuesto en la Recomendación 2001/310/CE, de la Comisión, de 4 de abril de 2001 relativa a los principios aplicables a los órganos extrajudiciales de resolución consensual de litigios en materia de consumo, se preverá reglamentariamente la posibilidad de acudir al sistema arbitral de consumo para la resolución de tales reclamaciones.

5. Para el supuesto de que no se sometan a las entidades de resolución alternativa de litigios en materia de consumo o que estas no resulten competentes para la resolución del conflicto, los usuarios finales que sean personas físicas podrán someter la controversia al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, cuando tales controversias se refieran a sus derechos específicos como usuarios finales, incluidos todos los previstos en esta ley y sin perjuicio de las competencias del resto de Administraciones Públicas. No podrán ser objeto del procedimiento anterior las controversias que se encuentren reguladas por normativa distinta de la de protección específica de los usuarios finales de energía eléctrica.

El procedimiento, que se aprobará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, deberá ser transparente, sencillo y gratuito. La resolución que se dicte podrá ordenar la devolución de importes indebidamente facturados y, en general, disponer cuantas medidas tiendan a restituir al interesado en sus derechos e intereses legítimos, incluyendo la posibilidad de reembolso y compensación por los gastos y perjuicios que se hubiesen podido generar.

Los sujetos del sector eléctrico estarán obligados a someterse al procedimiento, así como a cumplir la resolución que le ponga fin. En cualquier caso, el procedimiento que se adopte establecerá el plazo máximo en el que deberá notificarse la resolución expresa, transcurrido el cual se podrá entender desestimada la reclamación por silencio administrativo, sin perjuicio de que la Administración tenga la obligación de resolver la reclamación de forma expresa, de acuerdo con lo establecido en el artículo 43 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común. La resolución que se dicte podrá impugnarse ante la jurisdicción contencioso-administrativa.

Lo dispuesto en este apartado será aplicable a todas las modalidades de suministro previstas en esta ley para usuarios finales que sean personas físicas.

6. La Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia supervisará la efectividad y la aplicación de las medidas de protección a los consumidores y podrá dictar resoluciones jurídicamente vinculantes tendentes al cumplimiento de las mismas.

Artículo 44. *Derechos y obligaciones de los consumidores en relación con el suministro.*

1. Los consumidores tendrán los siguientes derechos, y los que reglamentariamente se determinen, en relación al suministro:

a) Al acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica en el territorio español, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno.

Los consumidores no podrán estar conectados directamente a un sujeto productor salvo a través de una línea directa y en los casos que reglamentariamente se establezcan para la aplicación de las modalidades de suministro con autoconsumo.

b) Realizar las adquisiciones de energía eléctrica en los términos previstos en la normativa de aplicación.

c) Elegir su suministrador, pudiendo contratar el suministro con uno o varios de los siguientes sujetos, en los términos y condiciones que reglamentariamente se establezca por el Gobierno:

i) Las correspondientes empresas de comercialización.

ii) Otros sujetos del mercado de producción. Estos consumidores directos en mercado contratarán la energía en el mercado de producción y el correspondiente contrato de acceso a las redes directamente con el distribuidor al que están conectadas sus instalaciones o con el distribuidor de la zona en caso de estar conectado a la red de transporte.

Aquellos consumidores que por sus características técnicas no puedan constituirse en consumidores directos de mercado, podrán adquirir la energía mediante la contratación bilateral con un productor en los términos que reglamentariamente se determine.

d) A formalizar un contrato de acceso con la empresa distribuidora o un contrato de suministro con la empresa suministradora de electricidad, según corresponda, en el que se especifique:

1.º La identidad y la dirección de la empresa;

2.º la duración del contrato, condiciones para su renovación y las causas de rescisión y resolución de los mismos, así como el procedimiento para realizar una u otras;

3.º las cláusulas bajo las cuales se podrán revisar las condiciones establecidas en el contrato;

4.º el procedimiento de resolución de conflictos de conformidad con lo establecido en los artículos 43.5 y 46.1.p);

5.º la información actualizada sobre precios y tarifas aplicables y, en su caso, disposición oficial donde se fijen los mismos;

6.º el nivel de calidad mínimo exigible en los términos que se establezcan y las repercusiones en la facturación que, en su caso, correspondan;

7.º los plazos para la conexión inicial;

8.º la información completa y transparente sobre las ofertas comerciales, incluyendo de manera expresa la duración de los descuentos promocionales y los términos o precios sobre los que éstos se aplican;

9.º la información relativa a otros servicios prestados, incluidos, en su caso, los servicios de valor añadido y de mantenimiento que se propongan, mencionando de manera explícita el coste de dichos servicios adicionales y su obligatoriedad o no.

Las condiciones generales serán equitativas y transparentes, y deberán adecuarse a lo establecido en la normativa vigente en materia de contratos con los consumidores. Se explicarán en un lenguaje claro y comprensible y no incluirán obstáculos no contractuales al ejercicio de los derechos de los clientes. Se protegerá a los clientes contra los métodos de venta abusivos o equívocos.

Las condiciones se darán a conocer con antelación. En cualquier caso, deberán comunicarse antes de la celebración o confirmación del contrato. Cuando los contratos se celebren a través de intermediarios, la información antes mencionada se comunicará asimismo antes de la celebración del contrato.

e) Ser debidamente avisados de forma transparente y comprensible de cualquier intención de modificar las condiciones del contrato e informados de su derecho a rescindir el contrato sin coste alguno cuando reciban el aviso. Asimismo, ser notificados de forma directa por su suministrador sobre cualquier revisión de los precios derivada de las condiciones previstas, con al menos un mes de antelación a su aplicación de forma transparente y comprensible.

Las comunicaciones de revisiones de precios deberán incluir una comparativa de los precios aplicados antes y después de la revisión, así como una estimación del coste anual del suministro para dicho consumidor y su comparativa con el coste anual anterior.

f) Poder escoger libremente el modo de pago, de forma que no se produzca ninguna discriminación indebida entre consumidores. Los sistemas de pago anticipado reflejarán adecuadamente las condiciones de suministro y el consumo probable.

g) Ser atendidos en condiciones no discriminatorias en las solicitudes de nuevos suministros eléctricos y en la ampliación de los existentes.

h) Recibir el servicio con los niveles de seguridad, regularidad y calidad que se determinen reglamentariamente.

i) Ser suministrados a unos precios fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios.

j) Recibir información transparente sobre los precios y condiciones generales aplicables al acceso y al suministro de energía eléctrica.

A estos efectos, recibirán las facturaciones con el desglose que se determine reglamentariamente.

k) Realizar el cambio de suministrador sin coste alguno y en los plazos legal y reglamentariamente establecidos.

l) Disponer de procedimientos para tramitar sus reclamaciones de acuerdo a lo establecido en esta ley y en la demás normativa sobre atención al consumidor aplicable.

m) Tener a su disposición sus datos de consumo, y poder, mediante acuerdo explícito y gratuito, dar acceso a los datos de medidas a los sujetos que corresponda, y en concreto a las comercializadoras que se mantengan en el cumplimiento de los requisitos y obligaciones, de acuerdo a los términos y condiciones que reglamentariamente se determine, sin que puedan facturarse al consumidor costes por este servicio.

n) Estar informados del consumo real de electricidad y de los costes correspondientes de acuerdo a lo que reglamentariamente se establezca, sin coste adicional. A estos efectos, se tendrán en cuenta las características de los equipos de medida para garantizar una adecuada facturación y los costes de implementar esta medida.

ñ) Recibir la liquidación de la cuenta después de cualquier cambio de suministrador de electricidad, en el plazo de 42 días como máximo a partir de la fecha en que se produzca el cambio de suministrador.

o) Disponer de un servicio de asistencia telefónica gratuito facilitado por el distribuidor al que estén conectados sus instalaciones, en funcionamiento las veinticuatro horas del día, al que puedan dirigirse ante posibles incidencias de seguridad en las instalaciones. Dicho número deberá figurar claramente identificado en las facturas y en todo caso será facilitado por el comercializador o, en su caso, por el distribuidor al consumidor.

p) **(Sin efecto)**

2. Reglamentariamente se establecerán los límites a la aplicación de los derechos establecidos en el apartado anterior, entre otros, en el caso de consumidores que estén en situación de impago.

3. Los consumidores tendrán las siguientes obligaciones, además de las que reglamentariamente se determinen, en relación al suministro:

a) Garantizar que las instalaciones y aparatos cumplen los requisitos técnicos y de seguridad establecidos en la normativa vigente, garantizando el acceso a los mismos en los términos que se determinen.

b) Contratar y efectuar el pago de los suministros, de acuerdo a las condiciones establecidas en la normativa.

c) Permitir al personal autorizado por la empresa distribuidora la entrada en el local o vivienda a que afecta el servicio contratado en horas hábiles o de normal relación con el exterior, para realizar las actuaciones propias de distribuidor.

Artículo 45. *Consumidores vulnerables.*

1. Serán considerados como consumidores vulnerables los consumidores de electricidad que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen. En todo caso, se circunscribirá a personas físicas en su vivienda habitual.

La definición de los consumidores vulnerables y de sus categorías y los requisitos que deben cumplir, así como las medidas a adoptar para estos colectivos se determinarán reglamentariamente por el Gobierno.

2. El bono social resultará de aplicación a los consumidores vulnerables que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que por real decreto del Consejo de Ministros se determinen. A estos efectos, se establecerá un umbral referenciado a un indicador de renta per cápita familiar. En todo caso, se circunscribirá a personas físicas en su vivienda habitual.

3. El bono social cubrirá la diferencia entre el valor del precio voluntario para el pequeño consumidor y un valor base, que podrá ser distinto según las categorías de consumidores vulnerables que se establezcan, que se denominará tarifa de último recurso y será aplicado por el correspondiente comercializador de referencia en las facturas de los consumidores que estén acogidos al mismo.

El Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, fijará las tarifas de último recurso.

4. El bono social y la asunción tanto de los impagos del artículo 52.4.k) como del coste de la cofinanciación del suministro de energía eléctrica de aquellos consumidores a los que resulte de aplicación lo previsto en el artículo 52.4.j), serán considerados obligación de servicio público según lo dispuesto en la Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

El bono social será asumido por los sujetos del sector eléctrico que participan en las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, incluyendo la producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como por los consumidores directos en mercado, en los términos que reglamentariamente se establezcan.

Asimismo, y con el límite máximo que se establezca por orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, los citados sujetos asumirán la cuantía que deban aportar para cofinanciar con las Administraciones Públicas competentes el coste del suministro de los consumidores a que hacen referencia los párrafos j) y k) del artículo 52.4.

Reglamentariamente se establecerán los mecanismos, reglas y criterios que permitan determinar la asignación de las aportaciones por parte de los sujetos obligados a la financiación del bono social.

Así, en primer término, se establecerá un primer reparto de las necesidades de financiación totales previstas entre las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica antes mencionadas, teniendo en cuenta la facturación agregada de cada actividad dentro de la cadena de suministro de energía eléctrica, en los términos y condiciones que reglamentariamente se determinen.

Este reparto será propuesto anualmente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con el procedimiento y condiciones que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno. A estos efectos, la citada Comisión publicará anualmente en su página web la información, referida al periodo considerado, relativa a la facturación estimada de cada segmento de actividad para el ejercicio al que corresponde fijar la financiación, determinada a partir de la mejor información disponible.

Adicionalmente, y una vez establecido dicho reparto inicial entre actividades, se establecerán los valores de aportación unitarios por cada actividad, en los términos y

condiciones que reglamentariamente se determinen, de modo motivado y conforme a criterios objetivos, tomando en consideración las particularidades de cada actividad.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá anualmente al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en el plazo que se establezca reglamentariamente, una propuesta de valores unitarios que corresponda a cada una de las actividades señaladas.

La persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo trámite de audiencia, procederá a la aprobación del reparto de financiación del bono social y del coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hace referencia el artículo 52.4.j) y 52.4.k) de esta ley entre las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica y de los valores de aportación unitarios para cada actividad, por orden que será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

En todo caso, las aportaciones serán imputadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a los sujetos obligados y se depositarán en una cuenta específica en régimen de depósito creada al efecto por el órgano encargado de la liquidación, que será responsable de su gestión.

Reglamentariamente se podrán establecer mecanismos para regularizar, en sentido positivo o negativo, las cantidades aportadas por los distintos sujetos, reconociendo, en su caso, los derechos de cobro u obligaciones de pago que correspondan, y garantizar la correcta aplicación de lo previsto en el presente artículo.

Asimismo, se podrá prever la aprobación de nuevos valores de reparto de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica y de los valores de aportación unitarios para cada actividad en el mismo ejercicio, a propuesta de la Comisión cuando exista un desequilibrio grave en el mecanismo de financiación de las cantidades relativas al bono social y de las cantidades relativas a la cofinanciación del suministro de electricidad de energía eléctrica de los consumidores en riesgo de exclusión social y el coste de los consumidores definidos en el artículo 52.4.k) de esta ley, en los términos que reglamentariamente se fijen. En su caso, se podrá prever que el Ministerio apruebe nuevos valores, sin necesidad de propuesta de la Comisión, por motivos de urgente necesidad o cuando las circunstancias del mercado lo requieran, en los términos que reglamentariamente se fijen.

El mecanismo previsto en este apartado podrá ser revisado por el Gobierno cada cuatro años para adecuarlo a la situación del sector eléctrico.

Artículo 45 bis. *Suministro mínimo vital.*

1. El suministro mínimo vital se configura como un instrumento de protección social frente a la situación de pobreza energética en la que se encuentran los consumidores en situación de vulnerabilidad. Mediante el suministro mínimo vital se establece una potencia límite que garantiza unas condiciones mínimas de confort, que no podrá ser superada durante un periodo de seis meses en los que el suministro no podrá ser interrumpido, conforme a los términos y condiciones que reglamentariamente se determinen.

2. El suministro mínimo vital resultará de aplicación a los consumidores vulnerables que hayan incurrido en el impago de sus facturas una vez hayan transcurrido los cuatro meses a los que se refiere el artículo 52.3.

3. En ningún caso podrá iniciarse el procedimiento de suspensión de un punto de suministro cuyo titular sea un consumidor vulnerable en el periodo durante cual resulte de aplicación el suministro mínimo vital, o si este no ha sido previamente ha aplicado.

4. El valor de la potencia límite asociada al suministro mínimo vital se establecerá reglamentariamente.

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá las modificaciones procedimentales necesarias para que las compañías distribuidoras y comercializadoras puedan adaptar el suministro de un hogar al Suministro Mínimo Vital.

Artículo 46. *Obligaciones y derechos de las empresas comercializadoras en relación al suministro.*

1. Serán obligaciones de las empresas comercializadoras, además de las que se determinen reglamentariamente, en relación al suministro:

a) Comunicar el inicio y el cese de su actividad como comercializadoras de energía eléctrica y el cese de la misma, acompañada de la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos que se establezcan reglamentariamente para el ejercicio de la misma, ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Cuando la actividad se vaya a desarrollar exclusivamente en el ámbito territorial de una sola comunidad autónoma, deberá comunicarse al órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma correspondiente quien, en el plazo máximo de un mes, dará traslado al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, acompañada de la declaración responsable y la documentación presentada por el interesado.

b) Mantenerse en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica que se determinen en relación al suministro de energía eléctrica.

c) Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones.

d) Contratar y abonar el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución correspondiente a la empresa distribuidora a partir de los datos de facturación, con independencia de su cobro del consumidor final, así como abonar los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine, con independencia de su cobro del consumidor final.

e) Prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan.

f) Atender sus obligaciones de pago frente al sistema eléctrico en los plazos que se establezcan, así como aplicar y recaudar de los consumidores los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine.

g) Formalizar los contratos de suministro con los consumidores de acuerdo a la normativa en vigor que resulte de aplicación. Asimismo, realizar las facturaciones a sus consumidores de acuerdo a las condiciones de los contratos que hubiera formalizado en los términos que se establezcan en las disposiciones reglamentarias de desarrollo de esta ley, y con el desglose que se determine.

h) Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.

i) Procurar un uso racional de la energía.

j) Tomar las medidas adecuadas de protección del consumidor de acuerdo con lo establecido reglamentariamente.

k) Preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones Públicas.

l) Tener a disposición del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de las Comunidades Autónomas o las Ciudades de Ceuta y Melilla en el ámbito de su competencia, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y de la Comisión Europea, a efectos del cumplimiento de sus cometidos respectivos, durante al menos cinco años, los datos sobre todas las transacciones de los contratos de suministro de electricidad y los derivados relacionados con la electricidad suscritos con los clientes mayoristas y los gestores de redes de transporte, de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.

Lo dispuesto en el presente párrafo no creará obligaciones adicionales con respecto al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Comisión Europea, para las entidades que entren en el ámbito del texto refundido de la Ley del Mercado de Valores, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2015, de 23 de octubre.

En caso de que los organismos mencionados en el primer párrafo de este subapartado necesiten acceder a datos conservados por entidades que entren en el ámbito de aplicación del texto refundido de la Ley del Mercado de Valores, la Comisión Nacional del Mercado de Valores les facilitará los datos necesarios.

En todo caso, como medida de transparencia para los mercados mayorista y minorista, los comercializadores deberán remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la información correspondiente a los instrumentos de contratación a plazo de electricidad, tanto físicos como financieros que tengan suscritos, así como cualquier otro tipo de transacción de compra ya sea con terceros o con empresas que pertenezcan al mismo grupo empresarial. Esta información, que se remitirá mensualmente y con los formatos y

criterios que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establezca, deberá contener, al menos, la fecha de celebración del instrumento de cobertura, la fecha de entrega o liquidación de la energía, el volumen de energía afectado, la contraparte del contrato, el precio y el perfil y el tipo de producto negociado. Esta obligación también aplicará a los consumidores directos en mercado y sus correspondientes representantes.

Asimismo, los comercializadores deberán remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información correspondiente a la facturación y contratación de consumidores de manera individualizada de los consumidores de energía eléctrica. Esta información se remitirá mensualmente, con los formatos y criterios que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establezca.

m) Informar a sus clientes acerca del origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas.

n) Informar a sus clientes sobre sus derechos respecto de las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio. A estos efectos las empresas comercializadoras deberán ofrecer a sus consumidores, la posibilidad de solucionar sus conflictos a través de una entidad de resolución alternativa de litigios en materia de consumo, que cumpla los requisitos establecidos por la Directiva 2013/11/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de mayo de 2013 y en las disposiciones nacionales de transposición. Dichas entidades habrán de ser acreditadas como tales por la autoridad competente.

o) Para el suministro a consumidores finales deberán disponer de un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones, poniendo a su disposición una dirección postal, un servicio de atención telefónica y un número de teléfono, ambos gratuitos, y un número de fax o una dirección de correo electrónico al que los mismos puedan dirigirse directamente. Dicho sistema de comunicación electrónica, deberá emitir de forma automatizada un acuse de recibo con indicación de la fecha, hora y número de solicitud, de manera que quede constancia de la hora y fecha en que la solicitud ha tenido entrada. Los prestadores comunicarán su dirección legal si ésta no coincide con su dirección habitual para la correspondencia.

El servicio de atención a los consumidores que establezcan las empresas comercializadoras deberá adecuarse, en todo caso, a los parámetros mínimos de calidad establecidos en la legislación de defensa de los consumidores y usuarios.

La empresa comercializadora no podrá desviar llamadas realizadas al número de teléfono gratuito mencionado a números que impliquen un coste para los consumidores, ya sea vía telefónica, mediante mensajes de texto u otros análogos para la atención de quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones. El servicio de atención al consumidor en ningún caso proporcionará ingresos adicionales a la empresa a costa del consumidor.

Las empresas comercializadoras, junto a los números de tarificación compartida que publiciten las empresas para que los consumidores y usuarios soliciten información con carácter general sobre los servicios ofertados o publicitados, deberán publicitar números geográficos de telefonía para proporcionar la misma información, en todos los soportes de información comercial que manejen, debiendo figurar estos números en el mismo emplazamiento que los números de tarificación compartida y en el mismo tamaño y tipo de letra.

p) Cumplir los plazos que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador.

q) En su caso, en los términos que se establezca reglamentariamente, las comercializadoras de referencia estarán obligadas a realizar ofertas a los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor en las que el precio del suministro de energía eléctrica sea fijo para un periodo determinado, sin perjuicio de las revisiones que procedan de los peajes, cargos y otros costes regulados. A estos efectos, estarán obligadas a formalizar los contratos con los consumidores que lo soliciten conforme a un modelo de

contrato normalizado. El plazo de duración y el resto de condiciones del contrato se fijarán reglamentariamente.

r) La empresa comercializadora, en el supuesto de impago de la factura eléctrica, remitirá al órgano que designe cada Comunidad Autónoma, único para todo el ámbito territorial de la Comunidad Autónoma, el listado de los puntos de suministro de electricidad, en baja tensión, de hasta 10 kW de potencia contratada, a los que se haya requerido el pago para que puedan ser adoptadas las medidas necesarias que en su caso se consideren oportunas, conforme el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.

s) Las comercializadoras eléctricas no podrán realizar publicidad no solicitada en visitas domiciliarias sobre sus productos, excepto en el caso de que el destinatario haya solicitado por iniciativa propia recibir información sobre el servicio por dicho medio. La entidad anunciante será considerada la responsable del cumplimiento del presente apartado.

t) Las comercializadoras eléctricas no podrán realizar prácticas de contratación en los domicilios de los clientes de forma directa, salvo que exista una petición expresa por parte del cliente y a propia iniciativa para establecer la cita.

u) Publicar información transparente, comparable, adecuada y actualizada sobre los precios aplicables a todas las ofertas disponibles en cada momento, y, en su caso, sobre las condiciones relacionadas con la terminación de los contratos, así como información sobre los servicios adicionales que exija su contratación. Esta información deberá ser remitida también a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, según los criterios que establezca esta, con el fin de que estén a disposición de todos los consumidores a través de su herramienta web Comparador de Ofertas de Energía.

2. Las empresas comercializadoras, además de lo que se determine reglamentariamente, tendrán derecho a:

a) Acceder a las redes de transporte y distribución en la forma que reglamentariamente se determine por el Gobierno.

b) Actuar como sujetos de mercado en el mercado de producción de electricidad.

c) Contratar la adquisición y venta de energía eléctrica en los términos previstos en la ley y en sus disposiciones de desarrollo.

d) Facturar y cobrar el suministro realizado.

e) Exigir que los equipos de medida de los usuarios reúnan las condiciones técnicas y de seguridad que reglamentariamente se determinen, así como el buen uso de los mismos.

f) Solicitar, en nombre de sus consumidores, la verificación de los equipos de medida de suministros y en su caso, reclamar las cuantías que procedan.

3. Los consumidores directos en mercado tendrán las obligaciones y los derechos regulados en los apartados 1 y 2 anteriores para los comercializadores, que les sean de aplicación.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web un listado que contendrá los comercializadores que, de acuerdo al presente artículo, hayan comunicado al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y, en su caso, a la Administración competente, el inicio de su actividad y que no hayan comunicado el cese de la misma.

Artículo 47. *Incumplimientos de las empresas comercializadoras.*

1. La Administración Pública competente, así como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrán requerir a las empresas comercializadoras la acreditación del cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 46.

2. En caso de que un comercializador incumpla alguno de los requisitos exigidos para el ejercicio de su actividad, el órgano competente del Ministerio para la Transición Ecológica podrá, previa la tramitación de un procedimiento en el que se garantice la audiencia del interesado, declarar la extinción de la habilitación para actuar como comercializador durante el plazo máximo de un año, en los términos que se desarrollen reglamentariamente.

En estos casos, la Ministra para la Transición Ecológica podrá determinar, previo trámite de audiencia y de forma motivada, objetiva y transparente, el traspaso de los clientes de

dicho comercializador a un comercializador de referencia, y las condiciones de suministro de dichos clientes.

3. En el marco del citado procedimiento y en atención a las circunstancias que en cada caso concurran, se podrán adoptar las medidas provisionales que sean necesarias para asegurar la eficacia de la resolución que pudiera recaer, particularmente cuando la persistencia durante la tramitación del procedimiento en el ejercicio de la actividad de comercialización, o en ciertos aspectos de la misma, pueda poner en riesgo el cumplimiento de las obligaciones económicas en que se sustenta el sistema eléctrico o causar perjuicios a los consumidores. Entre estas medidas se podrán incluir las necesarias para evitar el traspaso de los clientes suministrados a un comercializador del grupo empresarial al que pertenece la empresa que es objeto de inhabilitación o a empresas vinculadas a la misma.

4. El incumplimiento por un comercializador de cualquiera de las obligaciones que le son exigibles en el ejercicio de su actividad será sancionado de acuerdo con lo establecido en el título X de esta ley. La comisión de una infracción muy grave podrá llevar aparejada la extinción de la habilitación para actuar como comercializador.

Artículo 48. *Servicios de recarga energética.*

1. El servicio de recarga energética tendrá como función principal la entrega de energía a título gratuito u oneroso a través de servicios de carga de vehículos y de baterías de almacenamiento en unas condiciones que permitan la carga de forma eficiente y a mínimo coste para el propio usuario y para el sistema eléctrico.

2. Los servicios de recarga energética podrán ser prestados por cualquier consumidor debiendo cumplir para ello los requisitos que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno.

La prestación de servicios de recarga en una o varias ubicaciones podrá realizarse directamente o a través de un tercero, de manera agregada por un titular o por varios titulares a través de acuerdos de interoperabilidad.

3. Las instalaciones de recarga de vehículos deberán estar inscritas en un listado de puntos de recarga gestionado por las Comunidades Autónomas y por las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla correspondientes al emplazamiento de los puntos, que estará accesible para los ciudadanos por medios electrónicos.

La información que conste en dichos listados deberá ser comunicada por las Comunidades Autónomas y las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla al Ministerio para la Transición Ecológica, para su adecuado seguimiento.

4. Por orden de la Ministra para la Transición Ecológica se determinarán la información que deban remitir los titulares de los puntos de recarga y en qué condiciones.

Los términos y condiciones para la remisión de información, así como las instalaciones obligadas al envío de la misma, serán fijados en atención a la potencia de carga de las instalaciones, o ubicación en puntos de especial relevancia por el tránsito de vehículos o en vías rápidas de la red de carreteras.

5. Para la instalación de puntos de recarga no podrá exigirse por parte de las administraciones públicas competentes la obtención de licencia o autorización previa de obras, instalaciones, de funcionamiento o de actividad, de carácter medioambiental ni otras de clase similar o análogas, excepto en edificaciones del patrimonio histórico-artístico con la categoría de bien de interés cultural.

Las licencias o autorizaciones previas serán sustituidas por declaraciones responsables, de conformidad con lo establecido en el artículo 69 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, relativas al cumplimiento de las previsiones legales establecidas en la normativa vigente. En todo caso, el declarante deberá estar en posesión del justificante de pago del tributo correspondiente cuando sea preceptivo. La declaración responsable deberá contener una manifestación explícita del cumplimiento de aquellos requisitos que resulten exigibles de acuerdo con la normativa vigente, incluido, en su caso, estar en posesión de la documentación que así lo acredite.

La declaración responsable permitirá realizar la instalación del punto de recarga e iniciar el servicio de recarga energética desde el día de su presentación, sin perjuicio de las

facultades de comprobación, control e inspección de las administraciones públicas competentes.

La inexactitud, falsedad u omisión, de carácter esencial, en cualquier dato, manifestación o documento que se acompañe o incorpore a una declaración responsable, o la no presentación de la declaración responsable determinará la imposibilidad de explotar la instalación y, en su caso, la obligación de retirarla desde el momento en que se tenga constancia de tales hechos, sin perjuicio de las responsabilidades penales, civiles o administrativas a que hubiera lugar.

Las administraciones públicas competentes establecerán los elementos de la declaración responsable que tendrán dicho carácter esencial

Lo previsto en este apartado se entenderá sin perjuicio del régimen de autorizaciones previsto en el artículo 53.

Artículo 49. *Gestión de la demanda.*

1. Las empresas eléctricas, los consumidores y el operador del sistema, en coordinación con otros agentes, podrán realizar y aplicar medidas que fomenten una mejora de la gestión de la demanda eléctrica y que contribuyan a la optimización de la curva de carga y/o a la eficiencia y ahorro energéticos.

Los consumidores y los titulares de instalaciones de almacenamiento, bien directamente o a través de comercializadores o agregadores independientes, podrán participar, en su caso, en los servicios incluidos en el mercado de producción o gestión de la demanda de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.

2. Sin perjuicio de lo anterior, la Administración podrá adoptar medidas que incentiven la mejora del servicio a los usuarios y la eficiencia y el ahorro energéticos, directamente o a través de agentes económicos cuyo objeto sea el ahorro y la introducción de la mayor eficiencia en el uso final de la electricidad.

Entre estas medidas se incluirá el servicio de interrumpibilidad gestionado por el operador del sistema.

El cumplimiento de los objetivos previstos en dichas medidas podrá dar lugar al reconocimiento de los costes en que se incurra para su puesta en práctica, que podrán tener la consideración de costes del sistema. A los efectos de dicho reconocimiento las medidas deberán ser aprobadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y de las Comunidades Autónomas en su ámbito territorial.

Entre estas medidas se incluirá el servicio de interrumpibilidad gestionado por el operador del sistema.

Artículo 49 bis. *Servicios de agregación.*

(Sin efecto)

Artículo 50. *Planes de ahorro y eficiencia energética.*

1. La Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, en el ámbito de sus respectivas competencias territoriales, podrán, mediante planes de ahorro y eficiencia energética, establecer las normas y principios básicos para potenciar las acciones encaminadas a la consecución de los siguientes fines:

a) Optimizar los rendimientos de los procesos de transformación de la energía, inherentes a sistemas productivos o de consumo.

b) Analizar y controlar el desarrollo de proyectos de creación de plantas industriales de gran consumo de energía, según criterios de rentabilidad energética a nivel nacional.

c) Mejorar el rendimiento o sustituir el tipo de combustible en empresas o sectores de alto consumo energético, a tenor de los intereses a nivel nacional.

d) Mejorar la eficiencia energética de las medianas y grandes empresas de todos los sectores.

e) Renovar los sistemas energéticos del parque de edificios residenciales y comerciales, para incrementar el ahorro de energía eléctrica y mejorar la eficiencia energética en las

instalaciones térmicas, de climatización, ventilación, iluminación, ascensores y otras que utilicen energía eléctrica.

2. Cuando dichos planes de ahorro y eficiencia energética establezcan acciones incentivadas con fondos públicos, las citadas Administraciones Públicas podrán exigir a las personas físicas o jurídicas participantes la presentación de una auditoría energética de los resultados obtenidos.

3. Por real decreto del Consejo de Ministros se regularán los términos y condiciones en los que los comercializadores de energía eléctrica podrán acceder a determinada información relativa al consumo y la potencia demandada de los consumidores con la finalidad de que puedan ofrecerles actuaciones tendentes a favorecer la gestión de demanda, optimizar la contratación, u otro tipo de medidas de eficiencia energética, bien directamente, o bien a través de empresas de servicios energéticos, respetando en todo caso la protección de datos de carácter personal.

CAPÍTULO II

Calidad del suministro eléctrico

Artículo 51. *Calidad del suministro eléctrico.*

1. La calidad del suministro eléctrico es el conjunto de características, técnicas y de atención y relación con los consumidores y, en su caso, productores, exigibles al suministro de electricidad de las empresas que realicen actividades destinadas al suministro eléctrico.

En lo relativo a las características técnicas, la calidad del suministro eléctrico se refiere a la continuidad, al número y duración de las interrupciones, así como a la calidad del producto.

En lo relativo a las características de la atención y relación con los consumidores y, en su caso, productores, se refiere a la relativa al conjunto de actuaciones de información, asesoramiento, estudios de acceso, conexión, medida, contratación, facturación, comunicación y reclamación.

Mediante real decreto del Consejo de Ministros se establecerán indicadores individuales y colectivos, y valores objetivo para estos indicadores.

2. El suministro de energía eléctrica deberá ser realizado por las empresas con las características y continuidad que reglamentariamente por el Gobierno se determinen para el territorio español, teniendo en cuenta la diferenciación por zonas a la que se refiere el apartado siguiente.

Las empresas de energía eléctrica contarán con la capacidad técnica necesaria para garantizar la calidad del servicio exigida reglamentariamente por la Administración General del Estado.

Las empresas eléctricas y, en particular, las distribuidoras promoverán la incorporación de tecnologías avanzadas en la medición y para el control de la calidad del suministro eléctrico.

3. La Administración General del Estado establecerá las líneas de actuación en materia de calidad del servicio, tendentes a la consecución de los objetivos de calidad, tanto en consumo final como en las zonas que, por sus características demográficas y tipología del consumo, puedan considerarse idóneas para la determinación de objetivos diferenciados.

La Administración General del Estado determinará los índices objetivos de calidad del servicio, así como unos valores entre los que estos índices puedan oscilar, a cumplir tanto a nivel de usuario individual, como para cada zona geográfica atendida por un único distribuidor. Estos índices deberán tomar en consideración la continuidad del suministro, relativo al número y duración de las interrupciones y la calidad del producto relativa a las características de la tensión. Las empresas eléctricas estarán obligadas a facilitar a la Administración la información, convenientemente auditada, necesaria para la determinación objetiva de la calidad del servicio. Los datos de los índices antes citados serán hechos públicos con una periodicidad anual. La metodología retributiva de la actividad de distribución elaborada por la Administración General del Estado incorporará incentivos y penalizaciones en función de la calidad de servicio obtenida.

4. Si la baja calidad de la distribución de una zona es continua, o pudiera producir consecuencias graves para los usuarios, o concurrieran circunstancias especiales que puedan poner en peligro la seguridad en el servicio eléctrico, la Administración General del Estado requerirá que los planes de inversiones presentados por dichas empresas presenten actuaciones que impulsen la mejora de la calidad de servicio en dicha zonas.

5. Reglamentariamente el Gobierno establecerá el procedimiento para determinar las reducciones que hayan de aplicarse en la facturación a abonar por los usuarios si se constatara que la calidad del servicio individual prestado por la empresa es inferior a la reglamentariamente exigible.

Artículo 52. *Suspensión del suministro.*

1. El suministro de energía eléctrica a los consumidores podrá suspenderse cuando conste dicha posibilidad en el contrato de suministro o de acceso que nunca podrá invocar problemas de orden técnico o económico que lo dificulten, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan.

2. También podrá suspenderse temporalmente cuando ello sea imprescindible para el mantenimiento, reparación de instalaciones o mejora del servicio o por razones de seguridad del suministro. En todos estos supuestos, la suspensión requerirá autorización administrativa previa y comunicación a los usuarios en la forma que reglamentariamente se determine.

Quedarán exceptuadas de esta autorización aquellas actuaciones del operador del sistema tendentes a garantizar la seguridad del suministro. En todo caso, estas actuaciones deberán ser justificadas con posterioridad en la forma que reglamentariamente se determine.

3. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado 4 del presente artículo, en las condiciones que reglamentariamente se determinen podrá ser suspendido el suministro de energía eléctrica a los consumidores acogidos a precios voluntarios para el pequeño consumidor o tarifas de último recurso cuando hayan transcurrido al menos dos meses desde que les hubiera sido requerido fehacientemente el pago, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo. A estos efectos, el requerimiento se practicará por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado o su representante, así como de la fecha, la identidad y el contenido del mismo.

En el caso de las Administraciones públicas acogidas a precios voluntarios para el pequeño consumidor o tarifas de último recurso, si transcurridos cuatro meses desde el primer requerimiento el pago no se hubiera hecho efectivo, podrá interrumpirse el suministro.

En el caso de las categorías de consumidores vulnerables que se determinen reglamentariamente a estos efectos, transcurridos cuatro meses desde el primer requerimiento sin que el pago se hubiera hecho efectivo, resultará de aplicación un suministro mínimo vital, en los términos del artículo 45 bis.

4. Se podrán considerar suministros esenciales aquellos suministros que cumplan alguno de los siguientes criterios:

a) Alumbrado público a cargo de las administraciones públicas. No se incluyen los alumbrados ornamentales de plazas, monumentos, fuentes o de cualquier otro edificio o sitio de interés.

b) Suministro de aguas para el consumo humano a través de red.

c) Acuartelamientos e instituciones directamente vinculadas a la defensa nacional, a las fuerzas y cuerpos de seguridad, a los bomberos, a protección civil y a la policía municipal, salvo las construcciones dedicadas a viviendas, economato y zonas de recreo de su personal.

d) Centros penitenciarios, pero no así sus anejos dedicados a la población no reclusa, así como sedes de Juzgados y Tribunales.

e) Transportes de servicio público y sus equipamientos y las instalaciones dedicadas directamente a la seguridad del tráfico terrestre, marítimo o aéreo.

f) Centros sanitarios en que existan quirófanos, salas de curas y aparatos de alimentación eléctrica acoplables a los pacientes.

g) Hospitales.

h) Servicios funerarios.

i) Aquellos suministros de ámbito doméstico en los que exista constancia documental formalizada por personal médico de que el suministro de energía eléctrica es imprescindible para la alimentación de un equipo médico que resulte indispensable para mantener con vida a una persona. En todo caso estos suministros se circunscribirán a personas físicas en su vivienda habitual.

j) En los términos y condiciones que se establezcan reglamentariamente, aquellos suministros a consumidores que tengan la condición de vulnerables severos acogidos a tarifas de último recurso y que estén siendo atendidos, respecto a estos suministros, por los servicios sociales de las Administraciones Públicas competentes por hallarse, en atención a su renta, en riesgo de exclusión social. Estos suministros se circunscribirán a personas físicas en su vivienda habitual. Todo lo anterior deberá ser acreditado mediante documento expedido por los servicios sociales de las referidas Administraciones Públicas.

k) Aquellos suministros que incurran en impago de la factura eléctrica cuyo titular sea beneficiario del bono social y para su aplicación haya acreditado formar parte de una unidad familiar en la que haya al menos un menor de dieciséis (16) años, o bien el titular, o alguno de los miembros de la unidad familiar se encuentre en situación de dependencia reconocida de grado II o III, o bien tenga una discapacidad reconocida igual o superior al 33 %, todo ello en los términos establecidos en la normativa. La situación de vulnerabilidad social de estos colectivos deberá ser acreditada mediante documento expedido por los servicios sociales de las Administraciones Públicas competentes. Estos suministros se circunscribirán a personas físicas en su vivienda habitual.

En ningún caso podrá suspenderse el suministro de energía eléctrica a aquellas instalaciones cuyos servicios hayan sido declarados como esenciales de conformidad con esta ley.

Salvo en los supuestos previstos en los párrafos j) y k), en el caso de morosidad de los clientes que tengan suministros vinculados a servicios declarados como esenciales, las empresas distribuidoras o comercializadoras podrán aplicar recargos o afectar los pagos que perciban de dichos clientes al abono de las facturas correspondientes a estos servicios, con independencia del destino que el cliente, público o privado, hubiera atribuido a estos pagos.

5. Una vez realizado el pago de lo adeudado por el consumidor al que se le ha suspendido el suministro, le será repuesto éste en el plazo de 24 horas.

6. Las empresas distribuidoras podrán proceder a la desconexión de determinadas instalaciones de forma inmediata en el caso de enganches directos, en situaciones que conlleven riesgo para las personas o cosas y en los casos que se determinen reglamentariamente.

TÍTULO IX

Autorizaciones, expropiación y servidumbres

Artículo 53. *Autorización de instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas.*

1. Para la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción, líneas directas, así como para infraestructuras eléctricas de las estaciones de recarga de vehículos eléctricos de potencia superior a 3.000 kW, contempladas en la presente ley o modificación de las existentes se requerirá de las siguientes autorizaciones administrativas:

a) Autorización administrativa previa, que se tramitará con el anteproyecto de la instalación como documento técnico y, en su caso, conjuntamente con la evaluación de impacto ambiental, según lo dispuesto en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, y otorgará a la empresa autorizada el derecho a realizar una instalación concreta en determinadas condiciones.

La autorización administrativa de instalaciones de generación no podrá ser otorgada si su titular no ha obtenido previamente los permisos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución correspondientes.

b) Autorización administrativa de construcción, que permite al titular realizar la construcción de la instalación cumpliendo los requisitos técnicos exigibles.

Para solicitarla, el titular presentará un proyecto de ejecución junto con una declaración responsable que acredite el cumplimiento de la normativa que le sea de aplicación.

Para su resolución se deberán analizar los condicionados exclusivamente técnicos de aquellas Administraciones Públicas, organismos o empresas que presten servicios públicos o de interés económico general, únicamente en lo relativo a bienes y derechos de su propiedad que se encuentren afectados por la instalación.

La tramitación y resolución de autorizaciones definidas en los párrafos a) y b) del apartado 1 del presente artículo podrán efectuarse de manera consecutiva, coetánea o conjunta.

c) Autorización de explotación, que permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación.

Las acometidas podrán requerir las autorizaciones administrativas previstas en este apartado en los términos que reglamentariamente se establezcan por las Administraciones Públicas en el ámbito de sus respectivas competencias.

En el caso de instalaciones móviles de la red de transporte o red de distribución que deban implantarse transitoriamente por un periodo inferior a dos años y que se conecten a dichas redes, con carácter previo a la autorización de explotación, requerirán de una autorización administrativa de construcción que recibirá el nombre de autorización de implantación, quedando eximidas de la autorización administrativa previa. La autorización de implantación se regirá por lo dispuesto en el anexo, pudiendo este anexo ser modificado reglamentariamente.

Las autorizaciones administrativas de instalaciones de generación se podrán otorgar por una potencia instalada superior a la capacidad de acceso que figure en el permiso de acceso. La capacidad de acceso será la potencia activa máxima que se le permite verter a la red a una instalación de generación de electricidad. Si las autorizaciones administrativas emitidas afectasen a instalaciones existentes con régimen retributivo específico, las modificaciones de las mismas deberán ser comunicadas para su inscripción en el registro de régimen retributivo específico y la diferenciación a efectos retributivos de la generación derivada de dichas modificaciones.

1 bis. **(Sin efecto)**

2. La Administración Pública competente podrá establecer que determinados tipos de modificaciones no sustanciales de las instalaciones de transporte, distribución y producción, líneas directas, así como las infraestructuras eléctricas de las estaciones de recarga de vehículos eléctricos de potencia superior a 3.000 kW no queden sometidas a las autorizaciones administrativas previas previstas en los apartados 1.a) y b).

Reglamentariamente se establecerán, a estos efectos, qué criterios se utilizarán para considerar una determinada modificación como no sustancial, los cuales deberán fundamentarse en las características técnicas de la modificación proyectada.

En todo caso, las modificaciones consideradas como no sustanciales deberán obtener la autorización de explotación a la que se refiere el apartado 1. c), previa acreditación del cumplimiento de las condiciones de seguridad de las instalaciones y del equipo asociado.

3. Reglamentariamente se podrá eximir a determinadas instalaciones de producción de hasta 500 kW de potencia instalada del régimen de autorizaciones previsto en los apartados 1.a) y 1.b) del presente artículo.

Asimismo, reglamentariamente el Gobierno podrá eximir a determinadas instalaciones eléctricas cuyo objeto sea la investigación y el desarrollo tecnológico del régimen de autorizaciones previsto en los apartados 1.a) y 1.b) del presente artículo. En todo caso para que un proyecto pueda resultar eximido de la autorización administrativa previa, ese proyecto concreto deberá estar exento de la obtención de declaración de impacto ambiental.

Para que un proyecto sea considerados de I+D+i a los efectos del párrafo anterior, este deberá estar sujeto a una convocatoria estatal europea o nacional específica que así lo refleje, o bien deberá contar con un reconocimiento expreso a tal efecto dictado por la Secretaría de Estado de Energía.

4. Para la autorización de instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica el promotor de la misma deberá acreditar suficientemente los siguientes extremos:

a) Las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones y del equipo asociado.
b) El adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente.
c) Las características del emplazamiento de la instalación.
d) Su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto.

5. La transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas, así como el cierre temporal de las instalaciones de producción requerirán autorización administrativa previa en los términos establecidos en esta ley y en sus disposiciones de desarrollo. El titular de la instalación tendrá la obligación de proceder al desmantelamiento de la misma tras el cierre definitivo, salvo que la autorización administrativa de cierre definitivo permita lo contrario.

En todo caso, el cierre definitivo de instalaciones de generación requerirá el informe del operador del sistema en el que se consignarán las posibles afecciones del cierre a la seguridad de suministro y en el que se deberá pronunciar motivadamente si éste resulta posible sin poner en riesgo la seguridad de suministro.

La administración autorizante deberá dictar y notificar la resolución sobre las solicitudes de autorización en el plazo de seis meses. Si transcurrido este plazo la administración no se hubiese pronunciado y simultáneamente se hubieran cumplido al menos tres meses desde la emisión por parte del operador del sistema de informe favorable al cierre de la instalación, el solicitante podrá proceder al cierre de la misma. Lo anterior se realizará sin perjuicio de las obligaciones de desmantelamiento que posteriormente pudieran imponerse por parte de la administración competente para la autorización.

6. Los procedimientos administrativos de autorización tendrán carácter reglado y respetarán los principios de objetividad, proporcionalidad, transparencia, igualdad y no discriminación, sin que, en ningún caso, pueda supeditarse el otorgamiento de la autorización al pago de costes o al cumplimiento de requisitos no vinculados al desarrollo de cada actividad.

Las autorizaciones administrativas a que se refiere este artículo serán otorgadas por la Administración competente, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables y en especial las relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente.

7. La Administración Pública competente únicamente podrá denegar la autorización cuando no se cumplan los requisitos previstos en la normativa aplicable o cuando tenga una incidencia negativa en el funcionamiento del sistema.

8. No obstante lo previsto en el párrafo tercero del apartado 5 del presente artículo, en las instalaciones cuya autorización sea competencia de la Administración General del Estado, el plazo máximo para dictar y notificar la resolución sobre las solicitudes de autorización será de un año.

El vencimiento del plazo máximo sin haberse notificado resolución expresa legitimará al interesado para entenderla desestimada por silencio administrativo de acuerdo con el artículo 43.1 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

9. Las instalaciones de producción, transporte, distribución de energía eléctrica y líneas directas, las destinadas a su recepción por los usuarios, los equipos de consumo, así como los elementos técnicos y materiales para las instalaciones eléctricas deberán ajustarse a las correspondientes normas técnicas de seguridad y calidad industriales, de conformidad a lo previsto en la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, y demás normativa que resulte de aplicación.

10. El incumplimiento de las condiciones y requisitos establecidos en las autorizaciones o la variación sustancial de los presupuestos que determinaron su otorgamiento podrán dar lugar a su revocación, previa audiencia del interesado.

Artículo 54. *Utilidad pública.*

1. Se declaran de utilidad pública las instalaciones eléctricas de generación, transporte, distribución de energía eléctrica, así como las infraestructuras eléctricas de las estaciones de

recarga de vehículos eléctricos de potencia superior a 3.000 kW, a los efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su establecimiento y de la imposición y ejercicio de la servidumbre de paso.

2. Dicha declaración de utilidad pública se extiende a los efectos de la expropiación forzosa de instalaciones eléctricas y de sus emplazamientos cuando por razones de eficiencia energética, tecnológicas, o medioambientales sea oportuna su sustitución por nuevas instalaciones o la realización de modificaciones sustanciales en las mismas.

Artículo 55. *Solicitud de la declaración de utilidad pública.*

1. Para el reconocimiento en concreto de la utilidad pública de las instalaciones aludidas en el artículo anterior, será necesario que la empresa interesada lo solicite, incluyendo el proyecto de ejecución de la instalación y una relación concreta e individualizada de los bienes o derechos que el solicitante considere de necesaria expropiación.

2. La petición se someterá a información pública y se recabará informe de los organismos afectados.

3. Concluida la tramitación, el reconocimiento de la utilidad pública será acordado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, si la autorización de la instalación corresponde al Estado, sin perjuicio de la competencia del Consejo de Ministros en caso de oposición de organismos u otras entidades de derecho público, o por el organismo competente de las Comunidades Autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla en los demás casos.

Artículo 56. *Efectos de la declaración de utilidad pública.*

1. La declaración de utilidad pública llevará implícita en todo caso la necesidad de ocupación de los bienes o de adquisición de los derechos afectados e implicará la urgente ocupación a los efectos del artículo 52 de la Ley de 16 de diciembre de 1954, de Expropiación Forzosa.

2. Igualmente, supondrá el derecho a que le sea otorgada la oportuna autorización, en los términos que en la declaración de utilidad pública se determinen, para el establecimiento, paso u ocupación de la instalación eléctrica sobre terrenos de dominio, uso o servicio público o patrimoniales del Estado, o de las Comunidades Autónomas, o de uso público, propios o comunales de la provincia o municipio, obras y servicios de los mismos y zonas de servidumbre pública.

Artículo 57. *Servidumbre de paso.*

1. La servidumbre de paso de energía eléctrica tendrá la consideración de servidumbre legal, gravará los bienes ajenos en la forma y con el alcance que se determinan en la presente ley y se regirá por lo dispuesto en la misma, en sus disposiciones de desarrollo y en la legislación mencionada en el artículo anterior, así como en la legislación especial aplicable.

2. La servidumbre de paso aéreo comprende, además del vuelo sobre el predio sirviente, el establecimiento de postes, torres o apoyos fijos para la sustentación de cables conductores de energía, todo ello incrementado en las distancias de seguridad que reglamentariamente se establezcan.

3. La servidumbre de paso subterráneo comprende la ocupación del subsuelo por los cables conductores, a la profundidad y con las demás características que señale la legislación urbanística aplicable, todo ello incrementado en las distancias de seguridad que reglamentariamente se establezcan.

4. Una y otra forma de servidumbre comprenderán igualmente el derecho de paso o acceso y la ocupación temporal de terrenos u otros bienes necesarios para construcción, vigilancia, conservación, reparación de las correspondientes instalaciones, así como la tala de arbolado, si fuera necesario.

Artículo 58. *Limitaciones a la constitución de servidumbre de paso.*

No podrá imponerse servidumbre de paso para las líneas de alta tensión:

a) Sobre edificios, sus patios, corrales, centros escolares, campos deportivos y jardines y huertos, también cerrados, anejos a viviendas que ya existan al tiempo de decretarse la servidumbre, siempre que la extensión de los huertos y jardines sea inferior a media hectárea.

b) Sobre cualquier género de propiedades particulares, si la línea puede técnicamente instalarse, sin variación de trazado superior a la que reglamentariamente se determine, sobre terrenos de dominio, uso o servicio público o patrimoniales del Estado, Comunidades Autónomas, de las provincias o los municipios, o siguiendo linderos de fincas de propiedad privada.

Artículo 59. *Relaciones civiles.*

1. La servidumbre de paso de energía eléctrica no impide al dueño del predio sirviente cercarlo o edificar sobre él dejando a salvo dicha servidumbre, siempre que sea autorizado por la Administración Pública competente, que tomará en especial consideración la normativa vigente en materia de seguridad.

Podrá asimismo el dueño solicitar el cambio de trazado de la línea, si no existen dificultades técnicas, corriendo a su costa los gastos de la variación.

2. La variación de la ubicación o trazado de una instalación de transporte o distribución de energía eléctrica como consecuencia de proyectos o planes aprobados por la Administración comportará el pago del coste de dicha variación por parte de la Administración competente sobre dicho proyecto o plan.

Artículo 60. *Derecho supletorio.*

En lo relativo a la regulación contenida en los artículos 54 a 56 de este título será de aplicación supletoria lo dispuesto en la legislación sobre expropiación forzosa y en las materias previstas en los artículos 57 y siguientes será de aplicación supletoria lo dispuesto lo dispuesto en el Código Civil.

TÍTULO X

Régimen de inspecciones, infracciones y sanciones

CAPÍTULO I

Inspecciones

Artículo 61. *Facultades de inspección.*

1. Los funcionarios públicos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, debidamente autorizados por el Director General correspondiente, tendrán la condición de agentes de la autoridad y podrán realizar cuantas inspecciones sean necesarias para la debida aplicación de esta ley. No obstante, podrá encomendarse a empleados públicos destinados en dicho órgano la realización de tareas o actividades auxiliares o de apoyo administrativo a las anteriores.

Asimismo, podrán solicitar, a través de la autoridad gubernativa correspondiente, el apoyo necesario de los Cuerpos y Fuerzas de Seguridad del Estado.

2. El personal habilitado a tal fin tendrá las siguientes facultades de inspección:

a) Acceder a cualquier local, instalación, terreno y medio de transporte de las empresas, asociaciones de empresas y personas físicas que desempeñen alguna actividad de las previstas en esta ley, así como al domicilio particular de los empresarios, administradores y otros miembros del personal de las empresas. Asimismo podrán controlar los elementos afectos a los servicios o actividades que los sujetos o quienes realicen las actividades a las que se refiere esta ley, de las redes que instalen o exploten y de cuantos documentos están obligados a poseer o conservar.

b) Verificar los libros, registros y otros documentos relativos a la actividad de que se trate, cualquiera que sea su soporte material, incluidos los programas informáticos y los archivos magnéticos, ópticos o de cualquier otra clase.

c) Hacer u obtener copias o extractos, en cualquier formato, de dichos libros o documentos.

d) Retener por un plazo máximo de 10 días los libros o documentos mencionados en el párrafo b).

e) Precintar todos los locales, libros o documentos y demás bienes de la empresa, asociación de empresas o personas físicas que desempeñen alguna actividad de las previstas en esta ley, durante el tiempo y en la medida en que sea necesario para la inspección.

f) Solicitar a cualquier persona física que desempeñe alguna actividad de las previstas en esta ley, representante o miembro del personal de la empresa o de la asociación de empresas, explicaciones sobre hechos o documentos relacionados con el objeto y la finalidad de la inspección y guardar constancia de sus respuestas.

El ejercicio de las facultades descritas en los párrafos a) y e) requerirá el previo consentimiento expreso del afectado o, en su defecto, la correspondiente autorización judicial.

3. Las actuaciones de comprobación o investigación llevadas a cabo por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el ámbito de sus competencias podrán desarrollarse:

a) En cualquier despacho, oficina o dependencia de la persona o entidad inspeccionada o de quien las represente.

b) En los propios locales del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Cuando las actuaciones de comprobación o investigación se desarrollen en los lugares señalados en el párrafo a) anterior, se observará la jornada laboral de los mismos, sin perjuicio de que pueda actuarse de común acuerdo en otras horas o días.

4. Si la empresa, asociación de empresas o persona física se opusieran a una inspección o existiese el riesgo de tal oposición, el órgano competente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo deberá solicitar la correspondiente autorización judicial, cuando la misma implique restricción de derechos fundamentales, al Juzgado de lo Contencioso-administrativo. Las autoridades públicas prestarán la protección y el auxilio necesario al personal del Ministerio de Industria, Energía y Turismo para el ejercicio de las funciones de inspección.

5. El personal funcionario encargado de la inspección levantará acta de sus actuaciones. Los hechos constatados por los funcionarios públicos a los que se reconoce la condición de autoridad, y que se formalicen en documento público observando los requisitos legales pertinentes, tendrán valor probatorio sin perjuicio de las pruebas que en defensa de los respectivos derechos o intereses puedan señalar o aportar los propios administrados.

6. Los datos e informaciones obtenidos sólo podrán ser utilizados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo para las finalidades previstas en esta ley.

7. La aplicación del régimen sancionador corresponderá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, o a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de conformidad con lo establecido en el artículo 73 de esta ley.

Artículo 62. *Plazo de inspección.*

Las actuaciones de inspección deberán concluir en el plazo de doce meses contado desde la fecha de notificación de su inicio al interesado. Se entenderá que las actuaciones finalizan en la fecha en que se notifique el acta en que se documente su conclusión y resultado. Reglamentariamente podrán determinarse los supuestos de suspensión del indicado plazo.

CAPÍTULO II

Infracciones y sanciones

Artículo 63. *Concepto y clases de infracciones.*

1. Constituyen infracciones administrativas las acciones y omisiones tipificadas en esta ley.

2. Las infracciones administrativas podrán ser muy graves, graves o leves.

3. Sólo podrán ser sancionadas las personas físicas o jurídicas que resulten responsables de los hechos constitutivos de infracción aún a título de simple inobservancia.

Artículo 64. *Infracciones muy graves.*

Son infracciones muy graves:

1. La realización de actividades incompatibles infringiendo los requisitos de separación jurídica, funcional y de gestión, así como el incumplimiento por los sujetos obligados a ello de los criterios de separación, todo ello de acuerdo con lo establecido en esta ley y en su normativa de desarrollo.

2. El incumplimiento de las obligaciones de contabilidad exigibles de acuerdo con la presente ley. Se entenderá comprendido en dicha infracción el incumplimiento, por parte de los sujetos obligados a ello, de la obligación de llevar cuentas separadas conforme a lo dispuesto en el artículo 20 y en sus normas de desarrollo.

3. La aplicación irregular de precios, cargos, tarifas de los regulados en la presente ley o en las disposiciones de desarrollo de la misma, de manera que se produzca una alteración en el precio que sea superior al 15 por ciento y que, al tiempo, exceda de 300.000 euros.

El incumplimiento de las obligaciones resultantes del sistema de cargos, precios, tarifas, tarifas de último recurso o de los criterios de recaudación, cuando suponga un perjuicio grave para el sistema eléctrico. En particular se entenderá como incumplimiento de dichas obligaciones la falta de abono de los precios o cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine, por parte del comercializador en los términos del apartado d) del artículo 46.1 de esta ley, la falta o retraso en el pago de las cantidades a que dé lugar el procedimiento de las liquidaciones de los artículos 18 y 19 de esta ley y su normativa de desarrollo, y la declaración indebida de ingresos y costes.

4. La aplicación irregular de precios y peajes de acceso a las redes de los regulados en la presente ley o en las disposiciones de desarrollo dictadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de manera que se produzca una alteración en el precio que sea superior al 15 por ciento y que, al tiempo, exceda de 300.000 euros, así como el incumplimiento de las obligaciones resultantes del sistema de peajes, o de sus criterios de recaudación, cuando suponga un perjuicio grave para el sistema eléctrico. En particular se entenderá como incumplimiento de dichas obligaciones la falta de abono del peaje de acceso a las redes de transporte y distribución por parte del comercializador en los términos del apartado d) del artículo 46.1 de esta ley.

5. La falta de comunicación al Ministerio de Industria, Energía y Turismo o el incumplimiento de las condiciones u obligaciones establecidas, en el supuesto de la toma de participaciones en sociedades, en los términos previstos en la disposición adicional novena de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

6. El incumplimiento de las restricciones impuestas en el artículo 34.1 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

7. El incumplimiento de las limitaciones que se establezcan en cuanto a la participación en el accionariado de Red Eléctrica de España, S.A. o del Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español, así como la falta de comunicación definida en el artículo 31.2 de cualquier circunstancia que pudiera afectar al cumplimiento de los requisitos establecidos para la sociedad certificada como Gestor de la red de transporte.

8. El incumplimiento de resoluciones jurídicamente vinculantes o de requerimientos impartidos por la Administración competente, incluida la Comisión Nacional de los Mercados

y la Competencia, o por el operador del sistema en el ámbito de sus funciones, cuando de ello resulte un perjuicio relevante para el funcionamiento del sistema.

9. El incumplimiento reiterado de las obligaciones de información establecidas en el apartado 6 del artículo 65.

10. La inexactitud o falsedad en cualquier dato, manifestación o documento que se presente a la Administración, así como su no presentación en forma y plazo, al objeto de la determinación o percepción del régimen retributivo de las actividades con retribución regulada, siempre que esto suponga un impacto en los costes del sistema que exceda del 5 por ciento de la retribución regulada anual del sujeto.

11. La resistencia, obstrucción, excusa o negativa a las actuaciones inspectoras que hayan sido acordadas en cada caso por la Administración Pública competente, incluida la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

12. Las acciones u omisiones que supongan incumplimiento de las medidas establecidas en aplicación de lo previsto en el artículo 7 por quienes realizan alguna de las actividades en ella reguladas.

13. El incumplimiento por parte de los obligados a ello por la normativa vigente de las obligaciones de preservar y gestionar el acceso a la información que tenga carácter de confidencial.

14. El incumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa de aplicación para tener derecho a la percepción del régimen retributivo de las actividades con retribución regulada, a menos que expresamente se hubiera tipificado como grave.

15. La realización de actividades incluidas en el ámbito de aplicación de la presente ley o la construcción, puesta en funcionamiento, modificación, transmisión, cierre temporal o cierre definitivo de instalaciones afectas a las mismas, sin la necesaria concesión, autorización administrativa, declaración responsable, comunicación o inscripción en el registro correspondiente cuando proceda, así como el incumplimiento del contenido, prescripciones y condiciones de las mismas cuando se ponga en riesgo la garantía de suministro o se genere un peligro o daño grave para las personas, los bienes o el medio ambiente.

16. El incumplimiento, por parte del titular de las instalaciones, de su obligación de mantenerlas en adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, siguiendo, en su caso, las instrucciones impartidas por la Administración Pública competente, por el operador del sistema y por el gestor de la red de transporte o por los gestores de las redes de distribución, o encargados de la lectura según corresponda, en virtud de lo establecido en la normativa de aplicación, cuando dicho incumplimiento ponga en riesgo la garantía de suministro o se genere un peligro o daño grave para las personas, los bienes o el medio ambiente.

17. La utilización de instrumentos, aparatos o elementos que pongan en riesgo la seguridad sin cumplir las normas y las obligaciones técnicas que deban reunir los aparatos e instalaciones afectos a las actividades objeto de la presente ley cuando comporten peligro o daño grave para personas, bienes o para el medio ambiente.

18. El incumplimiento por parte de los responsables del punto de medida de la obligación de disponer de los equipos de medida y control y demás dispositivos que reglamentariamente se hayan establecido, de forma que se impida o altere la correcta medición y facturación, o cuando dicho incumplimiento comporte peligro o daño grave para personas, bienes o para el medio ambiente; así como la negativa u obstrucción al acceso de los encargados de la lectura, verificadores u organismos autorizados por la administración competente para la realización de la lectura, o verificación de los equipos.

19. El incumplimiento por parte de los obligados a ello de la normativa vigente relativa a la instalación de los equipos de medida, concentradores y demás dispositivos de tratamiento de la información y comunicación necesarios para el correcto funcionamiento del sistema de medidas, así como el incumplimiento de los criterios de seguridad y de privacidad que se establezcan reglamentariamente.

20. El incumplimiento reiterado por parte de los obligados a ello por la normativa vigente de la realización de los procesos de alta o modificación de fronteras, lectura y tratamiento de las medidas e intercambios de la información, así como de la remisión de la información o, en su caso, su puesta a disposición a los destinatarios a los que están obligados a remitírsela en los términos, en el plazo y forma establecidos reglamentariamente.

21. La inexactitud o falseamiento de la información relativa a la medida remitida por parte de los obligados a ello por la normativa vigente, cuando de ello se derive un incremento significativo de los costes del sistema o una minoración significativa de los ingresos del mismo.

22. El incumplimiento continuado, por parte de los obligados a ello de conformidad con la normativa vigente, de su obligación de gestionar las verificaciones de los equipos de medida.

23. Cualquier manipulación de los equipos de medida o de las instalaciones o la no disposición de los dispositivos necesarios, tendentes a alterar la medición de las cantidades suministradas o consumidas o de cualquiera de los conceptos que sirven de base para la facturación de la energía suministrada o consumida.

24. El incumplimiento por parte del Operador del Mercado de las funciones a que se refieren los párrafos e) y f) del artículo 29.2, en los términos previstos en la presente ley y su normativa de desarrollo, cuando de este hecho se derive perjuicio para el sistema o los demás sujetos.

25. El incumplimiento por parte del Operador del Sistema de las funciones a que se refieren los párrafos k), l), r) y u) del artículo 30.2, en los términos previstos en la presente ley y su normativa de desarrollo, cuando de este hecho se derive perjuicio para el sistema o los demás sujetos.

26. La denegación o alteración injustificadas del permiso de conexión a un punto de la red. Se considerará que la denegación es injustificada cuando no obedezca a lo previsto en la presente ley y en las normas de desarrollo aprobadas por el Gobierno.

27. La denegación o alteración injustificadas del permiso de acceso a un punto de la red. Se considerará que la denegación es injustificada cuando no obedezca a lo previsto en la presente ley y en las normas de desarrollo aprobadas por el Gobierno.

28. El establecimiento de otros mecanismos diferentes de los previstos en el artículo 33 para el otorgamiento de los permisos de conexión y acceso o para la priorización en el otorgamiento de los mismos.

29. El otorgamiento de permisos de acceso o de permisos de conexión cuando no se disponga de la capacidad necesaria de acuerdo con las condiciones y criterios establecidos reglamentariamente por el Gobierno.

30. El incumplimiento reiterado de los índices objetivos de calidad del servicio y la no elaboración de las actuaciones que impulsen la mejora de la calidad del servicio establecidas en el artículo 51.

31. La interrupción o suspensión del suministro sin que medien los requisitos legal o reglamentariamente establecidos o fuera de los supuestos previstos legal o reglamentariamente.

32. La negativa a suministrar energía eléctrica a nuevos usuarios, sin que existan razones que lo justifiquen de acuerdo con lo previsto en la presente ley y su normativa de desarrollo.

33. El incumplimiento por parte de las empresas distribuidoras o transportistas de su obligación de realizar las acometidas y la conexión de nuevos suministros o ampliación de los existentes que se les planteen en las zonas en que operan, cuando así resulte exigible de conformidad con la normativa de aplicación.

34. El incumplimiento por parte de las empresas distribuidoras de la función que les asigna el párrafo l) del artículo 40.2, en los términos previstos en la presente ley y su normativa de desarrollo, cuando de este hecho se derive un perjuicio económico para los sujetos afectados.

35. El incumplimiento por parte de los distribuidores, de los comercializadores o de los gestores de cargas de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica establecidos en la presente ley y su normativa de desarrollo.

36. La no formalización de los contratos de suministro y acceso a redes por parte de los sujetos obligados a ello de acuerdo a la normativa en vigor.

37. La reducción, sin autorización, de la capacidad de producción o de suministro de energía eléctrica, incluyendo el incumplimiento reiterado de las obligaciones de disponibilidad por las unidades de producción.

38. Cualquier manipulación tendente a alterar el precio de la energía eléctrica por parte de cualquier sujeto, así como la inexactitud o falsedad de carácter esencial, en cualquier dato, manifestación o documento que suponga una alteración del mercado de producción.

38 bis. Cualquier manipulación tendente a alterar el precio de la energía eléctrica por parte de cualquier sujeto, así como la inexactitud o falsedad de carácter esencial, en cualquier dato, manifestación o documento que suponga una alteración del despacho de producción en los sistemas eléctricos en territorios no peninsulares.

39. La no presentación de ofertas de compra o venta, de manera reiterada por los sujetos obligados a ello en el mercado de producción.

40. Cualquier otra actuación en el suministro o consumo de energía eléctrica que suponga una alteración porcentual de la realidad de lo suministrado o consumido superior al 15 por ciento y que, a la par, exceda de 300.000 euros.

41. Cualquier actuación tendente a la alteración o falseamiento del resultado de las pruebas o inspecciones realizadas sobre las instalaciones de producción.

42. El incumplimiento por parte de los agentes que actúen como representantes de la prohibición de actuar simultáneamente por cuenta propia y por cuenta ajena.

43. El incumplimiento de alguno de los requisitos técnicos de aplicación a las distintas modalidades de autoconsumo cuando se produjeran perturbaciones que afecten a la calidad de suministro en el ámbito de la red a la que están conectados.

44. El incumplimiento de la prohibición establecida en el artículo 20.8.

45. El incumplimiento por parte de los gestores de la red de distribución de las obligaciones establecidas en el ejercicio de su función, a menos que expresamente se hubiera tipificado como grave.

46. El incumplimiento por parte de los operadores dominantes de las restricciones impuestas en la normativa vigente.

47. Dejar de ingresar dentro de los plazos legal o reglamentariamente establecidos las cuantías que correspondan al reparto del coste del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4, cuando la cantidad anual a aportar sea superior a 5 millones de euros.

48. El falseamiento u ocultación de datos sobre número de clientes o energía eléctrica suministrada o de cualquier otra información que se solicite por la Administración a efectos de la aplicación del mecanismo de financiación del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4.

49. Imponer injustificadamente condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de las solicitudes, o con la aplicación del bono social, cuando se cause un grave daño a los intereses generales.

50. La comisión reiterada de tres o más infracciones tipificadas como graves en el artículo 65 de esta ley.

51. El incumplimiento de la obligación de remitir en plazo a la Dirección General de Política Energética y Minas la información necesaria para determinar el importe de la ayuda del Bono Social Térmico y proceder a su pago, el envío incompleto de la misma, así como el incumplimiento de las obligaciones de información a los consumidores relativas al Bono Social Térmico.

52. Imponer injustificadamente condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de los contratos de acceso en las modalidades de autoconsumo, o de los contratos de suministro de energía en las modalidades de autoconsumo, cuando se cause un grave daño a los intereses generales, así como el no disponer del servicio de servicio de atención a los titulares de instalaciones de autoconsumo.

53. El Incumplimiento reiterado, por parte de los distribuidores de energía eléctrica, de los plazos de respuesta previstos en la normativa sectorial, imponer injustificadamente condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de los permisos de acceso y conexión, y entronque y conexión de las nuevas instalaciones a la red de los consumidores, en particular de los puntos de recarga de vehículos eléctricos y sus infraestructuras asociadas, cuando se cause un grave daño a los intereses generales.

Artículo 65. *Infracciones graves.*

Son infracciones graves:

1. El incumplimiento por parte de los sujetos obligados de conformidad con lo dispuesto en esta ley y en sus normas de desarrollo de su obligación de realizar auditorías externas en los supuestos en que así venga exigido.

2. La aplicación irregular de precios, cargos, tarifas de los regulados en la presente ley o en las disposiciones de desarrollo de la misma, de manera que se produzca una alteración en el precio que sea superior al 10 por ciento y que, al tiempo, exceda de 30.000 euros.

El incumplimiento de las obligaciones resultantes del sistema de cargos, precios, tarifas, tarifas de último recurso, o de los criterios de recaudación, cuando no suponga un perjuicio grave para el sistema eléctrico. En particular se entenderá como incumplimiento de dichas obligaciones la falta de abono de los precios o cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine, por parte del comercializador en los términos del apartado d) del artículo 46.1 de esta ley, la falta o retraso en el pago de las cantidades a que dé lugar el procedimiento de las liquidaciones de los artículos 18 y 19 de esta ley y su normativa de desarrollo, y la declaración indebida de ingresos y costes.

3. La aplicación irregular de precios y peajes de acceso a las redes de los regulados en la presente ley o en las disposiciones de desarrollo dictadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de manera que se produzca una alteración en el precio que sea superior al 10 por ciento y que, al tiempo, exceda de 30.000 euros. En particular, se considerará infracción grave el incumplimiento por parte del distribuidor de lo dispuesto en el apartado c) del artículo 44.1 cuando se superen dichas cantidades.

El incumplimiento de las obligaciones resultantes del sistema de peajes, o de sus criterios de recaudación, cuando no suponga un perjuicio grave para el sistema eléctrico. En particular se entenderá como incumplimiento de dichas obligaciones la falta de abono del peaje de acceso a las redes de transporte y distribución por parte del comercializador en los términos del párrafo d) del artículo 46.1 de esta ley.

4. El incumplimiento de resoluciones jurídicamente vinculantes o de requerimientos impartidos por la Administración Pública competente, incluida la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o por el operador del sistema en el ámbito de sus funciones, cuando no resulte perjuicio relevante para el funcionamiento del sistema.

5. El incumplimiento de las disposiciones contenidas en los Reglamentos de la Unión Europea que afecten al sector eléctrico, salvo que expresamente estén tipificadas como muy grave.

6. El incumplimiento de cuantas obligaciones de remisión de información se deriven de la aplicación de la normativa vigente o resulten del previo requerimiento por parte de la Administración Pública, incluida la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o del Operador del Sistema o del Operador del mercado, en el ámbito de sus funciones. Asimismo, se considerará infracción grave el incumplimiento por parte de los sujetos del sistema de sus obligaciones de información o comunicación a otros sujetos del sistema. También se considerará infracción grave la no remisión de la información en la forma y plazo que resulte exigible. Todo ello cuando no hubiera sido expresamente tipificado como muy grave.

7. La inexactitud o falsedad en cualquier dato, manifestación o documento que se presente a la Administración, así como su no presentación en forma y plazo, al objeto de la determinación o percepción del régimen retributivo de las actividades con retribución regulada, que suponga un impacto en los costes del sistema que se encuentre entre el 1 y el 5 por ciento de la retribución regulada anual del sujeto.

8. Los incumplimientos tipificados en los apartados 15, 16 y 17 del artículo 64 cuando no concurran las circunstancias de riesgo de garantía del suministro o peligro o daño grave para las personas, bienes o medio ambiente.

9. El incumplimiento de las medidas de seguridad, aun cuando no supongan peligro manifiesto para los bienes.

10. El incumplimiento por parte de los responsables del punto de medida de la obligación de disponer de los equipos de medida y control y demás dispositivos que reglamentariamente se hayan establecido cuando no se impida la correcta facturación de las energías suministradas o consumidas, o cuando dicho incumplimiento no comporte peligro o daño grave para personas, bienes o para el medio ambiente.

11. El incumplimiento por parte de los obligados a ello por la normativa vigente de la realización de los procesos de alta o modificación de fronteras, lectura y tratamiento de las medidas e intercambios de la información, así como de la remisión de la información o, en su caso, su puesta a disposición a los destinatarios a los que están obligados a remitírsela en los términos, en el plazo y forma establecidos reglamentariamente.

12. El incumplimiento, por parte de los obligados a ello de conformidad con la normativa vigente, de su obligación de gestionar las verificaciones de los equipos de medida, cuando no hubiera sido tipificado como infracción muy grave.

13. El incumplimiento por parte del Operador del Mercado de las funciones y obligaciones que le corresponden de acuerdo con lo establecido en el artículo 29.2 y su normativa de desarrollo, a menos que expresamente se hubiera tipificado como muy grave.

14. El incumplimiento por parte del Operador del Sistema, del transportista, de los distribuidores y de los gestores de la red de distribución de las funciones y obligaciones que les corresponden de acuerdo con lo establecido en la presente ley y su normativa de desarrollo, a menos que expresamente se hubiera tipificado como muy grave.

15. El incumplimiento por parte del Operador del Sistema de la obligación de remisión de información que resulte necesaria para la determinación de la retribución de otros agentes, o la existencia de errores de carácter esencial en dicha información.

16. La no comunicación de la información necesaria o en su caso, de parámetros no autorizados previamente, al operador del sistema por parte de los sujetos obligados a ello para la correcta gestión del despacho de generación en los sistemas aislados.

17. El incumplimiento por parte de los sujetos obligados a ello de conformidad con la normativa vigente, de los índices de calidad del servicio a que se refiere el artículo 51.2 o de las condiciones de calidad y continuidad del servicio.

18. El incumplimiento reiterado por parte de la empresa suministradora de aplicar los descuentos correspondientes a los consumidores afectados por interrupciones en las condiciones previstas en la normativa de aplicación.

19. El retraso injustificado en el comienzo de la prestación del servicio a nuevos usuarios.

20. Cualquier otra actuación en el suministro o consumo de energía eléctrica, que suponga una alteración porcentual de la realidad de lo suministrado o consumido superior al 10 por ciento y que, a la par, exceda de 30.000 euros.

21. El incumplimiento, por parte de los distribuidores o comercializadores, de las obligaciones de mantener una base de datos de todos los puntos de suministro conectados a sus redes y a las redes de transporte de su zona, de permitir el acceso a la misma, así como de dotarse de los sistemas informáticos necesarios que permitan la consulta de los datos del registro de puntos de suministro y la recepción y validación informática de solicitudes y comunicaciones con los consumidores y comercializadores de energía.

22. El incumplimiento reiterado e injustificado de los plazos y contenidos establecidos para las comunicaciones con cualquiera de los sujetos que deben intervenir en el cambio de suministrador o en la realización de modificaciones de las condiciones de los contratos.

23. El incumplimiento reiterado por parte de los comercializadores de los requisitos establecidos para la formalización de contratos de suministro de energía eléctrica, así como de las condiciones de contratación y de apoderamiento con los clientes.

24. La creación de confusión en la información y en la presentación de la marca e imagen de marca de las empresas distribuidoras y las empresas comercializadoras de referencia que formen parte de un grupo de sociedades que desarrolle actividades reguladas y libres en los términos previstos en la presente ley, respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización.

25. El incumplimiento por parte de las empresas distribuidoras y comercializadoras de electricidad de las obligaciones de mantenimiento y correcto funcionamiento de un servicio de atención a las quejas, reclamaciones, incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones, que incluya un servicio de atención telefónica y número de teléfono, ambos gratuitos, así como de la aplicación de cualquiera de las medidas de protección al consumidor de acuerdo con lo establecido en la presente ley y su normativa de desarrollo, en especial las relativas a los consumidores vulnerables.

26. El incumplimiento por parte de los distribuidores, o de los comercializadores o de los gestores de cargas de sus obligaciones y de los requisitos que la normativa en vigor determine para ejercer la actividad, a menos que expresamente se hubiera tipificado como muy grave o como leve.

27. El incumplimiento de las obligaciones de disponibilidad de unidades de producción en cada período de programación.

28. La no presentación de ofertas de compra o venta por los sujetos obligados a ello en el mercado de producción.

29. El incumplimiento por parte de los agentes que actúen como representantes de las obligaciones establecidas en esta ley y en su normativa de desarrollo, a menos que expresamente se hubiera tipificado como muy grave.

30. El incumplimiento por parte de los gestores de cargas de las obligaciones reguladas en la presente ley y su normativa de desarrollo en relación con la reventa de energía eléctrica.

31. Cualquier infracción por manipulación de mercado también en fase de tentativa, uso de información privilegiada o falta de difusión de información privilegiada, conforme a lo establecido en el Reglamento (UE) n.º 1227/2011, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía o en la normativa de desarrollo del mismo.

32. El incumplimiento por parte de los sujetos calificados y participantes de los requisitos establecidos para las subastas reguladas de energía eléctrica previstas en la normativa correspondiente.

33. La manipulación del precio de los servicios de ajuste por parte de un agente del mercado mediante la realización de ofertas a precios excesivos, que resulten dispares de forma no justificada de los precios ofertados por el mismo en otros segmentos del mercado de producción.

34. La presentación de ofertas con valores anormales o desproporcionados con el objeto de alterar indebidamente el despacho de las unidades de generación o la casación del mercado.

35. **(Derogado)**

36. El incumplimiento por parte de los distribuidores o de los comercializadores de su obligación de poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.

37. Dejar de ingresar dentro de los plazos legal o reglamentariamente establecidos las cuantías que correspondan al reparto del coste del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4, cuando la cantidad anual a aportar sea superior a 500.000 euros e inferior o igual a 5 millones de euros.

38. La comunicación de datos inexactos sobre número de clientes o energía eléctrica suministrada o de cualquier otra información que se solicite por la Administración a efectos de la aplicación del mecanismo de financiación del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4, cuando suponga un beneficio para el infractor.

39. El retraso en la comunicación de los datos sobre número de clientes o energía eléctrica suministrada o de cualquier otra información que se solicite por la Administración, que impida la determinación o fijación de los porcentajes de financiación del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4.

40. Imponer injustificadamente condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de las solicitudes, o con la aplicación del bono social, cuando se cause un grave perjuicio a los consumidores.

41. El incumplimiento del plazo máximo para comunicar al solicitante del bono social el resultado de las comprobaciones efectuadas para su aplicación, así como la omisión, en su caso, de la razón de la denegación.

42. La comisión reiterada de tres o más infracciones tipificadas como leves en el artículo 66 de esta Ley.

43. El incumplimiento por parte de los comercializadores de las obligaciones establecidas en la normativa relativas a prácticas de contratación y relación con los clientes.

44. Imponer injustificadamente condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de los contratos de acceso en las modalidades de autoconsumo, o de los

contratos de suministro de energía en las modalidades de autoconsumo, cuando se cause un grave perjuicio a los consumidores, así como el mal funcionamiento reiterado del servicio de atención a los titulares de instalaciones de autoconsumo.

45. El incumplimiento reiterado, por parte de los distribuidores de energía eléctrica, de los plazos de respuesta previstos en la normativa sectorial, imponer injustificadamente condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de los permisos de acceso y conexión, y entronque y conexión de las nuevas instalaciones a la red de los consumidores, en particular de los puntos de recarga de vehículos eléctricos y sus infraestructuras asociadas, cuando se cause un grave perjuicio a los consumidores.

Artículo 66. *Infracciones leves.*

Son infracciones leves:

1. El incumplimiento por parte de los sujetos obligados a ello de sus obligaciones en relación con la formalización de los contratos de suministro cuando no tenga consideración de infracción grave o muy grave.

2. El incumplimiento de las obligaciones derivadas de las Reglas del Mercado o de los Procedimientos de Operación, que no tengan la consideración de infracción muy grave o grave de conformidad con los artículos 64 o 65, cuando de dicho incumplimiento no derive perjuicio para el funcionamiento del mercado o del sistema eléctrico.

3. El incumplimiento injustificado de los plazos establecidos para las comunicaciones con los comercializadores y clientes y para llevar a cabo el cambio de suministrador, así como para realizar cualquier modificación de las condiciones de los contratos.

4. El incumplimiento por parte de los comercializadores de los requisitos de contratación y apoderamiento con los clientes.

5. El incumplimiento por parte de los comercializadores y distribuidores de cualquier requisito de información exigible en sus facturas.

6. La aplicación irregular de precios, cargos, tarifas regulados en la presente ley o en las disposiciones de desarrollo de la misma, de manera que se produzca una alteración en el precio, cuando no tenga consideración de infracción grave o muy grave.

6 bis. La aplicación irregular de peajes de los regulados en la presente ley o en las disposiciones de desarrollo dictadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de manera que se produzca una alteración en el precio, cuando no tenga consideración de infracción grave o muy grave.

7. La inexactitud o falsedad en cualquier dato, manifestación o documento que se presente a la Administración Pública, así como su no presentación en forma y plazo, al objeto de la determinación o percepción del régimen retributivo de las actividades con retribución regulada, que suponga un impacto en los costes del sistema que no exceda del 1 por ciento de la retribución regulada anual del sujeto.

8. Dejar de ingresar dentro de los plazos legal o reglamentariamente establecidos las cuantías que correspondan al reparto del coste del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4, cuando la cantidad anual a aportar sea igual o inferior a 500.000 euros.

9. La comunicación de datos inexactos sobre número de clientes o energía eléctrica suministrada o de cualquier otra información que se solicite por la Administración a efectos de la aplicación del mecanismo de financiación del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4, cuando no suponga un beneficio para el infractor.

10. El retraso en la comunicación de los datos sobre número de clientes o energía eléctrica suministrada o de cualquier otra información que se solicite por la Administración, que no impida la determinación o fijación de los porcentajes de financiación del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4.

11. Cualquier otro incumplimiento de los deberes y obligaciones derivados del mecanismo de reparto del coste del bono social y de la cuantía complementaria definidos en el artículo 45, que no constituya infracción muy grave o grave.

12. El incumplimiento del plazo máximo para comunicar al solicitante del bono social la documentación acreditativa de la que adolezca su solicitud en el caso de que esta fuera incompleta, siempre y cuando se causara un perjuicio al solicitante.

13. Exigir al solicitante del bono social, la presentación de documentación o acreditación de requisitos adicionales no establecidos en la normativa reguladora del bono social.

14. En relación con el autoconsumo, el incumplimiento de los requisitos y obligaciones establecidos, cuando no estuviera tipificado como muy grave; así como la aplicación incorrecta de las modalidades y de sus regímenes económicos asociados contemplados en esta Ley y su normativa de desarrollo.

15. El incumplimiento, por parte de los consumidores que presten servicios de recarga energética de vehículos eléctricos, o de los restantes sujetos que participen en la prestación de dicho servicio, de los requisitos u obligaciones que les sean establecidos reglamentariamente.

16. El incumplimiento de los plazos máximos para comunicar al consumidor cualquier omisión o requisito adicional en la tramitación de los contratos de acceso en las modalidades de autoconsumo o de los contratos de suministro de energía en las modalidades de autoconsumo, siempre y cuando se causara un perjuicio al consumidor.

17. El incumplimiento, por parte de los distribuidores de energía eléctrica, de los plazos de respuesta previstos en la normativa sectorial, imponer injustificadamente condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de los permisos de acceso y conexión, y entronque y conexión de las nuevas instalaciones a la red de los consumidores, en particular de los puntos de recarga de vehículos eléctricos y sus infraestructuras asociadas, siempre y cuando se causara un perjuicio al consumidor.

Artículo 67. *Sanciones.*

1. Las infracciones establecidas en el capítulo I de este título serán sancionadas del modo siguiente:

a) Por la comisión de las infracciones muy graves se impondrá al infractor multa por importe no inferior a 6.000.001 euros ni superior a 60.000.000 de euros.

b) Por la comisión de infracciones graves se impondrá al infractor multa por importe no inferior a 600.001 euros ni superior a 6.000.000 euros.

c) Por la comisión de infracciones leves se impondrá al infractor una multa por importe de hasta 600.000 euros.

2. En cualquier caso la cuantía de la sanción no podrá superar el 10 por ciento del importe neto anual de la cifra de negocios del sujeto infractor, o el 10 por ciento del importe neto anual de la cifra de negocios consolidada de la sociedad matriz del grupo al que pertenezca dicha empresa, según los casos.

En los casos en los cuales la infracción esté relacionada con el autoconsumo, la sanción máxima será la mayor de entre las dos cuantías siguientes: el 10 % de la facturación anual por consumo de energía eléctrica o el 10 % de la facturación por la energía vertida a la red.

3. Si, en razón de las circunstancias concurrentes, se apreciara una cualificada disminución de la culpabilidad del infractor o de la antijuridicidad del hecho, o si atendida la situación económica del infractor, en razón de su patrimonio, de sus ingresos, de sus cargas familiares y de las demás circunstancias personales que resulten acreditadas, la sanción resultase manifiestamente desproporcionada, el órgano sancionador podrá determinar la cuantía de la sanción aplicando la escala correspondiente a la clase o clases de infracciones que precedan en gravedad a aquella en que se integra la considerada en el caso de que se trate.

4. En todo caso, la cuantía de la sanción que se imponga, dentro de los límites indicados, se graduará teniendo en cuenta los siguientes criterios:

a) El peligro resultante de la infracción para la vida y salud de las personas, la seguridad de las cosas y el medio ambiente.

b) La importancia del daño o deterioro causado.

c) Los perjuicios producidos en la continuidad y regularidad del suministro.

d) El grado de participación en la acción u omisión tipificada como infracción y el beneficio obtenido de la misma.

e) La intencionalidad en la comisión de la infracción y la reiteración en la misma.

f) La reincidencia por comisión en el término de un año de más de una infracción de la misma entidad cuando así haya sido declarado por resolución firme en vía administrativa.

g) El impacto en la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.
h) Cualquier otra circunstancia que pueda incidir en el mayor o menor grado de reprobabilidad de la infracción.

5. A los efectos de esta ley se considerará que un incumplimiento es reiterado cuando dentro del año inmediatamente anterior a su comisión el sujeto hubiera sido sancionado mediante resolución firme en vía administrativa con arreglo a la misma infracción.

Artículo 68. *Sanciones accesorias.*

1. Las infracciones muy graves podrán ser sancionadas, además de con la multa correspondiente, con una o varias de las siguientes sanciones accesorias en función de las circunstancias concurrentes:

a) Inhabilitación para el ejercicio o desarrollo de actividades en el ámbito del sector eléctrico durante un período no superior a tres años.
b) Suspensión, revocación o no renovación de las autorizaciones durante un período no superior a tres años en su caso.
c) Pérdida de la posibilidad de obtener subvenciones, ayudas públicas o cualquier régimen económico adicional conforme a esta ley y sus normas de desarrollo durante un periodo no superior a tres años.

2. Las infracciones graves además de la multa correspondiente podrán ser sancionadas con una o varias de las siguientes sanciones accesorias en función de las circunstancias concurrentes:

a) Inhabilitación para el ejercicio o desarrollo de actividades en el ámbito del sector eléctrico durante un período no superior a un año.
b) Suspensión o no renovación de las autorizaciones para el ejercicio o desarrollo de actividades en el ámbito del sector eléctrico durante un período no superior a un año.
c) Revocación de las autorizaciones para el ejercicio o desarrollo de actividades en el ámbito del sector eléctrico.
d) Pérdida de la posibilidad de obtener subvenciones, ayudas públicas o cualquier régimen económico adicional conforme a esta ley y sus normas de desarrollo durante un periodo superior a un año.

Artículo 69. *Otras medidas.*

1. Además de imponer las sanciones que en cada caso correspondan, la resolución del procedimiento sancionador declarará la obligación de:

a) Restituir las cosas o reponerlas a su estado natural anterior al inicio de la actuación infractora en el plazo que se fije.
b) Cuando no sea posible la restitución de las cosas o reponerlas a su estado natural, indemnizar los daños irreparables por cuantía igual al valor de los bienes destruidos o el deterioro causado, así como los perjuicios ocasionados, en el plazo que se fije.
c) Reintegrar las cantidades indebidamente percibidas en aquellos casos en que la comisión de la infracción haya supuesto la percepción de una retribución regulada que no debería haberle sido de aplicación.

2. Se exigirá la indemnización por daños y perjuicios cuando no fuera posible la restitución o reposición y en todo caso si se hubieran producido daños y perjuicios a los intereses públicos.
Cuando los daños fueran de imposible o difícil evaluación, para fijar la indemnización se tendrán en cuenta el coste de la restitución y reposición y el valor de los bienes dañados, debiendo aplicarse el que proporcione el mayor valor.

Artículo 70. *Naturaleza de las sanciones e indemnizaciones.*

El importe de las sanciones e indemnizaciones, así como el contenido económico de los demás actos de ejecución forzosa que se establezcan en aplicación de los preceptos de esta Ley y de sus disposiciones de desarrollo, tendrán naturaleza de crédito de Derecho público y

podrá ser exigido por el procedimiento administrativo de apremio regulado en el Reglamento General de Recaudación aprobado por Real Decreto 939/2005, de 29 de julio.

Artículo 71. *Concurrencia de responsabilidades.*

1. La responsabilidad administrativa por las infracciones tipificadas en esta ley no excluye las de otro orden a que hubiere lugar.
2. Las sanciones que se impongan a distintos sujetos como consecuencia de una misma infracción tendrán entre sí carácter independiente.
3. No podrán sancionarse los hechos que hayan sido sancionados penal o administrativamente, en los casos en que se aprecie identidad de sujeto, hecho y fundamento.
4. Cuando la infracción pudiera ser constitutiva de delito o falta, iniciado el procedimiento sancionador, se dará traslado del tanto de culpa al Ministerio Fiscal, suspendiéndose la tramitación del mismo hasta tanto se dicte resolución judicial firme que ponga término a la causa o sean devueltas las actuaciones por el Ministerio Fiscal.
5. De no haberse apreciado la existencia de delito o falta, el órgano administrativo competente continuará el expediente sancionador. Los hechos declarados probados en la resolución judicial firme vincularán a dicho órgano.

Artículo 72. *Extinción de la responsabilidad.*

La responsabilidad administrativa derivada de las infracciones reguladas en esta ley se extingue por el pago o cumplimiento de la sanción y de las medidas impuestas en aplicación de lo establecido en el artículo 69, y por prescripción.

Artículo 73. *Competencia para imponer sanciones.*

1. En el ámbito de la Administración General del Estado la competencia para la imposición de las sanciones correspondientes a las infracciones en materia del sector eléctrico corresponderá:

a) Al Consejo de Ministros para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones muy graves que incluyan alguna de las sanciones accesorias previstas en el artículo 68.
b) Al Ministro de Industria, Energía y Turismo para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones muy graves que no incluyan alguna de las sanciones accesorias previstas en el artículo 68.
c) Al Secretario de Estado de Energía para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones graves.
d) Al Director General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones leves.

2. En el ámbito de las Comunidades Autónomas se estará a lo previsto en su propia normativa.
3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ámbito de sus competencias, podrá imponer sanciones por la comisión de las infracciones administrativas siguientes:

a) Las tipificadas como muy graves en los párrafos 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 11, 12, 13, 14, 15, 16, 21, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41,42, 44, 45, 46 y 50 del artículo 64.
b) Las tipificadas como graves a que se hace referencia en el párrafo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse de muy graves y, en particular, las tipificadas en los párrafos 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 31, 32, 33, 34, 42 y 43 del artículo 65.
c) Las tipificadas como leves en los párrafos 1, 2, 3, 4, 5, 6 bis y 7 del artículo 66.

4. La Administración General del Estado, en el ámbito de sus competencias, podrá imponer sanciones por la comisión de las infracciones administrativas siguientes:

a) Las tipificadas como muy graves en los párrafos 3, 5, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 25, 30, 31, 35, 37, 38 bis, 40, 41, 43, 44, 47, 48, 49, 50, 51 y 53 del artículo 64.

b) Las tipificadas como graves a que se hace referencia en el párrafo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse de muy graves y, en particular, las tipificadas en los párrafos 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 20, 26, 27 29, 30, 32, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42 y 45 del artículo 65.

c) Las tipificadas como leves en los párrafos 2, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 y 17 del artículo 66.

Artículo 74. *Prescripción de infracciones y sanciones.*

1. Las infracciones administrativas previstas en la presente ley prescribirán en el plazo de cuatro años, las muy graves, en el de tres años, las graves y en el de dos años las leves.

2. Las sanciones impuestas por la comisión de infracciones muy graves prescribirán a los cuatro años, las impuestas por graves a los tres años y las impuestas por leves lo harán a los dos años.

3. Para el cómputo de los plazos de prescripción de infracciones y sanciones se estará a lo dispuesto en el artículo 132.2 y 3 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

En los supuestos de infracciones continuadas el plazo de prescripción comenzará a contar desde el momento de la finalización de la actividad o del último acto con el que la infracción se consuma. En el caso de que los hechos o actividades constitutivos de infracción fueran desconocidos por carecer de signos externos, dicho plazo se computará desde que éstos se manifiesten.

CAPÍTULO III

Procedimiento sancionador

Artículo 75. *Régimen jurídico aplicable.*

El procedimiento para la imposición de las sanciones previstas en esta ley, en el que las fases de instrucción y resolución estarán debidamente separadas, se ajustará a lo dispuesto en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, y en su normativa reglamentaria de desarrollo, con las particularidades que se establecen en los demás artículos de este capítulo.

Artículo 76. *Iniciación.*

Los procedimientos sancionadores por las infracciones administrativas tipificadas en esta ley se iniciarán de oficio por acuerdo del Director General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía, o del órgano de la citada Dirección que tenga expresamente atribuida la competencia, bien por propia iniciativa o como consecuencia de orden superior, petición razonada de otros órganos administrativos o por denuncia.

Ello no obstante, en los procedimientos sancionadores por las infracciones administrativas que están dentro del ámbito de actuación y de las funciones que tiene encomendadas la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la instrucción y resolución se realizará por los órganos establecidos en la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y en el Estatuto orgánico de la citada Comisión.

Artículo 77. *Medidas provisionales.*

1. En cualquier momento del procedimiento sancionador, el Director General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía o el órgano competente de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá adoptar, previa audiencia del interesado y mediante resolución motivada cualquiera medida que, atendiendo a las circunstancias del caso, sea necesaria para asegurar la efectividad de la resolución que pudiera recaer en el procedimiento o el buen fin del mismo, así como para evitar el mantenimiento de los efectos de la infracción, si existiesen elementos de juicio suficientes para ello.

A la notificación de estas medidas se acompañará, en su caso, emplazamiento para que se subsane la deficiencia o irregularidad constitutiva de la infracción de que se trate.

2. Asimismo, en los casos de urgencia y cuando pueda existir un riesgo cierto para la seguridad del suministro eléctrico, podrán adoptarse, por el Director General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía o por el órgano competente de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con carácter previo a la iniciación del procedimiento sancionador y de oficio o a instancia de parte, las medidas que sean necesarias para garantizar dicha seguridad y suministro, en los términos previstos en el artículo 72.2 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

3. Los gastos originados por las medidas previstas en este artículo se sufragarán a cargo de las personas físicas y entidades responsables de los incumplimientos, deficiencias o irregularidades que las hubieran justificado.

Artículo 78. *Instrucción.*

La instrucción de los procedimientos sancionadores derivados de las infracciones administrativas tipificadas en esta ley así como el archivo, tras su resolución, de las actuaciones realizadas corresponderá al órgano de la Dirección General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía o, cuando así proceda, al órgano de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia que tenga atribuida dicha competencia.

Artículo 79. *Plazo para resolver y notificar.*

El plazo para resolver y notificar en los procedimientos sancionadores por las infracciones administrativas tipificadas en esta ley será de dieciocho meses en los expedientes por infracciones muy graves y graves, y de nueve meses cuando se incoen por infracciones leves.

Transcurrido este plazo sin resolución expresa, el Director General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía o, cuando así proceda el órgano de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia que tenga atribuida dicha competencia, declarará la caducidad del procedimiento y ordenará el archivo de las actuaciones, con los efectos previstos en el artículo 92 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

Artículo 80. *Efectos de la resolución.*

1. La resolución será ejecutiva cuando ponga fin a la vía administrativa.

2. En la resolución se adoptarán, en su caso, las medidas cautelares precisas para garantizar su eficacia en tanto no sea ejecutiva.

Disposición adicional primera. *Multas coercitivas.*

Para asegurar el cumplimiento de las resoluciones o requerimientos de información que dicten, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo o la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia podrán imponer multas coercitivas por importe diario de 100 hasta 10.000 euros, en los términos previstos en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

El importe de las multas se fijará atendiendo a los siguientes criterios:

a) El peligro resultante de la infracción para la vida y salud de las personas, la seguridad de las cosas y el medio ambiente.

b) La importancia del daño o deterioro causado.

c) Los perjuicios producidos en la continuidad y regularidad del suministro.

d) Los perjuicios económicos causados.

Las multas coercitivas serán independientes de las sanciones que puedan imponerse y compatibles con ellas.

El importe de las multas coercitivas previstas en esta disposición se ingresará en el Tesoro Público.

Disposición adicional segunda. *Ocupación del dominio público marítimo terrestre para líneas aéreas de alta tensión.*

A los efectos a los que se refiere en el artículo 32 de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, excepcionalmente y por razones de utilidad pública debidamente acreditadas, el Consejo de Ministros, a propuesta conjunta de los Ministerios de Fomento, de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente y de Industria, Energía y Turismo, tomando en consideración los valores medioambientales y paisajísticos, podrá autorizar el tendido aéreo de líneas eléctricas de alta tensión en el dominio público marítimo-terrestre, siempre que no se localicen en tramos de costa que constituyan playa u otros ámbitos de especial protección.

Disposición adicional tercera. *Efectos desestimatorios de la falta de notificación de resolución expresa.*

Las solicitudes de resoluciones administrativas que deban dictarse conforme a lo dispuesto en la presente ley y a la legislación específica en materia nuclear se podrán entender desestimadas si no se notifica resolución expresa en el plazo que al efecto se establezca en sus disposiciones de desarrollo.

Disposición adicional cuarta. *Servidumbres de paso.*

La servidumbre de paso de energía eléctrica, tanto aéreo como subterráneo, a que se refiere el artículo 57, constituida a favor de la red de transporte, distribución y suministro, incluye aquellas líneas y equipos de telecomunicación que por ellas puedan transcurrir, tanto si lo son para el servicio de autoprestación de la explotación eléctrica, como para la prestación de servicios de comunicaciones electrónicas disponibles al público y, sin perjuicio del justiprecio que, en su caso, pudiera corresponder, de agravarse esta servidumbre.

Igualmente, las autorizaciones existentes a las que se refiere el artículo 56.2 incluyen aquellas líneas y equipos de telecomunicación que por ellas puedan transcurrir, con el mismo alcance objetivo y autonomía que resultan del párrafo anterior.

Disposición adicional quinta. *Capacidad jurídica de los sujetos del Mercado Ibérico de la Electricidad.*

Se reconoce a los sujetos del sector eléctrico portugués capacidad para actuar en los mercados de energía eléctrica previstos en el Convenio Internacional relativo a la constitución de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, de 1 de octubre de 2004, siempre que se encuentren comprendidos dentro de su artículo 3, y de acuerdo con la normativa vigente en España.

Disposición adicional sexta. *Financiación de los desajustes del sistema eléctrico.*

1. La obligación de financiación de los desajustes y desviaciones producidos por déficit de ingresos y los límites establecidos en el artículo 19 serán de aplicación a las liquidaciones que corresponda realizar a partir del ejercicio 2014 y para la deuda acumulada desde 1 de enero de 2014.

2. Los titulares de derechos de cobro correspondientes a déficit o desajustes de las liquidaciones de las de actividades con retribución regulada que se hubieran producido hasta el ejercicio 2013 incluido, no se verán afectados por esta obligación de financiación en lo que se refiere a las cantidades concretas correspondientes a dichos derechos.

3. Los derechos de cobro correspondientes a déficit de ingresos del sistema de liquidaciones generados desde 1 de enero de 2013 no podrán cederse por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.

Disposición adicional séptima. *Prescripción de los derechos y obligaciones del sistema eléctrico.*

1. Prescribirán a los quince años:

a) El derecho a reconocer o liquidar créditos a favor del sistema eléctrico.

b) El derecho al cobro de los créditos reconocidos o liquidados, a contar desde la notificación del acto que los declare con carácter definitivo.

c) El derecho al reconocimiento o liquidación por el sistema de las obligaciones con cargo al mismo.

d) El derecho a exigir el pago de las obligaciones ya reconocidas o liquidadas, a contar desde la notificación del acto que las declare con carácter definitivo.

e) El derecho a la modificación o revocación de la retribución regulada que perciban los sujetos definidos en el artículo 6 de esta ley, contado desde que se produzca la actuación que pueda determinar aquélla.

2. La prescripción de los derechos y obligaciones del sistema eléctrico se interrumpirá conforme a lo establecido en las disposiciones del Código Civil y se aplicará de oficio.

3. No obstante lo anterior, el Gobierno podrá regular los términos del cómputo y los supuestos de interrupción de los citados plazos.

Disposición adicional octava. *Informes del mercado de producción energía eléctrica. Mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo.*

1. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en virtud de lo dispuesto en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, podrá solicitar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la realización de análisis relacionados con el mercado de producción y el suministro de energía eléctrica, cuando concurran razones de interés general o bien se aprecien indicios de falta de competencia efectiva.

2. Se habilita a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a realizar propuesta al Gobierno para que establezca por vía reglamentaria mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo de energía eléctrica. Dichos mecanismos tomarán la forma de una emisión primaria de cierta cantidad de energía eléctrica, equivalente a una potencia determinada, en las condiciones y durante el período de tiempo que se especifiquen en la emisión, u otras formas que permitan incrementar la competencia en el sistema eléctrico y liquidez de sus mercados.

Disposición adicional novena. *Legislación especial en materia de energía nuclear.*

Las instalaciones de producción de energía eléctrica a las que sea de aplicación la legislación especial en materia de energía nuclear se regirán por la misma además de por lo dispuesto en la presente ley.

Disposición adicional décima. *Primer periodo regulatorio.*

1. A los efectos previstos en el apartado 4 del artículo 14 de esta ley, y con independencia de la fecha de inicio en cada una de las actividades, el primer periodo regulatorio finalizará el 31 de diciembre de 2019. A partir del 1 de enero de 2020 se sucederán los siguientes periodos regulatorios de forma consecutiva.

2. Para las actividades de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico, el primer periodo regulatorio se iniciará en la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

En este periodo, el valor sobre el que girará la rentabilidad de los proyectos tipo de referencia para los procedimientos de concurrencia competitiva previstos en el artículo 14.7, antes de impuestos, será el rendimiento medio en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en 300 puntos básicos.

3. Para las actividades de transporte y distribución el primer período regulatorio se iniciará desde que resulten de aplicación los reales decretos señalados en los artículos 5 y 6 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, que desarrollan la metodología de retribución de las actividades de transporte y distribución respectivamente.

Sin perjuicio de lo previsto en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, para el cálculo de la retribución a percibir en el segundo periodo de 2013 y para el cálculo de la retribución a percibir a partir del 1 de enero del año 2014 y años sucesivos en que fueran de aplicación los artículos 4.2 y 5.2 de dicho real decreto-ley, la tasa de retribución del activo con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de distribución y transporte de energía eléctrica

para el primer periodo regulatorio, será la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, incrementada en 200 puntos básicos.

4. Para las actividades de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares el primer período regulatorio se iniciará desde que resulte de aplicación el real decreto que desarrolle la revisión de su marco retributivo.

El régimen retributivo que se establezca se ajustará a lo previsto en el artículo 7 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, en el artículo 37 del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, en la presente ley y en la Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

En este primer periodo regulatorio, la tasa de retribución para el cálculo de la retribución financiera de la inversión de cada grupo con régimen retributivo adicional será la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, incrementada en 200 puntos básicos.

Todo lo anterior debe de entenderse sin perjuicio de la aplicación desde el 1 de enero de 2012 de las disposiciones que correspondan en aplicación de lo previsto en el artículo 7 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo y en el artículo 37 del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio.

Disposición adicional undécima. *Referencias al régimen retributivo específico.*

Para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, las alusiones al régimen retributivo específico realizadas en el apartado e) del artículo 14.7 se entenderán realizadas a cualquiera de los regímenes económicos primados que hubieran existido con anterioridad a la entrada en vigor de esta ley.

Disposición adicional duodécima. *Consumidores autorizados a verter energía a la red.*

1. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá autorizar, en los términos que se establezcan reglamentariamente y con carácter excepcional, a determinados consumidores de energía eléctrica conectados en alta tensión que debido a la implantación de un sistema de ahorro y eficiencia energética dispongan en determinados momentos de energía eléctrica recuperada que no pueda ser consumida en su propia instalación, a verter energía a la red.

2. Estos consumidores deberán hacer frente, por la energía vertida, al mismo régimen económico que resulte de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 9.3.

Disposición adicional decimotercera. *Mecanismos de cooperación internacional para el cumplimiento de los compromisos derivados de la directiva de energías renovables.*

1. La Administración General del Estado habilitará el marco que permita la puesta en marcha de los mecanismos de cooperación previstos en la normativa comunitaria para el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

La aplicación de estos mecanismos garantizará en todo momento la seguridad del sistema eléctrico y no podrá suponer en ningún caso una disminución o pérdida de la energía de origen renovable producida en España.

2. La puesta en marcha de los correspondientes proyectos o actuaciones singulares estará supeditada a su aprobación por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo que, a tal fin, tendrá en cuenta la afección a las estructuras de transporte de energía y la planificación energética en su conjunto.

Disposición adicional decimocuarta. *Tecnologías de producción que no hubieran alcanzado los objetivos.*

1. Podrá establecerse reglamentariamente un régimen retributivo ajustado a lo previsto en el artículo 14.7 a instalaciones de las tecnologías para las que los objetivos de potencia previstos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, no hubieran sido alcanzados.

Este régimen se otorgará a un máximo de 120 MW.

2. Para poder ser adjudicatario de este régimen, las instalaciones deberán no haber sido inscritas en el Registro de preasignación de retribución y encontrarse en una de las siguientes situaciones:

a) Que hubieran presentado solicitud de inscripción en el registro de preasignación de retribución, al amparo de lo previsto en el artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, que dicha solicitud hubiera tenido entrada en el Registro administrativo del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y que cumplieran los requisitos del artículo 4.3 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, todo ello antes de la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012.

b) Que dispongan de acta de puesta en servicio, con carácter definitivo, para la totalidad de la potencia en los treinta días naturales posteriores al de entrada en vigor de la presente ley.

3. El régimen retributivo específico de aplicación y el procedimiento de asignación del mismo se establecerán reglamentariamente, no siéndoles de aplicación la obligación de otorgamiento del régimen retributivo mediante un procedimiento de concurrencia competitiva prevista en los apartados a) y c) del artículo 14.7.

4. A los efectos de asignación del régimen retributivo específico las instalaciones se priorizarán en función de los siguientes criterios hasta alcanzar el cupo previsto:

1.º El cumplimiento del apartado 2.a) anterior.

2.º El cumplimiento del apartado 2.a), salvo los requisitos del artículo 4.3 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, y el cumplimiento del apartado 2.b).

3.º El cumplimiento del apartado 2.b) anterior.

5. En caso de superarse el cupo previsto se establecerá, dentro de cada uno de los criterios del apartado 4, una priorización según la fecha de autorización administrativa, en el primer caso, y de acta de puesta en servicio para el segundo y tercer caso.

Disposición adicional decimoquinta. *Financiación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares.*

Desde el 1 de enero de 2014, los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares de acuerdo a lo dispuesto en esta Ley del Sector Eléctrico, serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. A estos efectos, la Ley de Presupuestos Generales del Estado correspondiente a cada año incorporará un crédito presupuestario destinado a cubrir la estimación provisional de los extracostes a financiar del ejercicio, así como, en su caso, el saldo resultante de la liquidación definitiva de la compensación presupuestaria correspondiente a ejercicios anteriores. Asimismo, se reconocerán con cargo a los Presupuestos Generales del Estado los gastos ocasionados o el rendimiento económico obtenido por la cuenta gestionada por el organismo encargado de las liquidaciones dedicada a las compensaciones presupuestarias del extracoste de generación en los territorios no peninsulares.

Las compensaciones presupuestarias no tendrán la consideración de costes del sistema eléctrico. Reglamentariamente, con la participación de la Intervención General de la Administración del Estado, se determinará un mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación, tanto provisional como definitiva, de las mismas.

En todo caso el sistema de liquidaciones del sistema eléctrico gestionado por el órgano encargado de la liquidación actuará como mecanismo de financiación subsidiario, teniendo, sólo a estos efectos, la naturaleza de costes del sistema eléctrico.

Disposición adicional decimosexta. *Modificación de la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013.*

La disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, queda redactada como sigue:

«Disposición adicional quinta. *Aportaciones para la financiación del Sector Eléctrico.*

1. En las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos a fomento de energías renovables, un importe equivalente a la suma de los siguientes:

a) La estimación de la recaudación anual derivada de los tributos incluidos en la ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

b) El 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros.

2. El 10 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 50 millones de euros, se afecta a la política de lucha contra el cambio climático.

3. Dichas aportaciones se realizarán mediante libramientos mensuales por un importe máximo de la cifra de recaudación efectiva por dichos tributos, cánones e ingresos por subasta de derechos de emisión, en el mes inmediato anterior, según certificación de los órganos competentes del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas y siempre que no se supere la cifra indicada en el caso de los derechos de emisión.

La aportación que haya de realizarse en función de la recaudación del mes de diciembre se efectuará con cargo al presupuesto del ejercicio siguiente.

4. Los fondos destinados a la política de lucha contra el cambio climático solo podrán disponerse, igualmente, en la medida que se hayan producido previamente los ingresos derivados de las subastas de derechos de emisión y con los límites indicados en el apartado 2.»

Disposición adicional decimoséptima. *Modificación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.*

La disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, queda redactada como sigue:

«Disposición adicional segunda. *Costes del sistema eléctrico.*

En las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en el artículo 13 de la Ley del Sector Eléctrico, un importe equivalente a la suma de los siguientes:

a) La estimación de la recaudación anual derivada de los tributos y cánones incluidos en la presente Ley.

b) El ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 500 millones de euros.»

Disposición adicional decimoctava. *Déficit para el año 2013.*

Para el año 2013 se reconoce la existencia de un déficit de ingresos de liquidaciones del sistema eléctrico por importe máximo de 3.600 millones de euros, sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse en el sistema de liquidaciones eléctrico para dicho año.

Este déficit generará derechos de cobro consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual por los ingresos del sistema previstos en las letras a), b), c), y e) del apartado 2 del artículo 13 de esta ley, de los quince años sucesivos a contar desde el 1 de enero de 2014 hasta su satisfacción. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se revisen los peajes y cargos.

Para la financiación de dichos déficit, los derechos de cobro correspondientes se podrán ceder de acuerdo al procedimiento que se determine reglamentariamente por el Gobierno.

Disposición adicional decimonovena. *Instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, ubicadas en los sistemas eléctricos no peninsulares.*

Las instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, ubicadas en los sistemas eléctricos no peninsulares que a la fecha de entrada en vigor de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares dispusieran de autorización administrativa, quedarán exceptuadas de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 2 de la citada ley.

Disposición adicional vigésima. *Plan Renove instalaciones de cogeneración y residuos.*

En el marco normativo que determine el sistema de obligaciones de eficiencia energética derivado de la aplicación de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, y con la finalidad de contribuir al objetivo nacional de eficiencia energética del artículo 3.1, se desarrollarán programas de renovación de instalaciones de cogeneración y residuos.

Disposición adicional vigésima primera. *Suministro eléctrico a embarcaciones, aeronaves y ferrocarriles.*

Sin perjuicio de lo previsto en esta Ley, excepcionalmente, los gestores de puertos, aeropuertos e infraestructuras ferroviarias, en su condición de consumidores, podrán prestar servicios de suministro eléctrico a embarcaciones, aeronaves y ferrocarriles y servicios inherentes a la prestación del servicio, respectivamente.

Disposición adicional vigésima segunda. *Otorgamiento de los permisos de acceso y conexión para garantizar una transición justa.*

No obstante lo dispuesto en el artículo 33 de esta Ley, cuando se proceda al cierre de instalaciones de energía térmica de carbón o termonuclear, y para promover un proceso de transición justa, la Ministra para la Transición Ecológica, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá regular procedimientos y establecer requisitos para la concesión de la totalidad o de parte de la capacidad de acceso de evacuación de los nudos de la red afectados por dichos cierres a las nuevas instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables que, además de los requisitos técnicos y económicos, ponderen los beneficios medioambientales y sociales.

Disposición adicional vigésima tercera. *Bancos de pruebas regulatorios.*

1. Al amparo de la presente ley y con el objeto de cumplir los objetivos previstos en la misma, así como los objetivos de energía y clima y la sostenibilidad ambiental, se podrán establecer bancos de pruebas regulatorios en los que se realicen pruebas que permitan el desarrollo de proyectos piloto con el fin de facilitar la investigación e innovación en el ámbito del sector eléctrico.

A tal efecto, mediante real decreto del Gobierno se desarrollará reglamentariamente el marco general del banco de pruebas regulatorio para la participación de proyectos piloto. Dicho real decreto concretará el marco que fije las particularidades de tal participación y, en su caso, podrá definir determinadas exenciones de las regulaciones del sector eléctrico, sin perjuicio del principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico. Las pruebas deberán tener carácter limitado en cuanto a su volumen, tiempo de realización y ámbito geográfico. Una vez aprobado el marco general, se celebrarán las convocatorias específicas mediante orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

2. En el marco del banco de pruebas regulatorio, el promotor, actuará a su riesgo y ventura y como único y exclusivo responsable, responderá por los daños que se produzcan durante la realización de las pruebas o como consecuencia de las mismas, en los supuestos siguientes:

a) por incumplimiento de los términos y condiciones que se establezcan para realizar las pruebas, y que serán fijados en la forma que determine el real decreto;

b) por causa de riesgos no informados por él mediando culpa o negligencia de su parte;

c) por fallos técnicos o humanos durante el desarrollo de las pruebas que fueran de su responsabilidad.

El real decreto establecerá el sistema de garantías para cubrir la responsabilidad del promotor por los daños y perjuicios.

El real decreto establecerá el régimen de responsabilidades e indemnizaciones por las pérdidas patrimoniales y demás daños que pudieran sufrir los participantes, derivados de su participación en los proyectos piloto, siempre que estos daños o pérdidas sean consecuencia de la actuación del promotor. Se contemplará igualmente el régimen de responsabilidad por incumplimientos de los participantes en los proyectos.

Las autoridades que de conformidad con el real decreto intervengan en las pruebas no serán responsables de los posibles daños y perjuicios que pudieran originarse durante la realización de las mismas. En los términos y condiciones para la realización de las pruebas, establecidos en la forma que estipule el real decreto, no se podrá prever en ningún caso que la Administración resarza al promotor de las pérdidas patrimoniales resultantes de su participación en el banco de pruebas regulatorio.

Disposición transitoria primera. *Aplicación de disposiciones anteriores y referencias a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*

1. En tanto no se dicten las normas de desarrollo de la presente ley que sean necesarias para la aplicación de alguno de sus preceptos, continuarán aplicándose las correspondientes disposiciones en vigor en materia de energía eléctrica.

2. Las referencias realizadas en la normativa a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se entenderán realizadas a los conceptos equivalentes regulados en la presente ley. En particular:

a) Las referencias existentes en la normativa sectorial a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, se entenderán realizadas a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

b) Las referencias existentes en la normativa del sector eléctrico a costes permanentes y costes de diversificación y seguridad de abastecimiento se entenderán hechas a costes del sistema.

3. No obstante lo anterior, las referencias que en la normativa sectorial se hacen al régimen ordinario y al régimen especial se entenderán realizadas a la definición de dichos regímenes vigente con anterioridad a la entrada en vigor de esta ley.

Disposición transitoria segunda. *Expedientes de instalaciones eléctricas en tramitación.*

1. Los procedimientos de autorización de instalaciones eléctricas iniciados con anterioridad a la entrada en vigor de la presente ley se tramitarán hasta su resolución conforme a la legislación anterior.

2. Los procedimientos referidos en el apartado precedente seguirán siendo tramitados hasta su resolución por la Administración u organismo regulador que fuese competente con arreglo a la legislación anterior, al que corresponderá igualmente la resolución de los recursos que, en su caso, pudieran interponerse.

Disposición transitoria tercera. *Oficina de cambios de suministrador.*

La oficina de cambios de suministrador seguirá desempeñando hasta el 30 de junio de 2014 las funciones que tenía atribuidas conforme a lo dispuesto en el artículo 47 bis de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en el artículo 83 bis de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y en su normativa de desarrollo.

A partir de esta fecha, dichas funciones serán desempeñadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que tendrá acceso a las Bases de Datos de Consumidores y Puntos de Suministro de gas y de electricidad.

Disposición transitoria cuarta. *Separación jurídica de actividades.*

Las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes que a la entrada en vigor de la presente ley no cumplieran con lo dispuesto en el artículo 12 que le sea de aplicación dispondrán de un periodo de tres años desde la entrada en vigor de la presente ley para el cumplimiento de dichos requisitos.

Disposición transitoria quinta. *Particularidades de determinadas obligaciones de ingreso correspondientes a liquidaciones del régimen retributivo específico.*

1. Aquellas obligaciones de ingreso correspondientes a las liquidaciones a cuenta realizadas al amparo del apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, así como aquellas otras liquidaciones que se deriven de modificaciones o cancelaciones de inscripciones en el registro de régimen retributivo específico realizadas al amparo del segundo párrafo de la disposición transitoria sexta de esta ley, presentarán las siguientes particularidades:

a) En el supuesto de incumplimiento de una obligación de ingreso por parte de los representantes indirectos de los sujetos del sistema eléctrico a los que corresponda efectuar pagos por liquidaciones de conformidad con el artículo 18 de esta ley, esta obligación de ingreso podrá ser compensada con los derechos de cobro correspondientes al mismo sujeto representado, aunque correspondan a distintas liquidaciones y aun cuando en el momento de llevar a cabo dicha compensación tuviera otro representante. No procederá la compensación en aquellos casos en que el sujeto representado hubiera pagado al representante la cuantía correspondiente a la obligación de ingreso.

En todo caso, la compensación del derecho de cobro dejará a salvo las cantidades que corresponda percibir al representante en concepto de representación del sujeto.

b) En el supuesto de incumplimiento de una obligación de ingreso por parte de los sujetos del sistema eléctrico a los que corresponda efectuar pagos por liquidaciones, esta obligación de ingreso podrá ser compensada con los derechos de cobro correspondientes al mismo sujeto, aunque estas correspondan a distintas liquidaciones.

2. En aquellos casos en que el incumplimiento de la obligación de ingreso que corresponda a un sujeto productor o a su representante indirecto, no hubiera sido satisfecha en su totalidad de acuerdo con lo previsto en el párrafo anterior, podrá ser compensada con las cuantías correspondientes a la participación en el mercado de la energía proveniente de las instalaciones de producción de la titularidad del primero.

3. Reglamentariamente se establecerán los términos y las limitaciones de las compensaciones de las obligaciones de ingreso establecidas en esta disposición.

Disposición transitoria sexta. *Inscripción de las instalaciones en el Registro de régimen retributivo específico.*

No obstante lo establecido en el artículo 27 de esta ley, las instalaciones que a la entrada en vigor de esta ley tengan derecho a la percepción del régimen económico primado, continuarán percibiéndolo con carácter de pago a cuenta, en los términos previstos en la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Sin perjuicio de lo previsto en el artículo 27 de esta ley, reglamentariamente se establecerá el procedimiento por el cual las instalaciones que a la entrada en vigor de esta ley tengan derecho a la percepción del régimen económico primado quedarán inscritas en el registro de régimen retributivo específico y serán objeto de liquidación del régimen retributivo específico correspondiente. Del mismo modo se establecerá el procedimiento para la revisión y corrección de los datos de inscripción y, en su caso, la cancelación de la inscripción si se acreditase que la instalación no tiene derecho a la percepción de dicho régimen retributivo.

Este procedimiento garantizará, en todo caso, la audiencia al interesado, siendo el plazo máximo para dictar y notificar su resolución de un año.

Disposición transitoria séptima. *Aplicación transitoria de los artículos 38 y 42 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*

No obstante lo establecido en la disposición derogatoria única.1.a, lo previsto en los apartados 2 y 3 del artículo 38 y en los apartados 2, 3 y 4 del artículo 42 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se mantendrá vigente hasta que el artículo 33 de esta ley sea de aplicación.

Disposición transitoria octava. *Caducidades de los derechos de acceso y conexión concedidos.*

Los derechos de acceso y conexión a un punto de la red determinado ya concedidos con anterioridad a la entrada en vigor de la presente ley caducarán si concurre alguna de las siguientes circunstancias:

a) No haber obtenido autorización de explotación de la instalación de generación asociada en el mayor de los siguientes plazos:

1.º Antes de dos meses desde la finalización del estado de alarma inicial o prorrogado declarado mediante el Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo, por el que se declara el estado de alarma para la gestión de la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19. A tal efecto, no será de aplicación a esta disposición transitoria la suspensión y reanudación de plazos regulada en las disposiciones adicionales tercera y cuarta del citado Real Decreto.

2.º Cinco años desde la obtención del derecho de acceso y conexión en un punto de la red.

b) Para aquellas instalaciones de generación que, habiendo obtenido autorización de explotación, cesen en el vertido de energía a la red durante un periodo superior a tres años por causas imputables al titular distintas al cierre temporal.

Disposición transitoria novena. *Exención de la obligación establecida en el artículo 9.3 de la presente ley hasta el 31 de diciembre de 2019 para las instalaciones de cogeneración y para las instalaciones acogidas a la disposición adicional duodécima del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*

1. Las instalaciones de producción de energía eléctrica con cogeneración que a la entrada en vigor de esta ley se encontraran inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo cumpliendo los requisitos de rendimiento recogidos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y se mantengan en el cumplimiento de los mismos, quedarán exentas de la obligación dispuesta en el artículo 9.3 hasta el 31 de diciembre de 2019.

2. Los consumidores de energía eléctrica, que a la entrada en vigor de esta ley hayan sido objeto de la autorización a que hace referencia la disposición adicional duodécima del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica con anterioridad al 1 de junio de 2013, quedarán exentas de la obligación dispuesta en el apartado 2 de la disposición adicional décimo primera hasta el 31 de diciembre de 2019.

Disposición transitoria décima. *Consumidor vulnerable y bono social.*

1. Hasta que se desarrolle lo previsto en el artículo 45.1 tendrán derecho al bono social los suministros de los consumidores, que siendo personas físicas, tengan una potencia contratada inferior a 3 kW en su vivienda habitual.

También, tendrán derecho los consumidores con 60 o más años de edad que acrediten ser pensionistas del Sistema de la Seguridad Social por jubilación, incapacidad permanente y viudedad y que perciban las cuantías mínimas vigentes en cada momento para dichas

clases de pensión con respecto a los titulares con cónyuge a cargo o a los titulares sin cónyuge que viven en una unidad económica unipersonal, así como los beneficiarios de pensiones del extinguido Seguro Obligatorio de Vejez e Invalidez y de pensiones no contributivas de jubilación e invalidez mayores de 60 años.

Asimismo, tendrán derecho los consumidores que acrediten ser familias numerosas y los consumidores que acrediten formar parte de una unidad familiar que tenga todos sus miembros en situación de desempleo.

2. El procedimiento para acreditar las condiciones que dan derecho a la bonificación se regirá por lo dispuesto en la Resolución de 26 de junio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se determina el procedimiento de puesta en marcha del bono social.

3. De conformidad con la disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, y hasta que se apruebe la orden prevista en el artículo 45.4 de esta ley, el reparto del coste del bono social se realizará de conformidad con la disposición adicional cuarta de la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. Asimismo, hasta que se fije la tarifa de último recurso prevista en el artículo 45.3 resultará de aplicación lo dispuesto en la disposición adicional quinta de la citada Orden IET/843/2012, de 25 de abril.

Disposición transitoria undécima. *Aplicabilidad del artículo 33.*

Lo dispuesto en el artículo 33 será de aplicación una vez que entre en vigor el real decreto por el que se aprueben los criterios para la concesión de los permisos de acceso y conexión tal como se prevé en dicho artículo.

Disposición transitoria duodécima. *Mecanismo de otorgamiento de régimen retributivo específico para instalaciones renovables en los sistemas eléctricos no peninsulares.*

Con carácter extraordinario y hasta el 31 de diciembre de 2015, el Gobierno podrá exceptuar la aplicación del procedimiento de concurrencia competitiva previsto en el artículo 14.7.a) y c) de otorgamiento de régimen retributivo específico para determinadas tecnologías de generación renovable en los sistemas eléctricos no peninsulares, cuando su introducción suponga una reducción significativa de los costes de generación del sistema eléctrico y siempre que su puesta en servicio se produzca con anterioridad al 31 de diciembre de 2018.

Disposición transitoria decimotercera. *Procedimiento de liquidaciones.*

Hasta el desarrollo reglamentario del procedimiento general de liquidaciones de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 18.2 de la presente ley, resultará de aplicación el procedimiento regulado en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, con las siguientes particularidades:

a) Se estará a lo dispuesto en el artículo 19.3 de la presente ley a efectos de la financiación de posibles desajustes o desviaciones entre ingresos y costes.

b) Con carácter general, en las actividades con retribución regulada que correspondan a una partida de costes del sistema eléctrico, el cobro de dicha retribución se realizará con cargo a las liquidaciones provisionales de cada ejercicio para el que se hayan establecido, aplicándose a todas las actividades igual distribución en el cobro, de acuerdo al artículo 18.2 de la presente ley.

Disposición transitoria decimocuarta. *Aplicación de cargos.*

Hasta el desarrollo de la metodología de cálculo de los cargos de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 16 de la presente ley, las cantidades que deberán satisfacer los consumidores para cubrir los costes del sistema serán fijadas por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Disposición transitoria decimoquinta. *Aplicación del régimen de incompatibilidades contenido en el artículo 20.8 de esta Ley.*

Los contratos a los que se refiere el artículo 20.8 que se hayan adjudicado con anterioridad a la entrada en vigor de esta ley, así como sus ampliaciones, revisiones, modificaciones y cualesquiera otras relaciones contractuales que traigan causa o estén previstas en tales contratos y que se adjudiquen con posterioridad a la entrada en vigor de esta ley, se regirán por la normativa vigente en el momento de la celebración de los primeros, no siéndoles de aplicación el régimen de incompatibilidades previsto en dicho artículo 20.8.

Disposición transitoria decimosexta. *Financiación del extracoste de generación en los territorios insulares y extrapeninsulares.*

Los extracostes derivados de las actividades de producción de energía eléctrica en el año 2013 cuando se desarrollen en territorios insulares y extrapeninsulares de acuerdo a lo dispuesto en la Ley del Sector Eléctrico, serán financiados con cargo al sistema de liquidaciones del sector eléctrico considerándose a estos efectos como coste del sistema eléctrico del ejercicio 2013.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

1. Quedan derogados expresamente:

a) La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, salvo las disposiciones adicionales sexta, séptima, vigésima primera y vigésima tercera, y sin perjuicio de lo previsto en la disposición final tercera de la presente ley.

b) El artículo 24 del Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo.

c) La disposición adicional primera del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

d) La disposición adicional decimoquinta del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

e) Los artículos 3 y 4 del Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

f) Con efectos desde el 19 de octubre de 2013, la Ley 15/2013, de 17 de octubre, por la que se establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200.000.000 de euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

g) La disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

h) El artículo 83 bis de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

2. Asimismo, quedan derogadas todas las normas de igual o inferior rango en cuanto contradigan o se opongan a lo dispuesto en la presente ley.

Disposición final primera. *Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*

Se modifica la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que mantiene su vigencia y queda redactada en los siguientes términos:

> **«Disposición adicional vigésima primera.** *Suficiencia de los peajes de acceso y desajustes de ingresos de las actividades reguladas del sector eléctrico.*
>
> 1. Cuando por la aparición de desajustes temporales durante el año 2013 el fondo acumulado en la cuenta específica a que se refiere el Real Decreto 2017/1997,

de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, abierta en régimen de depósito arrojara un saldo negativo, éste será liquidado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o, en su caso, el órgano liquidador al que corresponda, en las liquidaciones mensuales aplicando los siguientes porcentajes de reparto:

"Iberdrola, S. A.": 35,01 por 100.
"Hidroeléctrica del Cantábrico, S. A.": 6,08 por 100.
"Endesa, S. A.": 44,16 por 100.
"EON España, S. L.": 1,00 por 100.
"GAS Natural S.D.G., S. A.": 13,75 por 100.

Las empresas tendrán derecho a recuperar las aportaciones por este concepto en las liquidaciones correspondientes a los quince años siguientes al ejercicio en que se hubieran producido. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se revisen los peajes y cargos.

Con anterioridad al 1 de diciembre de 2014, se realizará una liquidación complementaria de la liquidación provisional 14 del ejercicio 2013, incluyendo las cantidades que hasta esa fecha se hayan incorporado provenientes de las correspondientes partidas de ingresos.

El desajuste de ingresos del sistema eléctrico del ejercicio 2013 se determinará a partir de esta liquidación complementaria de dicho ejercicio.

2. Hasta el 1 de enero de 2013, las disposiciones por las que se aprueben los peajes de acceso reconocerán de forma expresa los déficit de ingresos que, en su caso, se estime que puedan producirse en las liquidaciones de las actividades reguladas en el sector eléctrico.

Asimismo, se entenderá que se producen desajustes temporales, si como resultado de las liquidaciones de las actividades reguladas en cada período, resultara un déficit de ingresos superior al previsto en la disposición por la que se aprobaron los peajes de acceso correspondientes. Dicho desajuste temporal se reconocerá de forma expresa en las disposiciones de aprobación de los peajes de acceso del período siguiente.

Cuando por la aparición de desajustes temporales, el fondo acumulado en la cuenta específica a que se refiere el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, abierta en régimen de depósito arrojara un saldo negativo, éste será liquidado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en las liquidaciones mensuales aplicando los siguientes porcentajes de reparto:

"Iberdrola, S. A.": 35,01 por 100.
"Hidroeléctrica del Cantábrico, S. A.": 6,08 por 100.
"Endesa, S. A.": 44,16 por 100.
"EON España, S. L.": 1,00 por 100.
"GAS Natural S.D.G., S. A.": 13,75 por 100.

Estos porcentajes de reparto podrán ser modificados por real decreto, cuando se produzcan desinversiones significativas que afecten a las empresas en la actividad de distribución, cuando se produzcan cambios estructurales sustanciales en la actividad de generación que así lo justifiquen o como consecuencia de inversiones o desinversiones significativas en activos de generación.

Las empresas tendrán derecho a recuperar las aportaciones por este concepto en las 14 liquidaciones correspondientes al período en que se modifiquen las tarifas de acceso para el reconocimiento de dicho desajuste temporal. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se aprueban los peajes.

3. Si el importe del desajuste temporal definido en los apartados 1 y 2 no fuera conocido en el momento de la aprobación de la disposición por la que se aprueban los peajes de acceso del período siguiente, en dicha disposición se reconocerá de forma expresa, incluyendo los intereses que pudieran devengar, los importes que, en su caso, se estimen vayan a ser financiados.

Se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas para modificar dichos importes por los realmente financiados por cada una de las empresas, cuando se disponga de la información de la liquidación 14 del ejercicio correspondiente. Para el año 2013 se tendrá en cuenta la información de la liquidación complementaria de la liquidación 14 de dicho ejercicio.

La diferencia entre los importes reconocidos con la información de la liquidación 14 y los resultantes de la liquidación definitiva del correspondiente ejercicio, tendrán la consideración de coste o ingreso liquidable del sistema del ejercicio en que se produzca. Para el año 2013 se tendrá en cuenta la información de la liquidación complementaria de la liquidación 14.

4. No obstante, para los años 2009, 2010, 2011 y 2012, el déficit de ingresos previsto en la disposición por la que se aprobaron los peajes de acceso correspondientes no será superior a 3.500 millones de euros, 3.000 millones de euros, 3.000 millones de euros y 1.500 millones de euros, respectivamente.

Asimismo, los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan en 2010, hasta una cuantía máxima de 2.500 millones de euros, y en 2012, en el importe de 4.109.213 miles de euros, tendrán la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para 2010 y 2012, respectivamente, que generará derechos de cobro que podrán ser cedidos por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, considerándose el importe para el año 2012 como definitivo a efectos de la cesión.

5. Los déficit del sistema de liquidaciones eléctrico generarán derechos de cobro consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual por peajes de acceso o cargos de los años sucesivos hasta su satisfacción. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se aprueban los peajes.

Los pagos que realice la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o, en su caso, el órgano encargado de las liquidaciones, necesarios para satisfacer los derechos de cobro tendrán consideración de costes del sistema y se recaudarán a través de los cargos establecidos de acuerdo a lo dispuesto en la presente Ley hasta su satisfacción total.

Para la financiación de dichos déficit, los derechos de cobro correspondientes se podrán ceder a un fondo de titulización que se constituirá a estos efectos y se denominará Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, según lo contemplado en la disposición adicional quinta de la Ley 3/1994, de 14 de abril, por la que se adapta la legislación española en materia de entidades de crédito a la Segunda Directiva de Coordinación Bancaria y se introducen otras modificaciones relativas al sistema financiero, siendo de aplicación lo dispuesto en el Real Decreto 926/1998, de 14 mayo, por el que se regulan los fondos de titulización de activos y las sociedades gestoras de fondos de titulización. La constitución del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico requerirá el informe previo favorable del Ministerio de Economía y Competitividad.

El activo del fondo de titulización estará constituido por:

a) Derechos de cobro generados y no cedidos a terceros por los titulares iniciales del derecho hasta 10.000 millones de euros a fecha de 31 de diciembre de 2008. El precio de cesión de dichos derechos y las condiciones de cesión de los mismos se determinará por real decreto, a propuesta conjunta de los titulares de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo y de Economía y Competitividad.

b) Los derechos de cobro a que dé lugar la financiación de los déficit generados desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2012, cuyas características, así como precio y condiciones de cesión, se establecerán por real decreto, a

propuesta conjunta de los titulares de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo y de Economía y Competitividad.

6. El pasivo del fondo de titulización estará constituido por los instrumentos financieros que se emitan a través de un procedimiento competitivo que se regulará por real decreto, a propuesta conjunta de los titulares de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo y de Economía y Competitividad.

7. La sociedad gestora del fondo de titulización será designada por la Comisión, que a estos efectos se cree, dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo que la presidirá. Dicha Comisión estará compuesta por representantes del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y del Ministerio de Economía y Competitividad. En atención a la naturaleza de la función asignada a la Comisión, esta podrá contar con el asesoramiento técnico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y de la Comisión Nacional del Mercado de Valores por las especiales condiciones de experiencia y conocimientos que concurren en tales organismos.

La designación, por la Comisión, de la sociedad gestora deberá realizarse de acuerdo a los principios de objetividad, transparencia y publicidad, y entre sociedades gestoras que cuenten con profesionales de reconocida y probada experiencia en la materia.

En su organización y funcionamiento, la Comisión se regirá por lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, y reglamentariamente se establecerá su composición en cuanto a número de miembros y rango jerárquico.

La extinción de esta Comisión se producirá automáticamente una vez alcanzado el fin para el que fue creada.

8. Asimismo, para cubrir eventuales desfases de tesorería entre ingresos y pagos del fondo de titulización, por acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se podrá constituir una línea de crédito en condiciones de mercado.

9. Al amparo de lo establecido en el artículo 114 de la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria, se autoriza a la Administración General del Estado, hasta el 31 de diciembre de 2013, a otorgar avales en garantía de las obligaciones económicas exigibles al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, derivadas de las emisiones de instrumentos financieros que realice dicho Fondo con cargo a los derechos de cobro que constituyan el activo del mismo:

Los importes máximos para el otorgamiento de los avales a que se refiere el apartado serán los que determinen las correspondientes leyes de presupuestos generales del Estado.

El otorgamiento de los avales deberá ser acordado por el titular del Ministerio competente para el otorgamiento de los avales en garantía de las obligaciones económicas exigibles al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, de acuerdo con lo establecido en la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria y sólo podrá efectuarse una vez constituido el fondo.

De producirse la ejecución del aval frente a la Administración General del Estado, ésta se subrogará, respecto de los importes ejecutados por cualquier concepto, en todos los derechos y acciones que tuvieran reconocidos los acreedores frente al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.

En el caso de ejecución de los avales a que se refiere este apartado, se autoriza a la Secretaría General del Tesoro y Política Financiera para que pueda efectuar los pagos correspondientes a la ejecución de los avales mediante operaciones de tesorería con cargo al concepto específico que se fije a tal fin. Con posterioridad a la realización de dichos pagos, la Secretaría General del Tesoro y Política Financiera procederá a la aplicación definitiva al presupuesto de gastos de los pagos realizados en el ejercicio, salvo los efectuados en el mes de diciembre, que se aplicarán al presupuesto de gastos en el primer trimestre del año siguiente.»

Disposición final segunda. *Carácter básico y título competencial.*

1. La presente ley tiene carácter básico, de acuerdo con lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución.

2. Se excluyen de este carácter básico las referencias a los procedimientos administrativos, que serán regulados por la Administración Pública competente, ajustándose en todo caso a lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común. En todo caso, tiene carácter básico lo dispuesto sobre los efectos de la falta de notificación de resolución expresa en la disposición adicional tercera.

3. Los preceptos del título IX, relativos a expropiación forzosa y servidumbres, son de aplicación general al amparo de lo previsto en el artículo 149.1.8.ª y 18.ª de la Constitución.

4. Las instalaciones a que se refiere el artículo 149.1.22.ª de la Constitución se regirán por lo dispuesto en esta ley y en sus disposiciones de desarrollo.

Disposición final tercera. *Nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen económico primado.*

1. De acuerdo con lo establecido en la disposición final segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, el Gobierno, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, aprobará un real decreto de regulación del régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado real decreto-ley.

2. Tal y como allí se dispone, este nuevo modelo se ajustará a los criterios previstos en el artículo 30 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en la redacción que le fue dada por el citado real decreto-ley, y será de aplicación desde la entrada en vigor del mismo.

No obstante lo anterior, el régimen retributivo específico que se establezca para las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica adjudicatarias del régimen previsto en la disposición adicional tercera del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, estará compuesto por un único término a la operación cuyo valor será el resultante de la oferta económica para las que resultaran adjudicatarias.

3. En los términos previstos en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, para el establecimiento de ese nuevo régimen retributivo la rentabilidad razonable a lo largo de toda la vida regulatoria de la instalación girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básicos, todo ello, sin perjuicio de su ulterior revisión en los términos legalmente previstos.

4. En ningún caso podrá resultar de dicho nuevo modelo retributivo la reclamación de las retribuciones percibidas por la energía producida con anterioridad al 14 de julio de 2013, incluso si se constatase que en dicha fecha pudiera haberse superado dicha rentabilidad.

5. La revisión de los parámetros de retribución se realizará, en todo caso, con arreglo a lo dispuesto en el artículo 14.4 de esta ley.

6. Se habilita al Gobierno al objeto de que todas aquellas instalaciones de generación cuya titularidad sea de comunidades energéticas, entendiendo estas como organizaciones sin ánimo de lucro, personas físicas, o pequeñas y medianas empresas cuyos accionistas o miembros mayoritarios sean personas físicas, entes locales o provinciales, o igualmente otras pequeñas y medianas empresas, puedan tener un especial tratamiento retributivo como vehículo imprescindible para su necesaria permanencia en el mercado de generación.

Disposición final tercera bis. *Rentabilidad razonable de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.*

1. Excepcionalmente, para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable fijada para el primer periodo regulatorio, no podrá ser revisado durante los dos periodos regulatorios que se sucedan, de manera consecutiva, a partir del 1 de enero de 2020.

2. Estas instalaciones podrán renunciar a la aplicación de lo previsto en el apartado anterior, debiendo manifestar su renuncia de manera fehaciente ante la Dirección General de Política Energética y Minas antes del 1 de abril de 2020. En este caso, para el cálculo de la retribución que les corresponda percibir se tendrá en cuenta, con efectos desde el día de inicio del período regulatorio, el valor de la rentabilidad razonable que se fije para cada periodo regulatorio de conformidad con lo dispuesto en el artículo 14 de esta ley.

3. La medida prevista en el apartado 1 no será de aplicación cuando sobre la rentabilidad de estas instalaciones se inicie o se haya iniciado previamente un procedimiento arbitral o judicial fundado en la modificación del régimen retributivo especial operado con posterioridad al Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, incluyendo las derivadas de la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y de sus normas de desarrollo.

No obstante, podrán acogerse al régimen excepcional del apartado 1 de esta disposición las instalaciones antes mencionadas cuando se acredite ante la Dirección General de Política Energética y Minas antes del 30 de septiembre de 2020, la terminación anticipada del procedimiento arbitral o judicial y la renuncia fehaciente a su reinicio o a su continuación, o la renuncia a la percepción de indemnización o compensación que haya sido reconocida como consecuencia de tales procedimientos.

4. A los efectos de esta disposición:

a) Se entenderá que en los procedimientos arbitrales se incluyen aquellos que, al amparo de Tratados internacionales en los que el Reino de España sea parte, se inicien o se hayan iniciado y se fundamenten en las modificaciones del régimen retributivo especial de las instalaciones de producción energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos operadas con posterioridad al Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, incluyendo las derivadas de la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y de sus normas de desarrollo.

b) Sin carácter limitativo, se entienden comprendidos en los procedimientos arbitrales y judiciales señalados en esta disposición:

1.º Los procedimientos planteados por el titular, directo o indirecto, de la instalación. En el caso de ser varios los titulares, los que se hayan planteado por cualquiera de ellos. La aplicación de lo dispuesto en el apartado 3 de esta disposición a estos procedimientos no quedará afectada por el hecho de que, con posterioridad al inicio del procedimiento, se hayan transmitido la totalidad o parte de las instalaciones a un tercero, reservándose el transmitente los derechos que pudieran reconocerse en el procedimiento arbitral o judicial.

2.º Los procedimientos planteados por quienes pretendan hacer valer sus derechos como consecuencia de ser titulares de una inversión en relación con esas instalaciones en los términos del Tratado respectivo.

3.º Los procedimientos planteados por terceros en virtud de cesión, subrogación, sucesión procesal y cualesquiera otro título jurídico de efecto análogo o equivalente, y en los que la pretensión resarcitoria se fundamente en la modificación del régimen retributivo especial de esas instalaciones operada con posterioridad al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, incluyendo las derivadas de la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y de sus normas de desarrollo.

5. En el caso de que se constate que, respecto de alguna de las instalaciones acogidas al apartado 1 de esta disposición, se ha percibido la indemnización o compensación referida en el apartado 3, por la Dirección General de Política Energética y Minas se acordará la

revocación del régimen retributivo excepcional previsto en el apartado 1 con efectos desde el 1 de octubre de 2020. A tal efecto, el órgano encargado de las liquidaciones detraerá, de la retribución que corresponda percibir a la instalación, la cantidad a que ascienda la diferencia entre la retribución que haya sido abonada y la que hubiese correspondido percibir de conformidad con el valor actualizado de la tasa de rentabilidad razonable del periodo regulatorio correspondiente.

Reglamentariamente el Gobierno establecerá el procedimiento para practicar la detracción a que se refiere el párrafo anterior.

Disposición final cuarta. *Habilitación normativa.*

1. Se habilita al Gobierno para que, en el ámbito de sus competencias, dicte las disposiciones reglamentarias necesarias para el desarrollo y aplicación de esta ley.

2. En particular, se autoriza al Gobierno para modificar la indexación de la retribución de las diferentes actividades reguladas del sector eléctrico.

Disposición final quinta. *Modificación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.*

La disposición transitoria tercera.2 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, queda redactada como sigue:

> «2. El organismo encargado de la liquidación abonará, con carácter de pago a cuenta, los conceptos liquidables devengados por las instalaciones de régimen especial, y aquellas de régimen ordinario con régimen retributivo primado al amparo de Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en aplicación de lo previsto en los referidos reales decretos.
>
> Los derechos de cobro u obligaciones de pago resultantes de la aplicación de la metodología que se establezca en virtud de lo previsto en la disposición final segunda, a la energía producida desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta la entrada en vigor de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo régimen retributivo, serán liquidados por el organismo encargado de las mismas en las nueve liquidaciones a partir de la fecha que reglamentariamente se establezca, sin perjuicio de lo establecido en el párrafo siguiente.
>
> No obstante lo anterior, reglamentariamente se podrá establecer un límite máximo a las obligaciones de ingreso que se deriven de la aplicación de este apartado. La aplicación del límite anteriormente citado podrá dar lugar a que el ajuste se realice en más de nueve liquidaciones.
>
> Estas cantidades tendrán la consideración de coste o ingreso liquidable del sistema, según proceda, a los efectos previstos en el procedimiento de liquidación de los costes del sistema eléctrico.»

Disposición final quinta bis. *Contratos de acceso a las redes de transporte y distribución eléctrica para regadíos.*

Las condiciones particulares de aplicación a contratos de acceso para regadío serán las siguientes:

En los términos que reglamentariamente se determinen, el contrato de acceso para regadío contemplará la posibilidad de disponer de dos potencias diferentes a lo largo de 12 meses, en función de la necesidad de suministro para esta actividad. Los precios del término de potencia no surtirán incremento alguno respecto de las tarifas de aplicación, siempre que la fijación así establecida sea consistente con la seguridad y la sostenibilidad económica y financiera del sistema recogido en el artículo 13 de la ley 24/2013, de 26 de diciembre, así como con la normativa comunitaria de aplicación.

Disposición final sexta. *Entrada en vigor.*

La presente ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Autorización administrativa de implantación

Las instalaciones móviles deberán contar con una autorización administrativa de implantación de la misma en un lugar concreto. Para la obtención de dicha autorización administrativa, el solicitante presentará un proyecto de ejecución y un proyecto de implantación ante el órgano competente, así como un informe sobre dicho proyecto del Ayuntamiento donde se pretenda ubicar la instalación. Esta resolución de autorización administrativa de implantación será emitida en el plazo de tres meses desde que sea presentada la documentación reseñada por la administración competente para dictar la autorización administrativa de implantación.

Con carácter excepcional y ante casos de emergencia, la administración competente para dictar la autorización administrativa de implantación podrá autorizar provisionalmente la implantación de una instalación eléctrica móvil con el fin de garantizar el suministro en una determinada zona durante el tiempo estrictamente necesario hasta la obtención de la autorización de implantación. En todo caso, este periodo no podrá ser superior a un año. Dicha autorización deberá ser comunicada al municipio en el cual se implante la instalación.

§ 9

Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 252, de 17 de octubre de 2014
Última modificación: 11 de enero de 2023
Referencia: BOE-A-2014-10517

[. . .]

TÍTULO III

Medidas urgentes en el ámbito energético

[. . .]

CAPÍTULO IV

Medidas en materia de eficiencia energética

Sección 1.ª Sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética

Artículo 69. *Creación de un sistema nacional de obligaciones.*

1. Se crea el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética, en virtud del cual se asignará a las empresas comercializadoras de gas y electricidad, a los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y a los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor, en adelante, sujetos obligados del sistema de obligaciones, una cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional, denominada obligaciones de ahorro.

Las obligaciones de ahorro resultantes equivaldrán, de forma agregada para el periodo de duración del sistema, al objetivo asignado a España por el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, el cual ha sido modificado mediante la Directiva (UE) 2018/2002, de 11 de diciembre de 2018, una vez deducidos los ahorros provenientes de las medidas alternativas contempladas en el artículo 7 ter de la citada Directiva.

2. El periodo de duración del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética comprenderá desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, hasta el 31 de diciembre de 2030.

3. A efectos de verificar la trayectoria hacia el cumplimiento de los objetivos asignados a España se podrá llevar a cabo una revisión del sistema para los periodos comprendidos entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2020, entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2025 y, entre el 1 de enero de 2026 y el 31 de diciembre de 2030.

Artículo 70. *Cálculo de las obligaciones de ahorro individuales de los sujetos obligados.*

1. El objetivo de ahorro energético anual, las cuotas u obligaciones de ahorro correspondientes a cada uno de los sujetos obligados y su equivalencia financiera serán fijados anualmente mediante orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

El objetivo de ahorro energético anual de cada sujeto obligado se calculará multiplicando las ventas de energía correspondientes a cada uno de los citados sujetos en el año n-2 (siendo n el año de referencia de la obligación), por el resultado de dividir el objetivo de ahorro anual promedio del periodo 2015-2020, entre el volumen de ventas anual promedio del conjunto de todos los sujetos obligados considerado en las correspondientes órdenes ministeriales publicadas por las que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en dicho período, multiplicado por un factor, que podrá variar a lo largo del periodo 2021-2030, de manera que se logre la consecución del objetivo de ahorro de energía final establecido en el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE, modificada por la Directiva (UE) 2018/2002, en el periodo 2021-2030.

Es decir, el objetivo anual de ahorro energético correspondiente a cada uno de los sujetos obligados se calculará de la siguiente manera:

$$Ventas\ de\ energía\ del\ sujeto\ obligado\ (año\ n-2) x \left(\frac{Promedio\ del\ objetivo\ de\ ahorro\ anual\ 2015-2020}{Promedio\ del\ volumen\ de\ ventas\ de\ todos\ los\ sujetos\ obligados\ 2015-2020}\right) x\ C$$

Donde:

Las ventas de energía relativas a cada sujeto obligado, indicadas en el párrafo anterior, se corresponden con:

En el caso de las comercializadoras de gas y electricidad, con el volumen de sus ventas de energía final a nivel nacional a consumidores finales, teniendo en cuenta el conjunto de su actividad, expresadas en GWh, durante el segundo año anterior al periodo anual de la obligación.

En el caso de los operadores al por mayor de productos petrolíferos y gases licuados del petróleo, con el volumen de sus ventas de energía final a nivel nacional para su posterior distribución al por menor, y a consumidores finales teniendo en cuenta el conjunto de su actividad, expresadas en GWh, durante el segundo año anterior al periodo anual de la obligación.

El coeficiente C será proporcional al aumento del objetivo de ahorro anual necesario para cumplir con lo establecido en el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE, modificada por la Directiva (UE) 2018/2002, en el periodo 2021-2030.

La suma de las obligaciones anuales de ahorro de todos los sujetos obligados será igual al objetivo de ahorro energético anual establecido por la orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. En ningún caso, la suma de las obligaciones anuales de ahorro de todos los sujetos obligados podrá superar el objetivo acumulado de ahorro de energía final anualizado establecido para España por el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE, modificado por la Directiva (UE) 2018/2002, en el período 2021-2030.

En caso de que un sujeto obligado cause baja como comercializador u operador al por mayor en el año de cumplimiento de la obligación, será considerado sujeto obligado a los efectos de la presente Ley, por todo el periodo anual de obligación que corresponda. A estos efectos, el sujeto obligado deberá acreditar ante la Dirección General de Política Energética y Minas su baja en la actividad, quien lo comunicará al órgano gestor del Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

Para determinar la cuantía correspondiente para cada sujeto obligado se incluirán los ajustes, en sentido positivo o negativo, que se deriven de la corrección de los datos de ventas suministrados por los sujetos obligados sobre los fijados en la correspondiente orden ministerial del año anterior para el que se establece la obligación.

2. A estos efectos, los sujetos obligados deberán remitir anualmente, antes del 30 de junio, a la Dirección General de Política Energética y Minas los datos de ventas de energía correspondientes al año anterior, expresados en GWh.

Artículo 71. *Cumplimiento de las obligaciones y Certificados de Ahorro Energético.*

1. Para hacer efectivo el cumplimiento de las obligaciones anuales de ahorro energético, los sujetos obligados deberán realizar una contribución financiera anual al Fondo Nacional de Eficiencia Energética al que se refiere el artículo siguiente, por el importe resultante de multiplicar su obligación de ahorro anual por la equivalencia financiera que se establezca.

Dicha obligación financiera habrá de ingresarse por trimestres completos en cuatro partes iguales, y ello no más tarde del 31 de marzo, 30 de junio, 30 de septiembre y 31 de diciembre de cada año, a excepción del último año de obligación en el que la citada obligación financiera habrá de ingresarse en dos partes iguales, y ello no más tarde del 31 de marzo y 30 de junio.

Por orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se determinará la equivalencia financiera con base en el coste medio estimado para movilizar las inversiones en todos los sectores de actuaciones necesarias para alcanzar el objetivo anual de ahorro.

2. Alternativamente, y en los términos que reglamentariamente por el Gobierno se regulen, se podrá establecer un mecanismo de acreditación de la consecución de una cantidad de ahorro energético equivalente al cumplimiento de las obligaciones del sistema. Este mecanismo se basará en la presentación de Certificados de Ahorro energético (CAE) que resulten de la realización de las actuaciones de eficiencia energética.

3. La inspección y tramitación de los procedimientos sancionadores derivados del incumplimiento de las obligaciones establecidas en el la presente Ley y en sus disposiciones de desarrollo en relación al sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética le corresponderá al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Artículo 72. *Fondo Nacional de Eficiencia Energética.*

1. Se crea el Fondo Nacional de Eficiencia Energética, fondo carente de personalidad jurídica, cuya finalidad será financiar las iniciativas nacionales de eficiencia energética, en cumplimiento del artículo 20 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, modificada por la Directiva (UE) 2018/2002.

2. El Fondo Nacional de Eficiencia Energética se dedicará a la financiación de mecanismos de apoyo económico, financiero, asistencia técnica, formación, información, u otras medidas con el fin de aumentar la eficiencia energética en diferentes sectores, de forma que contribuyan en su conjunto a alcanzar el objetivo de ahorro de energía nacional previsto en el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, modificada por la Directiva (UE) 2018/2002.

3. Podrán atenderse con cargo a las dotaciones del Fondo todos los gastos que ocasione la gestión del Sistema Nacional de Ahorro de Energía. A estos efectos, también se considerarán gastos de gestión, entre otros, la elaboración de estudios e informes, las asistencias técnicas para la definición de las medidas de actuación, así como para la medición, control y verificación del cumplimiento de los objetivos.

Artículo 73. *Organización, gestión y control del Fondo.*

1. El Fondo Nacional de Eficiencia Energética estará adscrito al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a través de la Secretaría de Estado de Energía.

2. La gestión del Fondo se asigna al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

3. La supervisión y control del Fondo corresponderá a un Comité de Seguimiento y Control adscrito al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a través de

la Secretaría de Estado de Energía que bajo la presidencia de su titular estará compuesto por los titulares de:

a) La Dirección General de Política Energética y Minas.
b) La Dirección General del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P.
c) La Oficina Española del Cambio Climático
d) El Departamento de Asuntos Económicos y G20 del Gabinete de la Presidencia del Gobierno.
e) Un representante con rango de Director General de los siguientes departamentos ministeriales:

1.º Ministerio de Hacienda.
2.º Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana.
3.º Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital.

El secretario del Comité será designado por el Presidente, entre funcionarios de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico con rango de Subdirector General. El Gobierno, mediante real decreto, podrá modificar la composición del Comité.

4. Las funciones de dicho Comité serán las siguientes:

a) Velar por el cumplimiento de la correcta aplicación de los recursos del Fondo de conformidad con las directrices establecidas sobre medidas para la promoción de ahorro y eficiencia energética en los distintos sectores de actividad.
b) Realizar el seguimiento de las inversiones financieras comprobando el cumplimiento de los principios de seguridad, rentabilidad y liquidez.
c) Formular informes al menos semestralmente sobre la ejecución de las actividades con cargo al Fondo.
d) Elaborar el informe anual a efectos del control financiero. El Comité podrá acordar solicitar este informe a la Intervención General de la Administración General del Estado. En el caso, en que el Fondo esté dotado mayoritariamente por aportaciones procedentes de Presupuestos Generales del Estado se solicitará en todo caso, informe de auditoría a la Intervención General de la Administración General del Estado.

Artículo 74. *Dotación económica del Fondo Nacional de Eficiencia Energética.*

1. El Fondo estará dotado con:

Los recursos provenientes de fondos estructurales comunitarios FEDER como consecuencia de la cofinanciación de actuaciones ejecutadas con los recursos del Fondo.
Las aportaciones de los sujetos obligados por el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética en concepto de cumplimiento o liquidación de sus obligaciones de ahorro durante el periodo comprendido desde el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2030.
Otras aportaciones que se consignen en los Presupuestos Generales del Estado.
Los recursos (importes) para financiar nuevas operaciones procedentes de las devoluciones que retornen o se recuperen por principal e intereses devengados y cobrados de préstamos concedidos en concepto de financiación de las actuaciones individuales ejecutadas en aplicación de las medidas de actuación, así como aquellas otras cantidades que eventualmente pudieran ser ingresadas en la tesorería del fondo como consecuencia de un procedimiento de reintegro por incumplimiento por el beneficiario de las condiciones de las ayudas concedidas.
Cualquier otro recurso destinado a financiar actuaciones que tengan como objetivo implementar medidas de ahorro y eficiencia energética, así como los remanentes de aportaciones, si los hubiere, de anteriores ejercicios.

2. Las aportaciones para la dotación del Fondo se ingresarán en la cuenta específica que el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía abrirá en régimen de depósito y que será identificada mediante su publicación en su página web.

Artículo 75. *Obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia en 2014.*

1. Para el año 2014 se establece un objetivo de ahorro agregado de 131 kteps o 1.523,26 GWh.

La equivalencia financiera se establece para el año 2014 en 0,789728 millones de euros por ktep ahorrado o 67.916,58 euros por GWh ahorrado.

2. Los sujetos obligados deberán hacer efectiva su contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética antes del 15 de octubre de 2014 por la cuantía resultante de aplicar dicho coeficiente a sus cuotas de ahorro que resultan de la cuota anual respectiva de las cifras de ventas de energía a clientes finales, en volumen, comunicadas para el año 2012, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha de 25 de noviembre de 2013.

3. Excepcionalmente y únicamente para 2014 no estarán obligados a contribuir al Fondo Nacional de Eficiencia Energética aquellos sujetos obligados con un volumen de ventas finales en 2012 igual o inferior a 5 kteps.

4. Los sujetos obligados, cuotas respectivas, obligaciones de ahorro y su equivalencia financiera para el período de aplicación correspondiente al año 2014, resultantes de aplicar los criterios anteriormente señalados, se establecen con carácter definitivo en el anexo XII de esta Ley.

5. Los sujetos obligados para el año 2014 incluidos en el anexo XII, y aquellos que resulten obligados de acuerdo con el artículo 69 de esta Ley deberán remitir antes del 30 de septiembre de 2014 a la Dirección General de Política Energética y Minas los datos de ventas de energía correspondientes al año 2012, expresados en GWh.

En caso de que un sujeto obligado hubiese iniciado su actividad de ventas de energía final a nivel nacional durante el año 2012, deberá remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas la previsión de ventas de energía final para el año 2014, expresada en GWh.

Las variaciones que se deriven de los datos suministrados relativos a los sujetos obligados, porcentajes, ventas y demás variables, y los fijados conforme al apartado 2 de este artículo, podrán tenerse en cuenta, en sentido positivo o negativo, para determinar la cuantía correspondiente para cada sujeto obligado en el año 2015 o para reconocer los derechos de cobro que, en su caso, correspondan.

Sección 2.ª Otras medidas en materia de eficiencia

Artículo 76. *Seguro de responsabilidad civil por parte de los proveedores de servicios energéticos.*

Los proveedores de servicios energéticos deberán tener suscrito un seguro de responsabilidad civil u otra garantía financiera que cubra los riesgos que puedan derivarse de sus actuaciones, teniendo en cuenta que pueden gestionar actuaciones de cierto riesgo como, entre otras, la ejecución y gestión de proyectos de ahorro y eficiencia energética en el sector industrial y el sector de la edificación.

La cuantía mínima de la garantía se establecerá mediante real decreto.

Sección 3.ª Régimen de infracciones y sanciones en materia de eficiencia energética

Artículo 77. *Responsables.*

Las personas físicas o jurídicas que realicen por acción u omisión hechos constitutivos de infracción, aún a título de simple inobservancia, incurrirán en responsabilidad administrativa conforme a lo que se establece en este capítulo, sin perjuicio de la responsabilidad exigible en vía penal, civil o de otro orden a que pudieran dar lugar.

No eximirá de responsabilidad que las personas que hayan cometido las infracciones estén integradas en asociaciones temporales de empresa, agrupaciones de interés económico o comunidades de bienes sin personalidad.

Artículo 78. *Infracciones.*

1. Constituyen infracciones administrativas las acciones y omisiones en materia de eficiencia energética que se tipifican como tales en este Capítulo.

2. En ningún caso podrá imponerse una doble sanción administrativa por los hechos que hayan sido sancionados, en los casos en que se aprecie identidad del sujeto, hecho y fundamento.

Artículo 79. *Infracciones en el ámbito del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética.*

1. Constituyen infracciones muy graves en el ámbito del sistema de obligaciones de eficiencia energética las siguientes:

a) Dejar de ingresar la totalidad de la cuantía anual que corresponda al Fondo Nacional de Eficiencia Energética dentro del periodo de la obligación cuando la contribución anual sea superior a 5 millones de euros.

b) Dejar de aportar los certificados de ahorro energético que corresponda para justificar el cumplimiento de la obligación de ahorro al gestor del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética cuando la obligación anual supere los 70 GWh.

c) La obtención de un certificado de ahorro energético mediante la aportación de documentación falsa.

d) El falseamiento u ocultación de datos sobre las ventas de energía o de cualquier otra información que se solicite por la Administración.

e) La obtención de la condición de sujeto acreditado en el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética mediante la aportación de documentación falsa.

f) El incumplimiento por los sujetos acreditados de la obligación de mantener la vigencia del contrato de seguro de responsabilidad civil o garantía financiera que cubra los riesgos que puedan derivarse de sus actuaciones.

2. Constituyen infracciones graves en el ámbito del sistema de obligaciones de eficiencia energética las siguientes:

a) Dejar de ingresar la cuantía anual que corresponda al Fondo Nacional de Eficiencia Energética dentro del periodo de la obligación cuando la contribución anual sea superior a 500.000 euros e inferior a 5 millones de euros.

b) Dejar de aportar los certificados de ahorro energético que corresponda para justificar el cumplimiento de la obligación de ahorro al gestor del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética cuando la obligación anual supere los 7 GWh y no supere 70 GWh.

c) La obtención de un certificado de ahorro energético mediante la aportación de documentación inexacta cuando haya supuesto un beneficio económico al sujeto acreditado.

d) La comunicación de datos inexactos sobre las ventas de energía o de cualquier otra información que se solicite por la Administración, cuando suponga un beneficio para el infractor.

e) El retraso en la comunicación de los datos sobre las ventas de energía o de cualquier otra información que se solicite por la Administración, que impida la determinación de las obligaciones de ahorro.

3. Constituyen infracciones leves en el ámbito del sistema de obligaciones de eficiencia energética las siguientes:

a) Dejar de ingresar la cuantía anual que corresponda al Fondo Nacional de Eficiencia Energética dentro del periodo de la obligación cuando la contribución anual sea igual o inferior a 500.000 euros.

b) Dejar de aportar los certificados de ahorro energético que corresponda para justificar el cumplimiento de la obligación de ahorro al gestor del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética cuando la obligación anual sea igual o inferior a 7 GWh.

c) La obtención de un certificado de ahorro energético mediante la aportación de documentación inexacta cuando no haya supuesto un beneficio económico al sujeto acreditado.

d) La comunicación de datos inexactos sobre las ventas de energía o de cualquier otra información que se solicite por la Administración, cuando no suponga un beneficio para el infractor.

e) El retraso en la comunicación de los datos sobre las ventas de energía o de cualquier otra información que se solicite por la Administración, que dificulte, aunque no impida, la determinación de las obligaciones de ahorro. A estos efectos, la prescripción de la infracción a la que se refiere el artículo 83 empezará a contarse a partir del día siguiente al de la publicación en el Boletín Oficial del Estado de la correspondiente orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a la que se refiere el artículo 70.

f) Cualquier otro incumplimiento de los deberes y obligaciones derivados del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética que no constituya infracción muy grave o grave.

Artículo 80. *Infracciones en materia de auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos, promoción de la eficiencia del suministro de energía y contabilización de consumos energéticos.*

1. Constituyen infracciones muy graves en materia de auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos, promoción de la eficiencia del suministro de energía y contabilización de consumos energéticos las siguientes:

a) La no realización de la auditoría energética en el plazo legal o reglamentariamente establecido.

b) La acreditación como proveedor de servicios energéticos o auditor energético mediante la aportación de documentación falsa.

c) El incumplimiento por parte de los proveedores de servicios energéticos de la obligación de mantener la vigencia del contrato de seguro de responsabilidad civil o garantía financiera que cubra los riesgos que puedan derivarse de sus actuaciones.

2. Constituyen infracciones graves en materia de auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos, promoción de la eficiencia del suministro de energía y contabilización de consumos energéticos las siguientes:

a) La realización de la auditoría energética sin que su contenido alcance la exigencia y criterios mínimos establecidos legal o reglamentariamente.

b) El incumplimiento de la obligación de realizar los análisis de costes y beneficios en los casos establecidos en la promoción de la eficiencia energética en la producción y uso del calor y del frío.

c) No cumplir con la obligación de instalar contadores de consumo (de calor, frío y/o agua caliente sanitaria) individuales o soluciones alternativas siempre que sea económica y/o técnicamente viable.

d) El ejercicio de la actividad de proveedor de servicios sin cumplir con los requisitos exigidos legal o reglamentariamente.

e) El ejercicio de la actividad de auditor energético sin cumplir con los requisitos exigidos legal o reglamentariamente.

3. Constituyen infracciones leves en materia de auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos, promoción de la eficiencia del suministro de energía y contabilización de consumos energéticos las siguientes:

a) No comunicar la realización de la auditoría al órgano competente correspondiente para su posterior inclusión en el Registro Administrativo de Auditorías Energéticas.

b) Cualquier otro incumplimiento de los deberes y obligaciones establecidos en materia de auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos, promoción de la eficiencia del suministro de energía y contabilización de consumos energéticos que no constituya infracción muy grave o grave.

Artículo 81. *Sanciones por las infracciones tipificadas en el ámbito del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética.*

1. Las infracciones establecidas en el ámbito del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética serán sancionadas del modo siguiente:

a) Por la comisión de las infracciones muy graves se impondrá al infractor multa por importe no inferior a 6.000.001 euros ni superior a 60.000.000 de euros.
b) Por la comisión de infracciones graves se impondrá al infractor multa por importe no inferior a 600.001 euros ni superior a 6.000.000 de euros.
c) Por la comisión de infracciones leves se impondrá al infractor una multa por importe de hasta 600.000 euros.

2. Las infracciones muy graves podrán ser sancionadas, además de con la multa correspondiente, con la pérdida o la imposibilidad de la adquisición de la condición de sujeto acreditado del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética por un periodo no inferior a dos años ni superior a cinco años en función de las circunstancias concurrentes.
Las infracciones graves además de la multa correspondiente podrán ser sancionadas con la pérdida o la imposibilidad de la adquisición de la condición de sujeto acreditado del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética por un periodo no inferior a un año ni superior a dos en función de las circunstancias concurrentes.
3. En cualquier caso la cuantía de la sanción no podrá superar el 10 por ciento del importe anual de la cifra de negocios del sujeto infractor, o el 10 por ciento del importe neto anual de la cifra de negocios consolidada de la sociedad matriz del grupo al que pertenezca dicha empresa, según los casos.
4. Si, en razón de las circunstancias concurrentes, se apreciara una cualificada disminución de la culpabilidad del infractor o de la antijuridicidad del hecho, o si atendida la situación económica del infractor debidamente acreditada, la sanción resultase manifiestamente desproporcionada, el órgano sancionador podrá determinar la cuantía de la sanción aplicando la escala correspondiente a la clase o clases de infracciones que precedan en gravedad a aquella en que se integra la considerada en el caso de que se trate.
5. En todo caso, la cuantía específica de la sanción a imponer por la comisión de cada infracción se graduará, dentro de los límites indicados, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

a) La importancia del daño o deterioro causado.
b) El grado de participación en la acción u omisión tipificada como infracción y el beneficio obtenido de la misma.
c) La intencionalidad en la comisión de la infracción y la reiteración en la misma.
d) La reincidencia por comisión en el término de un año de más de una infracción de la misma entidad cuando así haya sido declarado por resolución firme en vía administrativa.
e) Cualquier otra circunstancia que pueda incidir en el mayor o menor grado de reprobabilidad de la infracción.
f) La duración del retraso en el cumplimiento de las obligaciones.

Artículo 82. *Sanciones por las infracciones tipificadas en materia de auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos, promoción de la eficiencia del suministro de energía y contabilización de consumos energéticos.*

1. En la imposición de las sanciones tipificadas, en materia de auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos, promoción de la eficiencia del suministro de energía y contabilización de consumos energéticos, se deberá guardar la debida adecuación entre la gravedad del hecho constitutivo de la infracción y la sanción aplicada según el siguiente baremo:

a) Las infracciones muy graves se sancionarán con multa de 10.001 a 60.000 euros.
b) Las infracciones graves se sancionarán con multa de 1.001 a 10.000 euros.
c) Las infracciones leves se sancionarán con multa de 300 a 1.000 euros.

2. No obstante, cuando de la infracción sancionable se haya derivado perjuicio para terceros, para las Administraciones Públicas o para el medioambiente, o lucro para el infractor, los importes anteriores se elevarán de la forma siguiente:

a) Las infracciones muy graves se sancionarán como mínimo con 30.000 euros o, si el perjuicio causado o el lucro obtenido fuera mayor, con el importe estimado de los daños ocasionados o el lucro obtenido y, como máximo, con la cifra resultante de multiplicar por 2 el importe estimado de los daños ocasionados o el lucro obtenido con el límite máximo de 100.000 euros.

b) Las infracciones graves se sancionarán como mínimo con 3.000 euros o, si el perjuicio causado o el lucro obtenido fuera mayor, con el importe estimado de los daños ocasionados o el lucro obtenido y, como máximo, con la cifra resultante de multiplicar por 1,5 el importe estimado de los daños ocasionados o el lucro obtenido con el límite máximo de 30.000 euros.

c) Las infracciones leves se sancionarán como mínimo con 600 euros o, si el perjuicio causado o el lucro obtenido fuera mayor, con el importe estimado de los daños ocasionados o el lucro obtenido con el límite máximo de 3.000 euros.

3. En todo caso, la cuantía específica de la sanción a imponer por la comisión de cada infracción se graduará, dentro de los límites indicados, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

a) La importancia del daño o deterioro causado.

b) El grado de participación en la acción u omisión tipificada como infracción y el beneficio obtenido de la misma.

c) La intencionalidad en la comisión de la infracción y la reiteración en la misma.

d) La reincidencia por comisión en el término de un año de más de una infracción de la misma entidad cuando así haya sido declarado por resolución firme en vía administrativa.

e) Cualquier otra circunstancia que pueda incidir en el mayor o menor grado de reprobabilidad de la infracción.

f) La duración del retraso en el cumplimiento de las obligaciones.

4. Las infracciones muy graves podrán ser sancionadas, además de con la multa correspondiente, con la inhabilitación para el ejercicio de la actividad por un periodo no inferior a dos años ni superior a cinco años en función de las circunstancias concurrentes.

Las infracciones graves además de la multa correspondiente podrán ser sancionadas con la inhabilitación para el ejercicio de la actividad por un periodo no inferior a un año ni superior a dos en función de las circunstancias concurrentes.

Artículo 83. *Prescripción de infracciones y sanciones.*

1. El plazo de prescripción de las infracciones previstas en este capítulo será de tres años para las muy graves, dos para las graves y seis meses para las leves.

2. El plazo de prescripción de las sanciones previstas en este capítulo será de tres años para las muy graves, de dos años para las graves y de un año para las leves.

3. Para el cómputo de los plazos de prescripción de infracciones y sanciones se estará a lo dispuesto en el artículo 30 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público.

Artículo 84. *Competencia para iniciar, instruir y resolver.*

1. La iniciación y la instrucción de los procedimientos sancionadores derivados de las infracciones administrativas tipificadas en el ámbito del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética y en materia de auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos, promoción de la eficiencia del suministro de energía y contabilización de consumos energéticos, así como su archivo, corresponderá al órgano de la Dirección General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía.

2. La competencia para la imposición de las sanciones correspondientes a las infracciones en el ámbito del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética corresponderá:

a) Al Consejo de Ministros para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones muy graves.

b) Al Ministro de Industria, Energía y Turismo para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones graves.

c) Al Secretario de Estado de Energía para la imposición de sanciones leves.

Artículo 85. *Naturaleza de las sanciones y responsabilidades.*

1. El importe de las sanciones, así como el contenido económico de los demás actos de ejecución forzosa que se establezcan en aplicación de los preceptos de esta Ley y de sus disposiciones de desarrollo, tendrán naturaleza de crédito de Derecho público y podrá ser exigido por el procedimiento administrativo de apremio regulado en el Reglamento General de Recaudación aprobado por Real Decreto 939/2005, de 29 de julio.

2. La responsabilidad administrativa por las infracciones tipificadas en esta Ley no excluye las de otro orden a que hubiere lugar.

3. Las sanciones que se impongan a distintos sujetos como consecuencia de una misma infracción tendrán entre sí carácter independiente.

4. No podrán sancionarse los hechos que hayan sido sancionados penal o administrativamente, en los casos en que se aprecie identidad de sujeto, hecho y fundamento.

5. Cuando la infracción pudiera ser constitutiva de delito o falta, iniciado el procedimiento sancionador, se dará traslado del tanto de culpa al Ministerio Fiscal, suspendiéndose la tramitación del mismo hasta tanto se dicte resolución judicial firme que ponga término a la causa o sean devueltas las actuaciones por el Ministerio Fiscal.

6. De no haberse apreciado la existencia de delito o falta, el órgano administrativo competente continuará el expediente sancionador. Los hechos declarados probados en la resolución judicial firme vincularán a dicho órgano.

7. La responsabilidad administrativa derivada de las infracciones reguladas en esta Ley se extingue por el pago o cumplimiento de la sanción y por prescripción.

Artículo 86. *Procedimiento sancionador.*

1. El procedimiento para la imposición de las sanciones previstas en esta Ley, en el que las fases de instrucción y resolución estarán debidamente separadas, se ajustará a lo dispuesto en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, con las particularidades que se establecen en los demás artículos de este capítulo.

2. El plazo máximo para la resolución y notificación en estos procedimientos sancionadores en los que las fases de instrucciones y tramitación estarán debidamente separadas será de dieciocho meses, a contar desde la fecha en que se produzca su iniciación. Transcurrido este plazo se declarará la caducidad del procedimiento y se ordenará el archivo de las actuaciones, con los efectos previstos en el artículo 95 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

[. . .]

ANEXO XII

Aportaciones al Fondo Nacional de Eficiencia en el año 2014

Sujetos obligados	Ventas 2012 (kteps)	Cuota sobre objetivo anual	Obligación de ahorro (GWh)	Equivalencia financiera (€)
REPSOL, S.A.	14.389	18,7510%	285,625	19.398.703
CEPSA CARBURANTES Y LUBRICANTES, S.L.U.	8.853	11,5368%	175,735	11.935.288
ENDESA ENERGÍA, S.A.	5.850	7,6239%	116,131	7.887.205
BP OIL, S.A.U.	4.745	6,1834%	94,190	6.397.034
GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.L.U.	4.729	6,1620%	93,862	6.374.811
GALP ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U.	4.024	5,2439%	79,878	5.425.008
IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.	3.311	4,3145%	65,721	4.463.561
ENDESA ENERGÍA, S.A.	2.413	3,1449%	47,905	3.253.522
ENDESA ENERGÍA XXI, S.L.U.	2.074	2,7024%	41,165	2.795.755
GAS NATURAL SERVICIOS SDG, S.A.	1.740	2,2676%	34,541	2.345.917
SARAS ENERGÍA, S.A.	1.345	1,7527%	26,699	1.813.279

Sujetos obligados	Ventas 2012 (kteps)	Cuota sobre objetivo anual	Obligación de ahorro (GWh)	Equivalencia financiera (€)
REPSOL COMERCIAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS, S.A.	1.326	1,7285%	26,329	1.788.205
GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.	1.274	1,6602%	25,289	1.717.560
NATURGAS ENERGÍA COMERCIALIZADORA, S.A.U.	1.243	1,6199%	24,676	1.675.902
IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO, S.A.U.	1.230	1,6026%	24,412	1.657.975
DISA PENÍNSULA, S.L.U.	1.214	1,5822%	24,101	1.636.860
HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, S.A. UNIPERSONAL	1.126	1,4668%	22,344	1.517.514
CEPSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	1.037	1,3508%	20,577	1.397.506
GAS NATURAL SERVICIOS SDG, S.A.	982	1,2797%	19,493	1.323.896
IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.U.	962	1,2531%	19,088	1.296.394
UNIÓN FENOSA GAS COMERCIALIZADORA, S.A.	894	1,1645%	17,738	1.204.719
GAS NATURAL S.U.R. SDG, S.A	863	1,1244%	17,127	1.163.195
ESERGUI, S.A.	734	0,9565%	14,570	989.552
FORTIA ENERGÍA, S.L.	714	0,9307%	14,177	962.842
GAS NATURAL S.U.R., SDG S.A.	629	0,8195%	12,482	847.766
MEROIL, S.A.	608	0,7923%	12,069	819.683
PETROMIRALLES 3, S.L.	478	0,6223%	9,480	643.830
ALPIQ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U.	457	0,5950%	9,064	615.569
E.ON ENERGÍA, S.L.	426	0,5547%	8,450	573.877
DISA RED DE SERVICIOS PETROLÍFEROS, S.A.	395	0,5144%	7,836	532.207
BP GAS EUROPE, S.A.U.	378	0,4930%	7,509	510.010
ACCIONA GREEN ENERGY	296	0,3853%	5,869	398.626
DYNEFF ESPAÑA, S.L.U.	294	0,3831%	5,836	396.360
REPSOL BUTANO, S.A.	288	0,3747%	5,707	387.624
AXPO IBERIA, S.L.	254	0,3305%	5,034	341.879
SERVICIOS PETROLÍFEROS AVANZADOS, S.L.U.	251	0,3271%	4,982	338.389
SHELL & DISA AVIATION ESPAÑA, S.L.	249	0,3249%	4,949	336.143
PETROMIRALLES 9, S.L.	196	0,2560%	3,899	264.832
VITOL AVIATION B.V.	195	0,2541%	3,871	262.892
ENÉRGYA VM Gestión de Energía, S.L.U.	189	0,2467%	3,758	255.222
E.ON ENERGÍA, S.L.	185	0,2407%	3,666	249.006
SOCIEDAT CATALANA DE PETROLIS, S.A.	176	0,2294%	3,494	237.277
DISA RETAIL ATLÁNTICO, S.L.U.	170	0,2217%	3,376	229.316
KUWAIT PETROLEUM, S.A.	167	0,2176%	3,315	225.143
CARBURANTS AXOIL, S.L.	154	0,2007%	3,057	207.617
NATURGAS ENERGÍA COMERCIALIZADORA, S.A.U.	145	0,1893%	2,883	195.833
GALP ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U.	139	0,1807%	2,753	186.990
NEXUS ENERGÍA, S.A.	130	0,1690%	2,574	174.843
SONATRACH GAS COMERCIALIZADORA, S.A.U.	128	0,1667%	2,539	172.430
MADRILEÑA SUMINISTRO DE GAS, S.L.	125	0,1632%	2,485	168.790
ENERGYA VM GESTIÓN DE ENERGÍA, S.L.U.	122	0,1585%	2,414	163.937
MADRILEÑA SUMINISTRO DE GAS SUR, S.L.	112	0,1462%	2,227	151.264
CIDE HCENERGIA, S.A.	107	0,1396%	2,127	144.437
GM FUEL SERVICE, S.L.	107	0,1394%	2,124	144.253
ENDESA ENERGÍA)0(1, S.L.	105	0,1370%	2,086	141.692
TAMOIL ESPAÑA, S.A.	99	0,1290%	1,965	133.468
SIMON GRUP TRADE, S.A.	98	0,1277%	1,945	132.120
VIA OPERADOR PETROLÍFERO, S.L.	98	0,1277%	1,945	132.120
FACTOR ENERGÍA, S.A.	92	0,1204%	1,835	124.601
CEPSA GAS Y ELECTRICIDAD, S.A.	75	0,0983%	1,498	101.746
BONAREA ENERGÍA, S.L.U.	74	0,0964%	1,469	99.764
SHELL ESPAÑA, S.A.	69	0,0903%	1,376	93.428
Axpo Iberia, S.L.	67	0,0878%	1,338	90.866
FORESTAL DEL ATLÁNTICO, S.A.	67	0,0873%	1,330	90.327
REPSOL TRADING, S.A.	64	0,0829%	1,263	85.758
PETROLÍFERA CANARIA, S.A.	61	0,0795%	1,211	82.238
TENERIFE DE GASOLINERAS, S.A.	60	0,0782%	1,191	80.890
VALCARCE ATLÁNTICA, S.A.	59	0,0769%	1,171	79.542
EDP COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S.A.	56	0,0730%	1,112	75.509
E.ON COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S.L.	56	0,0724%	1,103	74.888
BIOCARBURANTES DE GALICIA, S.L.	50	0,0652%	0,993	67.408
VILLAR MIR ENERGÍA, S.L.	50	0,0649%	0,989	67.185
VITOGAS ESPAÑA, S.A.U.	47	0,0612%	0,933	63.364
OPERADORES DE CASTILLA Y LEÓN, A.I.E.	44	0,0573%	0,873	59.319
FAST PETROL COMPANY, S.L.U.	42	0,0547%	0,834	56.623
FENIE ENERGÍA, S.A.	41	0,0536%	0,817	55.455
INGENIERÍA Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS, S.A.	40	0,0524%	0,798	54.196
BIOMAR OIL, S.L.	39	0,0508%	0,774	52.578
EDP COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S.A.	37	0,0477%	0,727	49.343
ACEITES DEL SUR COOSUR, S.A.	35	0,0456%	0,695	47.186
GDF SUEZ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U.	32	0,0421%	0,642	43.578
NEXUS RENOVABLES, S.L.	32	0,0419%	0,638	43.364
PRIMAGAS ENERGÍA, S.A.U.	26	0,0339%	0,516	35.052
AUDAX ENERGÍA, S.L.	25	0,0323%	0,492	33.429
NEXUS ENERGÍA, S.A.	23	0,0295%	0,449	30.468
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA, S.A.	22	0,0288%	0,439	29.790
GAS NATURAL SDG, S.A.	21	0,0278%	0,424	28.803
OLTEN-LLUM, S.L.	20	0,0266%	0,406	27.558
TINERFEÑA DE LUBRICANTES, S.L.	19	0,0248%	0,377	25.615

Sujetos obligados	Ventas 2012 (kteps)	Cuota sobre objetivo anual	Obligación de ahorro (GWh)	Equivalencia financiera (€)
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	18	0,0230%	0,350	23.802
BASSOLS ENERGÍA COMERCIAL, S.L.	17	0,0216%	0,329	22.313
TRANSPORTES Y SERVICIOS DE MINERÍA, S.A.	16	0,0209%	0,318	21.571
SERVIGAS S. XXI, S.A.	16	0,0202%	0,308	20.897
AGUAS DE BARBASTRO ENERGÍA, S.L.	14	0,0188%	0,287	19.500
GASELEC DIVERSIFICACIÓN, S.L.	14	0,0187%	0,285	19.355
ESTABANELL Y PAHISA ENERGÍA, S.A.	14	0,0179%	0,272	18.503
LIQUID NATURAL GAZ, S.L.	14	0,0177%	0,270	18.335
MOLGAS ENERGÍA, S.A.U.	14	0,0176%	0,268	18.200
ENERGÍA GALLEGA ALTERNATIVA, S.L.U.	13	0,0169%	0,258	17.526
SHELL ESPAÑA, S.A.	12	0,0152%	0,232	15.727
PENTAGAS HIDROCARBUROS, S.L.U.	11	0,0143%	0,218	14.830
GRUPO INSULAR OCÉANO, S.L.U.	10	0,0130%	0,199	13.482
MERCURIA ENERGÍA, S.L.	10	0,0130%	0,199	13.482
ELECTRA CALDENSE ENERGÍA, S.A.	10	0,0127%	0,193	13.122
COMPAÑÍA ESCANDINAVA DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA, S.L.	9	0,0122%	0,185	12.591
ESTABANELL Y PAHISA MERCATOR, S.A.	8	0,0108%	0,164	11.160
AGRI-ENERGÍA, S.A.	8	0,0103%	0,158	10.702
ELÉCTRICA SEROSENSE, S.L.	7	0,0097%	0,148	10.030
AURA ENERGÍA, S.L.	7	0,0093%	0,142	9.673
GESTERNOVA, S.A.	7	0,0093%	0,142	9.655
GALP ENERGÍA ESPAÑA S.A.U.	7	0,0085%	0,130	8.815
ENERCOLUZ ENERGÍA, S.L.	6	0,0079%	0,121	8.201
COOPERATIVA ELÉCTRICA BENÉFICA SAN FRANCISCO DE ASÍS, COOP. V.	6	0,0076%	0,116	7.848
HIDROELÉCTRICA DEL VALIRA, S.L.	6	0,0072%	0,110	7.496
Total	76.737	100,0000%	1.523,256	103.454.332

§ 10

Ley 1/2018, de 6 de marzo, por la que se adoptan medidas urgentes para paliar los efectos producidos por la sequía en determinadas cuencas hidrográficas y se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 58, de 7 de marzo de 2018
Última modificación: 16 de marzo de 2022
Referencia: BOE-A-2018-3171

[. . .]

Artículo 10. *Modificación del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio.*

Se modifica el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, en sus apartados 5 y 7, que quedan redactados con el siguiente contenido:

> «5. El tipo de gravamen anual será del 25,5 por ciento del valor de la base imponible y la cuota íntegra será la cantidad resultante de aplicar a la base imponible el tipo de gravamen.»
>
> «7. El canon se reducirá en un 92 por ciento para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW, y un 90 por ciento para las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología hidráulica de bombeo y potencia superior a 50 MW, y en la forma que reglamentariamente se determine para aquellas producciones o instalaciones que se deban incentivar por motivos de política energética general.»

[. . .]

Disposición transitoria primera. *Régimen transitorio para la liquidación del canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica correspondiente al ejercicio 2017.*

1. En la autoliquidación del ejercicio 2017 que, con arreglo a lo previsto en el artículo 10 del Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, deberá realizar cada contribuyente en el mes de marzo de 2018 se aplicará el tipo del 22 por ciento a la parte proporcional de la base imponible correspondiente a la fracción del año transcurrida hasta la entrada en vigor de la presente Ley, y el tipo del 25,5 por ciento a la parte proporcional de la base imponible correspondiente a la fracción del año posterior a dicha entrada en vigor, todo ello sin

perjuicio de la aplicación, en lo que no sea incompatible, de lo previsto en los artículos 8 y 10 del citado texto reglamentario. En el caso de que sea el primer ejercicio en que deba realizarse la autoliquidación, se atenderá a la parte del periodo de vigencia de la concesión que sea respectivamente anterior y posterior a dicha entrada en vigor. El mismo criterio temporal se aplicará a las bonificaciones de la base imponible.

2. Si se produjeran liquidaciones de la producción eléctrica de carácter definitivo por parte del operador del mercado, del operador del sistema o del órgano encargado de las liquidaciones con posterioridad a la fecha de autoliquidación del canon, el contribuyente estará obligado a realizar una autoliquidación complementaria en los tres meses siguientes a la citada liquidación definitiva de la producción.

[. . .]

§ 11

Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 121, de 21 de mayo de 2021
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2021-8447

FELIPE VI

REY DE ESPAÑA

A todos los que la presente vieren y entendieren.

Sabed: Que las Cortes Generales han aprobado y Yo vengo en sancionar la siguiente ley:

PREÁMBULO

I

Naciones Unidas ha subrayado que existe una diferencia creciente entre la senda real de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y las obligaciones asumidas por los Estados Parte del Acuerdo de París de 2015 sobre cambio climático, adoptado en la 21.ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático («Acuerdo de París»).

El Secretario General de Naciones Unidas recuerda de manera periódica la necesidad de responder urgentemente a la amenaza del cambio climático y rectificar la situación actual para poder cumplir de manera eficaz con las obligaciones en materia de clima y desarrollo sostenible e inclusivo. Su petición coincide con las advertencias realizadas por los principales organismos financieros internacionales y la Comisión Europea en su Comunicación sobre el Pacto Verde Europeo y en la Estrategia Europea de descarbonización a 2050.

Las conclusiones actualizadas y sistematizadas de la comunidad científica se recogen en el informe especial del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, en sus siglas en inglés) publicado el 8 de octubre de 2018, relativo a los impactos de un calentamiento global de 1,5 ºC sobre los niveles preindustriales y las sendas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para limitar dicho calentamiento. El informe es una nueva referencia para toda la sociedad y su mensaje es claro en cuanto al origen del calentamiento global. Las actividades humanas son ya las responsables de un aumento de las temperaturas globales de aproximadamente 1 ºC sobre el nivel preindustrial lo que indica

que, al ritmo actual, el aumento de 1,5 ºC se alcanzará entre 2030 y 2052. En el caso de España, este aumento de la temperatura es superior a la media en casi 0,5 ºC.

El informe mencionado también señala que cumplir el objetivo global del Acuerdo de París es posible, pero requiere que se adopten políticas públicas precisas y que se realicen inversiones bien orientadas. Los próximos diez años van a ser determinantes para poder tener éxito en preservar nuestra seguridad. Sobrepasar el límite de 1,5 ºC dependerá de las acciones de lucha contra el cambio climático que lleven a cabo todos los actores, no solamente los Gobiernos, sino también el sector privado y el resto de la sociedad.

En el actual contexto, España debe ofrecer respuestas solidarias e inclusivas a los colectivos más afectados por el cambio climático y la transformación de la economía, así como facilitar las señales adecuadas para atraer la confianza de los inversores y minorar los riesgos financieros asociados al incremento en el volumen de emisiones de gases de efecto invernadero o a la mayor vulnerabilidad frente a los impactos físicos del cambio climático. Para ello, es imprescindible asegurar las condiciones de contorno que permitan orientar las sendas de cumplimiento, facilitar la estabilidad y predictibilidad necesarias para evitar sobrecostes o la generación de activos cautivos, susceptibles de lastrar el progreso de nuestra economía durante décadas, minimizar los impactos sociales negativos y facilitar el aprovechamiento de oportunidades económicas, al tiempo que se ofrecen medidas de acompañamiento en la transición a los colectivos más vulnerables.

La lucha contra el cambio climático y la transición energética conllevan transformaciones tecnológicas y cambios en la industria. Por ello, es necesario ligar la transición energética a la política industrial y a la I+D, estableciendo mecanismos de apoyo a la industria para que la transición tecnológica genere mayor competitividad y un mejor posicionamiento de la misma, y resulte en generación de riqueza y empleo de calidad.

Por otro lado, alcanzar la neutralidad climática requiere de una política firme y coordinada, así como de las inversiones necesarias, para la conservación y mejora de la biodiversidad, y de los stocks de carbono en nuestros montes y masas forestales, humedales y en las superficies de usos agropecuarios.

Retrasar decisiones supondría asumir más riesgos, más costes y más injustamente distribuidos y renunciar a oportunidades de modernización de nuestra economía y de nuestra sociedad, poniendo en riesgo objetivos fundamentales para la seguridad nacional.

II

El marco internacional está definido. El Acuerdo de París de 2015, el desarrollo de sus reglas en Katowice y la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible marcan el inicio de una agenda global hacia el desarrollo sostenible, que conlleva la transformación del modelo económico y de un nuevo contrato social de prosperidad inclusiva dentro de los límites del planeta. Ambos acuerdos ponen de manifiesto que el profundo cambio necesario en los patrones de crecimiento y desarrollo solo puede realizarse de manera global, concertada y en un marco multilateral que siente las bases de un camino compartido a la descarbonización, una agenda que exige una nueva gobernanza para su éxito, en la que han de involucrarse Administraciones Públicas y sociedad civil.

El Acuerdo de París establece una arquitectura sólida y universal que tiene como objetivos globales: mantener el incremento de la temperatura media global por debajo de los 2 ºC respecto a los niveles preindustriales e, incluso si es posible, por debajo de 1,5 ºC; asegurar la coherencia de los flujos financieros con el nuevo modelo de desarrollo; y aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia. El IPCC define resiliencia como la capacidad de los sistemas económicos, sociales y ambientales para afrontar una perturbación o impacto respondiendo o reorganizándose de forma que conservan su función esencial, identidad y estructura, al tiempo que mantienen su capacidad de adaptación, aprendizaje y transformación. Para alcanzar estos objetivos todos los países se comprometieron a presentar sus contribuciones nacionales determinadas (NDCs, en sus siglas en inglés), que deben recoger sus objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Tres años después, en la 24.ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático celebrada en diciembre de 2018 en Katowice, se acordaron las reglas que permiten hacer operativo el Acuerdo de París. Las 191 Partes

de este Tratado Internacional tienen la responsabilidad de transformar sus economías y su sociedad para cumplir con los objetivos que han ratificado.

En este nuevo contexto, Madrid acogió en diciembre de 2019 la 25.ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, una cumbre organizada ante una situación extraordinaria que sin embargo cumplió su principal misión: reafirmar el compromiso de la comunidad internacional con el multilateralismo y asegurar que el proceso de lucha contra el cambio climático cumplía con el calendario previsto. Su principal acuerdo, conocido como «Chile-Madrid Tiempo de Actuar», sienta las bases para que en 2020 los países presentasen planes de lucha contra el cambio climático más ambiciosos que los presentados en 2015 para responder a la emergencia climática en línea con las demandas de sociedad y las recomendaciones de la ciencia.

La mencionada cumbre, además, marcó el principio de un cambio de ciclo en la agenda multilateral de clima. Tal como se acordó en París, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático adquiere una nueva dimensión, donde la gobernanza se centra en recoger los esfuerzos de todos y hacer seguimiento y evaluación de los objetivos. Los esfuerzos, de los gobiernos y de la sociedad en su conjunto, deben centrarse en la acción y en la implementación de los compromisos en materia de clima ya adoptados y en la transversalidad de la agenda climática, que necesita incluir a más sectores y a más actores.

El año 2020 fue un año clave en la implementación del Acuerdo de París, ya que en el mismo los países se obligaron a presentar nuevos compromisos de reducción de emisiones, que deberán ser más ambiciosos para responder a la emergencia climática y cerrar la brecha que existe entre los compromisos del 2015 y el objetivo del 1,5 ºC.

En este contexto, la Unión Europea, principal impulsora de la respuesta internacional frente a la crisis climática desde 1990, se ha dotado de un marco jurídico amplio que le permitirá mantenerse a la vanguardia en la transición y cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a 2030, un 55 % de reducción de gases de efecto invernadero respecto al año 1990.

La Comunicación de la Unión Europea relativa al Pacto Verde Europeo («The European Green Deal»), de diciembre de 2019, establece una nueva estrategia de crecimiento que persigue transformar la Unión Europea en una sociedad justa y próspera, con una economía moderna, eficiente en el uso de sus recursos y competitiva, y con la finalidad de hacer de la Unión Europea el primer continente neutro climáticamente en el año 2050. Para convertir este compromiso político en una obligación jurídica que dé certidumbre a los sectores empresarial, laboral, inversor y consumidor, la Comisión ha propuesto una «Ley del Clima» europea. Esta propuesta establece el marco institucional para lograr la neutralidad climática de la UE, recoge el objetivo de neutralidad climática para 2050 en la legislación, refuerza el marco de adaptación y establece un proceso de transparencia y rendición de cuentas en línea con los ciclos de revisión del Acuerdo de París.

Para cumplir con los objetivos en el año 2030, la Unión Europea estimaba inicialmente que debía movilizar unas inversiones anuales adicionales de unos 180.000 millones de euros. La escala del desafío va más allá de la capacidad de la inversión pública. Por ello, y como condición necesaria, se precisa adecuar el sistema financiero europeo, su cultura y sus incentivos, a los nuevos criterios de sostenibilidad financiera. En este sentido, en marzo de 2018, la Comisión Europea publicó un Plan de Acción sobre finanzas sostenibles. En línea con este plan, se han dictado medidas regulatorias, como el Reglamento sobre índices de referencia, el Reglamento sobre la divulgación de información relativa a la sostenibilidad en el sector de los servicios financieros y el Reglamento sobre taxonomía, que tienen como objetivo hacer de la sostenibilidad un pilar del sistema financiero europeo.

Por otro lado, es necesario que las medidas desarrolladas al amparo de esta ley resulten plenamente coherentes con las políticas sectoriales impulsadas por la Unión Europea en próximo periodo de programación financiera 2021-2027.

III

Esta ley responde al compromiso asumido por España en el ámbito internacional y europeo y presenta una oportunidad desde el punto de vista económico y de modernización de nuestro país, así como desde el punto de vista social, facilitando la distribución equitativa de la riqueza en el proceso de descarbonización. De esta manera, la ley pone en el centro

de la acción política la lucha contra el cambio climático y la transición energética, como vector clave de la economía y la sociedad para construir el futuro y generar nuevas oportunidades socioeconómicas. Es el marco institucional para facilitar de manera predecible la progresiva adecuación de la realidad del país a las exigencias que regulan la acción climática y garantizar la coordinación de las políticas sectoriales, asegurando coherencia entre ellas y sinergias para alcanzar el objetivo de la neutralidad climática.

La obligación de limitar las emisiones condiciona las políticas sectoriales e implica cambios en los patrones de consumo. Pero esta transformación conlleva ventajas relacionadas con la modernización del modelo productivo y el sistema energético, y ofrece oportunidades de empleo, de negocio y de crecimiento siempre que se incorpore una perspectiva de medio y largo plazo que facilite la descarbonización ordenada de la economía.

Así, entre las importantes transformaciones que se van a producir en el sistema energético, y por ende en la economía en su conjunto, como consecuencia de la transición energética impulsada por esta ley, está la mejora sistemática de la eficiencia energética de la economía. Concretamente, la previsión es que la intensidad energética primaria de la economía española mejore anualmente en un 3,5 % anual hasta 2030; asimismo, la dependencia energética del país, del 74 % en 2017, se estima que descienda al 61 % en el año 2030 como consecuencia de la caída de las importaciones de carbón y de petróleo. Estas caídas estarán provocadas por la transición hacia una economía más eficiente y basada en tecnologías renovables en todos los sectores de la economía. Este cambio estructural no solo beneficiará a la balanza comercial de forma notable, sino que fortalecerá la seguridad energética nacional.

La transición energética promovida por esta ley permite movilizar más de 200.000 millones de euros de inversión a lo largo de la década 2021-2030. Como consecuencia de esa importante movilización inversora y como resultado de las mejoras de eficiencia energética del conjunto de la economía, el Producto Interior Bruto de España se incrementará anualmente (respecto a un escenario tendencial sin las medidas promovidas por esta ley y por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) entre 16.500 y 25.700 millones de euros al año. Asimismo, el empleo neto aumentará entre 250.000 y 350.000 personas al final del periodo.

Para canalizar todas las oportunidades, la ley debe asegurar la consecución de la neutralidad de las emisiones de gases de efecto invernadero en España antes del año 2050 y un sistema energético eficiente y renovable, facilitar una transición justa, y garantizar la coherencia con los objetivos en los ámbitos de actuación pública y privada. Garantizar la transversalidad de las políticas de cambio climático y de transición energética y la coordinación de las mismas será fundamental para potenciar las sinergias encaminadas a la mitigación y adaptación al cambio climático y permitirá afrontar con mayores garantías el desafío que dicho cambio climático supone para la seguridad nacional.

La dimensión multilateral también se refuerza para asegurar que la acción desarrollada por la Cooperación Española es coherente con los objetivos de lucha contra el cambio climático e integra la agenda del clima y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, incorporando estos principios en su marco normativo y de planificación.

Es necesario fijar, en el marco de la ley, objetivos de reducción de emisiones para el año 2030 y 2050 ofreciendo previsibilidad para orientar las decisiones de inversión y de regulación en la materia. Los objetivos cuantificados buscan favorecer la predictibilidad y las señales económicas adecuadas, recogiendo el principio de no regresión en los objetivos marcados. Desde el punto de vista medioambiental, este principio de no regresión se define como aquel en virtud del cual la normativa, la actividad de las Administraciones Públicas y la práctica jurisdiccional no pueden implicar una rebaja o un retroceso cuantitativo ni cualitativo respecto de los niveles de protección ambiental existentes en cada momento, salvo situaciones plenamente justificadas basadas en razones de interés público, y una vez realizado un juicio de ponderación entre los diferentes bienes jurídicos que pudieran entrar en contradicción con el ambiental. En el caso de los Estados descentralizados como España, este principio ordena también la interconexión interordinamental: ya no solo como proyección temporal entre normas anteriores y posteriores, sino en el juego de las bases de las normas

ambientales, es decir, que las Comunidades Autónomas con competencias en la materia puedan establecer niveles de protección más altos que la legislación básica estatal.

Se crean dos nuevas figuras fundamentales para determinar el marco de actuación en materia de acción contra el cambio climático. Se trata de las dos grandes herramientas de gobernanza de clima y energía establecidas en el Reglamento 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima: los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) y la Estrategia de Descarbonización a 2050. Ambas herramientas han de ser coherentes entre sí, ya que no hay otra forma de asegurar, de manera fiable, inclusiva, transparente y predecible, el logro de los objetivos y metas para el año 2030 y para el largo plazo.

Dicho reglamento de la UE establece en su artículo 1 que, a más tardar el 31 de diciembre de 2019 y, posteriormente, a más tardar el 1 de enero de 2029 y a partir de dicha fecha cada diez años, cada Estado miembro debe comunicar a la Comisión un plan nacional integrado de energía y clima. El primer plan abarcará el período de 2021 a 2030, teniendo en cuenta la perspectiva a más largo plazo y los planes siguientes abarcarán el período decenal inmediatamente siguiente al final del período abarcado por el plan anterior.

Esta ley contiene los elementos reguladores del primer PNIEC, así como de los sucesivos que vayan a presentarse a la Comisión Europea.

Los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima, en tanto que herramientas de planificación de los Estados miembros, están llamados a orientar las grandes decisiones en materia de política energética y climática y las inversiones públicas y privadas asociadas a esta. Los PNIECs de los Estados miembros están dirigidos a asegurar el logro del avance colectivo en los objetivos generales y específicos de la Unión de la Energía para 2030 y a largo plazo, en consonancia con el Acuerdo de París de 2015. Por su parte, la Estrategia de Descarbonización a 2050 debe proyectar una senda coherente con los objetivos de descarbonización de la economía para el año 2050 y con las actuaciones previstas a 2030, que exigirá la movilización de distintas administraciones y actores privados.

Avanzar en una economía descarbonizada y segura implica aceptar un uso responsable de los recursos por lo que la ley, con carácter general, limita los nuevos proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, minerales radioactivos y carbón en territorio español.

Numerosos estudios, incluidos los propios del IPCC, coinciden en señalar a la región mediterránea como una de las áreas del planeta más vulnerables frente al cambio climático. España, por su situación geográfica y sus características socioeconómicas, se enfrenta a importantes riesgos derivados del cambio climático que inciden directa o indirectamente sobre un amplísimo conjunto de sectores económicos y sobre todos los sistemas ecológicos españoles, acelerando el deterioro de recursos esenciales para nuestro bienestar como el agua, el suelo fértil o la biodiversidad y amenazando la calidad de vida y la salud de las personas. Por ello, gestionar de manera responsable nuestro patrimonio común, el agua, los suelos, la biodiversidad, todos ellos recursos escasos y frágiles, es ineludible. Las políticas de adaptación para lograr la anticipación a los impactos y favorecer la recuperación tras los daños son necesarias en todos los sectores de nuestra economía, así como la introducción de la variable climática en las políticas sectoriales, incluida la de salud pública.

En el sentido indicado, la presente ley da un paso más y recoge en su objeto, por primera vez, las políticas de adaptación y la necesidad de definir un sistema de indicadores de impactos y adaptación al cambio climático, que facilite un seguimiento y evaluación de las políticas públicas, así como la necesidad de elaborar informes de riesgos.

El Consejo de Ministros del 29 de junio de 2018 aprobó el Plan de Acción para la Implementación de la Agenda 2030 donde se definen las políticas palanca que servirán para acelerar la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Entre las áreas prioritarias de actuación se incluyen nueve políticas palanca, siendo una de ellas la presente ley de Cambio Climático y Transición Energética.

La transición a una economía descarbonizada requiere también de medidas que faciliten una transición justa para los colectivos y áreas geográficas más vulnerables. La transición hacia un modelo productivo más ecológico que sea socialmente beneficioso, en un país con altas tasas de desempleo como España, se logrará promoviendo la transición ecológica de

las empresas, las metodologías de trabajo y del mercado laboral en general. Estos esfuerzos crearán oportunidades de empleo decente, incrementando la eficiencia de los recursos y construyendo sociedades sostenibles con bajas emisiones de carbono.

Resulta por todo ello necesario mejorar la capacidad del Estado para hacer frente a las oportunidades y a los desafíos de la transición ecológica y de la descarbonización mediante una Estrategia de Transición Justa, que sirva como guía de acción para optimizar los beneficios y minimizar los riesgos sobre el empleo.

La ley establece un marco para facilitar la equidad en la transición a una economía descarbonizada, ofreciendo herramientas de aprendizaje y transparencia obligatorias que ayuden a detectar y evaluar riesgos y oportunidades y mejorar las decisiones de inversión. Así, entre otras cuestiones, se precisa el contenido de las obligaciones de reporte no financiero de las empresas cotizadas con el fin de incorporar la información relativa al nivel de exposición a riesgos climáticos y de carbono y las estrategias y objetivos para su mitigación.

IV

Esta ley consta de cuarenta artículos distribuidos en nueve títulos, nueve disposiciones adicionales, tres disposiciones transitorias, una disposición derogatoria única, y quince disposiciones finales.

El título preliminar contiene las disposiciones generales de la ley, relativas al objeto y a sus principios rectores.

El título I recoge los objetivos mínimos nacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables y eficiencia energética de la economía española para los años 2030 y 2050: las emisiones del conjunto de la economía española en el año 2030 deberán reducirse en, al menos, un 23 % respecto al año 1990 y se deberá alcanzar la neutralidad climática a más tardar en el año 2050. Además, en el año 2030 deberá alcanzarse una penetración de energías de origen renovable en el consumo de energía final de, al menos, un 42 %, un sistema eléctrico con, al menos, un 74 % de generación a partir de energías de origen renovable y mejorar la eficiencia energética disminuyendo el consumo de energía primaria en, al menos, un 39,5 % con respecto a la línea de base conforme a normativa comunitaria. Dichos objetivos, además, serán revisables, sin que puedan suponer una disminución del nivel de ambición medioambiental y deberán reflejar la mayor ambición posible. El objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a 2030 que se plantea para el conjunto de la economía española es coherente con el aumento de ambición que ha fijado el Consejo Europeo de 10 y 11 de diciembre de 2020, que acordó un objetivo a 2030 de reducción de emisiones de la Unión Europea de, al menos, un 55 % respecto a los niveles de 1990, como senda de reducción de emisiones para alcanzar la neutralidad climática en la Unión en 2050, en línea con los objetivos de París. En este contexto, España, consciente de la necesidad de un aumento de la ambición europea, reforzó con anterioridad a este acuerdo sus compromisos en emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables y eficiencia energética en el PNIEC 2021-2030 con el que se materializa la consecución de los objetivos de esta ley. El PNIEC responde a la senda que asegurará el mejor modo desde el punto de vista ambiental y socioeconómico para lograr la plena descarbonización de España en 2050. El objetivo establecido a 2030 implica una disminución de un 39 % de las emisiones difusas respecto a 1990, según la evaluación de la Comisión Europea sobre el PNIEC de España, sobrepasando en 13 puntos la meta fijada para estos mismos sectores en el Reglamento europeo sobre el reparto de esfuerzos vigente en ese momento.

El compromiso de avanzar y adelantar la ambición climática se recoge en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, que sitúa a la transición ecológica como uno de sus ejes centrales. En este contexto el Gobierno de España trabaja para acelerar los objetivos del PNIEC adelantando su implementación de manera que la agenda climática se convierta en motor de una recuperación económica verde e inclusiva.

No obstante, siguen siendo necesarias más medidas para que las emisiones globales de gases de efecto invernadero se reduzcan en un 7,6 % cada año como recomienda el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA).

Por otro lado, la ley recoge como instrumentos de planificación para abordar la transición energética los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima y la Estrategia de Descarbonización a 2050 de la Economía Española. La ley establece la obligación de que todos los sectores contribuyan con sus esfuerzos a la descarbonización de la economía. Los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima deben recoger los objetivos sectoriales y las políticas y medidas para alcanzarlos de los siguientes sectores: los sectores que participan en régimen de comercio de derechos de emisión, las grandes industrias y el sector eléctrico y los sectores difusos (agrario, forestal, transporte, residencial, institucional, comercial y de gases fluorados).

El título II recoge las disposiciones relativas a la generación de electricidad con energías procedentes de fuentes renovables y a la eficiencia energética.

En primer lugar, los ambiciosos objetivos de integración de renovables deben necesariamente venir acompañados por medidas encaminadas a cubrir la intermitencia y no gestionabilidad intrínsecas a las fuentes de energía primaria no almacenable. En concreto, la tecnología hidráulica no fluyente está llamada a desempeñar un papel fundamental en la integración de energías renovables en el sistema eléctrico, debido a que su rápida respuesta y gestionabilidad permiten maximizar la penetración de las tecnologías, garantizando el suministro en todo momento. Además, en el caso de las centrales reversibles, el beneficio es doble, pues los excedentes que se pueden producir en la generación renovable no gestionable pueden ser absorbidos por estas centrales, minimizando el riesgo de vertido y optimizando el uso de la capacidad de generación disponible.

Es por ello que la ley establece que el aprovechamiento del dominio público hidráulico no fluyente para la generación de energía eléctrica en las nuevas concesiones que se otorguen tendrá como prioridad el apoyo a la integración de las tecnologías renovables no gestionables en el sistema eléctrico, promoviendo, en particular, las centrales hidroeléctricas reversibles. Por otro lado, para que dicha integración sea compatible con una operación segura del sistema y el cumplimiento de los objetivos ambientales, se establecerán los mecanismos que permitan aplicar una estrategia de bombeo y turbinado para maximizar la integración de energías renovables. Estos mecanismos serán en todo caso compatibles con una gestión eficiente del recurso hidráulico en el mercado de electricidad y su protección ambiental. El aprovechamiento para la generación eléctrica de los fluyentes de los sistemas de abastecimiento y saneamiento urbanos para usos propios del ciclo urbano del agua también se recoge en la ley.

Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha puesto de manifiesto la preocupación por el elevado endeudamiento de actividades reguladas como el transporte, la distribución de gas natural y electricidad. En este contexto se hace necesario que la retribución de dichas actividades considere el cumplimiento de determinados umbrales de endeudamiento que garanticen la estabilidad de las actividades reguladas que resultan esenciales para el cumplimiento de los objetivos establecidos en esta ley. Resulta necesario, por tanto, introducir este principio de prudencia financiera en las metodologías de retribución de las citadas actividades reguladas que el organismo competente para su aprobación desarrollará mediante el establecimiento de los incentivos que corresponda para garantizar el nivel de endeudamiento adecuado que permita disponer de una estructura de deuda sostenible.

Se modifica la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, para establecer que en las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos a fomento de energías renovables, un importe equivalente a la suma de la estimación de la recaudación anual derivada de los tributos incluidos en la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

Por su posible impacto en la seguridad de suministro de los sistemas gasista y eléctrico, a efectos de reforzar la obligación de informar al órgano competente, sobre la toma de participaciones en negocios no regulados, de empresas reguladas en negocios no regulados, y en particular de empresas que pertenecen a grupos empresariales encargados de la gestión de la red de transporte de electricidad y gas natural, se modifica la disposición adicional novena de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia relativa a la comunicación sobre toma de participaciones de

grupos de sociedades designados como gestor de la red de transporte de electricidad y gas natural.

Para promover los cambios sustantivos que se requieren en materia de energía para cumplir con los objetivos de la ley, el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia impulsarán una reforma del marco normativo para incluir aspectos como la participación de las personas consumidoras en los mercados energéticos, el acceso de las personas consumidoras de energía a sus datos, las inversiones en generación distribuida, el almacenamiento o los mercados locales de energía.

En relación a las medidas de eficiencia energética y la Estrategia a largo plazo para la rehabilitación de edificios se recoge que deberán ser coherentes con los objetivos de eficiencia, de gestión de la demanda y de renovables establecidos en los sucesivos Planes Integrados de Energía y Clima. Con la finalidad de conseguir edificios más eficientes se fomenta el uso de materiales con la menor huella de carbono posible, mejoras en la accesibilidad de los edificios, incentivos para el introducción de energías renovables en la rehabilitación de viviendas, facilitando instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en las comunidades de propiedad horizontal y sistemas de calefacción y refrigeración de cero emisiones.

El título III aborda las medidas relacionadas con la transición energética y los combustibles.

En primer lugar, no se otorgarán nuevas autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación de hidrocarburos en todo el territorio nacional, incluyendo el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental. De esta medida quedan excluidas las solicitudes de concesión de explotación asociadas a un permiso de investigación vigente que se encuentren en tramitación antes de la entrada en vigor de esta ley, que se regirán por la normativa aplicable al tiempo de otorgarse el citado permiso de investigación, a excepción de la posibilidad de prórroga, que se excluye expresamente.

Por sus características específicas, los proyectos relacionados con la minería del uranio dan lugar a unos materiales residuales que tienen la consideración de residuos radiactivos. Dada la larga vida de estos residuos radiactivos, que trasciende a generaciones, tras su gestión definitiva, y con objeto de dar cumplimiento a la normativa española en materia de protección radiológica, es necesario el establecimiento de las medidas necesarias para evitar su posible dispersión, que podría suponer un riesgo para la población o para el medio ambiente. De esta manera, debido a sus prejuicios y a su coste tampoco se otorgarán nuevos permisos de exploración, de investigación o concesiones de explotación de minerales radiactivos, ni se admitirán nuevas solicitudes de autorización de instalaciones radiactivas.

En segundo lugar, es necesario iniciar un proceso que de manera paulatina garantice la coherencia entre las ayudas o incentivos públicos y los objetivos de mitigación de cambio climático. Como regla general en la ley se establece que la aplicación de nuevos beneficios fiscales a productos energéticos de origen fósil deberá estar debidamente justificada por motivos de interés social, económico o atendiendo a la inexistencia de alternativas tecnológicas.

Finalmente, se introducen disposiciones que fomentan los gases renovables, incluyendo el biogás, el biometano, el hidrógeno y otros combustibles alternativos. Así, se introduce en la ley, por un lado, que el Gobierno promoverá, mediante la aprobación de planes específicos, la penetración de estos combustibles y por otro lado, una disposición para reducir las emisiones específicas en el sector del transporte aéreo, marítimo y transporte pesado por carretera a través de la integración de energías renovables y del establecimiento de objetivos de suministro de biocarburantes y otros combustibles renovables de origen no biológico. A efectos de evitar el uso de biocombustibles que tengan impacto negativo sobre el medio ambiente, se exige el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de protección de la calidad del aire recogidos en la normativa comunitaria.

El título IV aborda las cuestiones relativas a la movilidad sin emisiones y transporte. El sector del transporte tiene que ser parte de la respuesta al cambio climático y posicionarse en el nuevo modelo de desarrollo para aprovechar las oportunidades que abre la nueva realidad económica y social. En materia de movilidad sin emisiones, se establece que se

adoptarán medidas para alcanzar en 2050 un parque de turismos y vehículos comerciales ligeros sin emisiones directas de CO_2. Los municipios de más de 50.000 habitantes y los territorios insulares adoptarán planes de movilidad urbana sostenible coherentes con los planes de calidad del aire que introduzcan medidas de mitigación que permitan reducir las emisiones derivadas de la movilidad. Asimismo, se ofrece la posibilidad a las Comunidades Autónomas insulares, por su vulnerabilidad frente al cambio climático, a instar al Estado a establecer medidas de promoción de movilidad limpia, consistentes en restricciones de la circulación de turismos y furgonetas en su ámbito territorial.

El sector del transporte por carretera supone el 25 % de las emisiones de gases de efecto invernadero de nuestro país siendo una de las principales barreras para su descarbonización el desarrollo insuficiente de las infraestructuras de recarga eléctrica. Por otro lado, España cuenta con una amplia red de 11.400 estaciones de servicio distribuidas capilarmente por todo el territorio.

Con objeto de garantizar la existencia de infraestructura de recarga eléctrica suficiente, la ley introduce obligaciones de instalación de infraestructuras de recarga eléctrica en las estaciones de servicio cuyas ventas anuales de gasolina y gasóleo superen los 5 millones de litros, alcanzado el 10 % de la red. Esta infraestructura de recarga deberá tener una potencia igual o superior a 150 kW o a 50 kW dependiendo del volumen de ventas. La obligación se impone a las personas titulares de las estaciones de servicio que presumiblemente disponen de mayor capacidad económica y financiera para hacer frente a la inversión requerida. En el caso de concesiones en redes estatales de carreteras, las obligaciones señaladas serán satisfechas por los concesionarios de las mismas. El régimen de obligaciones será el mismo que el establecido para las personas titulares de instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos. La ley recoge un mandato al Gobierno para desarrollar y poner a disposición del público una plataforma de información sobre puntos de recarga y de señalética.

Por otra parte, se introduce la previsión de que el Código Técnico de la Edificación establecerá obligaciones relativas a la instalación de puntos de recarga de vehículo eléctrico en edificios de nueva construcción y en intervenciones en edificios existentes, con el fin de conseguir un transporte más limpio en las ciudades. En línea con lo establecido en el PNIEC, estas medidas regulatorias se acompañarán con ayudas públicas que faciliten el despliegue de la infraestructura de recarga, en línea con el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de la Economía española, al constituir una oportunidad para aprovechar la financiación europea y acelerar la consecución de los objetivos de electrificación y movilidad sostenible con recursos suficientes.

Asimismo, la ley recoge la necesidad de adoptar medidas para la reducción de las emisiones generadas por el consumo de combustibles fósiles en el transporte marítimo y en puertos, de forma que los puertos de competencia del Estado en el año 2050 sean de cero emisiones directas.

El título V recoge las medidas de adaptación frente a los impactos del cambio climático. El cambio climático ya es una realidad y sus impactos se muestran con una amplitud y profundidad crecientes en nuestro país. Sectores clave de nuestra economía dependen estrechamente del clima. Pero también otros muchos campos esenciales para nuestro bienestar, como la salud humana, la biodiversidad o la vivienda. Las acciones de adaptación efectivas reducen la exposición y la vulnerabilidad de los sistemas sociales, económicos y ambientales frente al cambio del clima y también pueden mejorar su capacidad para recuperarse y reestablecerse tras una perturbación asociada al clima. De manera complementaria la adaptación aporta beneficios económicos y sociales que la justifican.

La ley establece que el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) es el instrumento de planificación básico para promover la acción coordinada y coherente frente a los efectos del cambio climático. El PNACC define los objetivos, criterios, ámbitos de aplicación y acciones para fomentar la resiliencia y la adaptación. Incluirá la adaptación frente a impactos en España derivados del cambio climático que tiene lugar más allá de las fronteras nacionales y priorizará la adaptación al cambio climático basada en ecosistemas.

Por primera vez se establecerán en el marco del PNACC objetivos estratégicos y la definición de un sistema de indicadores de impactos y adaptación al cambio climático, así

como la elaboración de informes de riesgo. El PNACC se desarrollará a través de programas de trabajo y de planes sectoriales.

Asimismo la ley contempla la integración de los riesgos derivados del cambio climático en la planificación y gestión de políticas sectoriales, como la hidrológica, la de costa, la territorial y urbanística, la de desarrollo urbano, la de edificación e infraestructuras del transporte, la de seguridad y dieta alimentarias, así como la de salud pública.

Por otro lado, se prevén medidas para la protección de la biodiversidad y sus hábitats frente al cambio climático y la elaboración de una estrategia específica que incluirá las directrices básicas para la adaptación al cambio climático de los ecosistemas naturales y de las especies silvestres españolas, así como las líneas básicas de restauración y conservación de los mismos, con especial referencia a los ecosistemas acuáticos o dependientes del agua y de alta montaña. La Red Natura 2000 también tendrá que evaluarse y responder a los nuevos escenarios climáticos.

La política agraria común, la de desarrollo rural y la forestal son clave para alcanzar el objetivo de neutralidad climática, por lo que la ley en su artículo 25 establece que el Gobierno incorpore medidas encaminadas a reducir la vulnerabilidad al cambio climático de los suelos agrícolas, de los montes y de los suelos forestales para facilitar la preservación de los mismos, entre ellas, la elaboración de un mapa de vulnerabilidad. En el mismo artículo se incorpora la necesidad de hacer compatible la conservación del patrimonio natural con el despliegue de las energías renovables.

En la misma línea, se recoge la necesidad de incentivar la participación de los propietarios y gestores públicos y privados en el aumento de la capacidad de captación de CO_2 de los sumideros de carbono terrestres y marinos, especialmente los del sector agrario y forestal. Para ello, junto con su identificación, evaluación y seguimiento se fomentarán sus cobeneficios como motor de desarrollo de las zonas rurales.

El título VI aborda medidas en el ámbito de la transición justa. La transición a una economía descarbonizada requiere también de medidas que faciliten una transición justa para los colectivos y áreas geográficas más vulnerables, entre ellas, las zonas rurales. Así, pues, para que la transición hacia un modelo productivo más ecológico sea socialmente beneficiosa, en un país con altas tasas de desempleo como España, la misma debe ser motor de nuevos empleos y generar oportunidades de empleo de calidad.

Resulta necesario mejorar la capacidad del Estado de hacer frente a las oportunidades y desafíos de la transición ecológica y la descarbonización mediante una Estrategia de Transición Justa que sirva como guía de acción para optimizar los beneficios y minimizar los riesgos sobre el empleo. La ley crea la Estrategia de Transición Justa, como instrumento de ámbito estatal dirigido a la optimización de las oportunidades en la actividad y el empleo de la transición hacía una economía baja en emisiones de gases de efecto invernadero, y regula la figura de los Convenios de Transición Justa como instrumentos clave para materializar las actuaciones. En la regulación de los convenios de transición justa se posibilita la participación en los mismos de las Comunidades Autónomas en función de las competencias que tienen atribuidas.

Por último, como señal clara de coherencia con la senda de descarbonización de nuestro país, se regula el cese de la producción de carbón nacional.

El título VII contempla aspectos concretos en la movilización de recursos en la lucha contra el cambio climático y la transición energética. En primer lugar, la ley dispone, con las excepciones establecidas en la misma, que al menos un porcentaje de los Presupuestos Generales del Estado, equivalente al acordado en el marco Financiero Plurianual de la Unión Europea, deberá tener impacto positivo en la lucha contra el cambio climático, estableciendo, en segundo lugar, que el Gobierno, a propuesta conjunta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y del Ministerio de Hacienda, revisará al alza, antes del año 2025, este porcentaje. En tercer lugar, se define el uso de los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Por otro lado, la ley contempla una serie de medidas relacionadas con la contratación pública, destacando entre las mismas la inclusión en los pliegos de contratación de criterios de adjudicación vinculados con la lucha contra el cambio climático y de prescripciones técnicas particulares que establezcan la necesaria reducción de emisiones y de la huella de carbono.

En España es necesario llevar a cabo un proceso de aprendizaje que conduzca a identificar y anticipar situaciones potencialmente arriesgadas para la economía española y sus empresas y favorecer de esta forma la aplicación progresiva y cada vez más compleja de criterios de responsabilidad en materia de clima por parte de todos los actores. Por ello, es necesario fomentar el establecimiento de un marco para facilitar las inversiones sostenibles, en línea con lo adoptado por la Unión Europea, que permita reorientar los flujos de capital con el fin de alcanzar un crecimiento sostenible e inclusivo. Se recogen las obligaciones de información que debe emprender el sector financiero y las empresas. Se introduce la obligación de presentar, en materia de obligaciones de información no financiera, un informe de carácter anual en el que se haga una evaluación del impacto financiero de los riesgos asociados al cambio climático generados por la exposición de su actividad, incluyendo los riesgos de la transición hacia una economía sostenible y las medidas que se adopten para hacer frente a dichos riesgos financieros. Como sector que también debe contribuir a reducir las emisiones, a partir del año 2023, junto con las obligaciones de información las entidades de crédito deben publicar objetivos específicos de descarbonización de su cartera de préstamo e inversión alineados con el Acuerdo de París. En el articulado de la ley se detalla el contenido de este informe, que está en línea con las recomendaciones del Grupo de Trabajo del G20 sobre Divulgación de información financiera relacionada con el cambio climático, incluyendo su planificación financiera.

Asimismo, se prevé que el Banco de España, la Comisión Nacional del Mercado de Valores, y la Dirección General de Seguros y Fondos de Pensiones elaboren un informe sobre la evaluación del riesgo para el sistema financiero español derivado del cambio climático.

Se incluye, por otro lado, la obligación de que el operador del sistema eléctrico, el Gestor Técnico del sistema gasista y la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) remitan un informe en el que se haga una evaluación de los riesgos y oportunidades asociados a un sistema energético descarbonizado sobre las actividades de la entidad, su estrategia y su planificación financiera. Obligaciones de información similares a las que se introducen en esta ley ya forman parte de la realidad económica y financiera de países como Reino Unido, Noruega, Francia y Alemania.

Las instituciones financieras internacionales están apoyando y demandando nuevos requerimientos de divulgación y evaluación de riesgos y oportunidades asociadas al cambio climático, donde las recomendaciones del Grupo de Trabajo sobre Divulgación de información financiera relacionada con el cambio climático (Taskforce on Climate Related Financial Disclosures), promovido en 2015 por el Financial Stability Board (FSB), para responder a los riesgos que el cambio climático crea en la estabilidad financiera en el contexto de la economía global, están sentando las bases de muchas de las iniciativas que se están poniendo en marcha. Estas iniciativas se basan en la existencia de un creciente reconocimiento de la correlación positiva entre la gestión de los riesgos climáticos, la creación de valor a largo plazo y el poder de los mercados. La ley da respuesta al interés creciente del sector financiero por las finanzas verdes y constata la reorientación de las estrategias de la banca y del mundo financiero del siglo XXI.

El título VIII aborda dos cuestiones de esencial importancia para la implicación de la sociedad española en las respuestas frente al cambio climático y la promoción de la transición energética, como son, por una parte, la educación y la capacitación para el desarrollo sostenible y el cuidado del clima, y, de otra, la investigación, desarrollo e innovación.

El título IX regula de forma novedosa la gobernanza de cambio climático y transición energética en España. En primer lugar, se crea el Comité de Personas Expertas de Cambio Climático y Transición Energética como órgano responsable de evaluar y hacer recomendaciones sobre las políticas y medidas de energía y cambio climático, incluidas las normativas. A tal fin, elaborará anualmente un informe que será remitido y sometido a debate en el Congreso de los Diputados, con la participación del Gobierno. Las Comunidades Autónomas deberán informar en la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático de los planes de energía y clima a partir del 31 de diciembre de 2021. Los planes, programas, estrategias, instrumentos y disposiciones de carácter general que se adopten en la lucha contra al cambio climático y la transición energética hacia una economía baja en

carbono se llevarán a cabo bajo fórmulas abiertas que garanticen la participación de los agentes sociales y económicos interesados y del público. Por último, la ley contempla un artículo relativo a las políticas, medidas, inventarios y proyecciones de gases de efecto invernadero, de forma que se refuerce la coordinación a la hora de responder a las obligaciones de información asumidas en el marco de la normativa nacional, comunitaria e internacional.

Esta ley se adecua a los principios de buena regulación contenidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Así, de acuerdo con los principios de necesidad y eficacia, esta norma se justifica en la necesidad de asegurar el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París, facilitar la plena descarbonización de la economía española, de modo que se garantice el uso racional y solidario de nuestros recursos, y la implantación de un modelo de desarrollo sostenible que genere empleo decente. Se cumple el principio de proporcionalidad ya que la regulación se limita al mínimo imprescindible para llevar a cabo la transformación de la economía española, dando las señales necesarias para que esta tenga lugar. A fin de garantizar el principio de seguridad jurídica, la iniciativa normativa se ejerce de manera coherente con el resto del ordenamiento jurídico, nacional y de la Unión Europea, así como internacional, en particular respecto de la Agenda 2030 y el Acuerdo de París, para generar un marco normativo estable, predecible, integrado, claro y de certidumbre, que facilita su conocimiento, comprensión y aplicación y, en consecuencia, la actuación y toma de decisiones de las personas y empresas. En aplicación del principio de eficiencia, se limitan las cargas administrativas a las imprescindibles para la consecución de los fines descritos, siempre dentro del marco del ordenamiento jurídico nacional, de la Unión Europea e internacional. En aplicación del principio de transparencia, la ley se ha tramitado con arreglo a las previsiones de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno y de conformidad con la Ley 27/2006, de 18 de julio, por la que se regulan los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso a la justicia, en materia de medio ambiente, por ser una norma con incidencia ambiental, en aras de obtener la mayor participación posible de la sociedad, a través de los trámites de consulta previa y audiencia e información públicas. Asimismo, la ley se ha sometido al Consejo Asesor de Medio Ambiente, donde están representados los principales sectores de la sociedad civil en materia medioambiental. Por último, la participación de las Comunidades Autónomas y las Entidades Locales, que ha acompañado a toda la tramitación normativa en sus distintos trámites participativos, se ha visto reforzada con la consulta a los órganos colegiados de coordinación que aúnan a las distintas administraciones, como son el Consejo Nacional del Clima y la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático, así como a la Conferencia Sectorial de Medio Ambiente.

En la redacción del anteproyecto de ley se ha tenido en cuenta la jurisprudencia del Tribunal Constitucional en relación con las competencias del Estado y de las Comunidades Autónomas en materia de cambio climático, como son, por ejemplo, la Sentencia 15/2018, de 22 de febrero de 2018, la Sentencia 62/2018, de 7 de junio de 2018, la Sentencia 64/2018, de 7 de junio de 2018, y Sentencia 87/2019, de 20 de junio de 2019. En esta última Sentencia el Tribunal Constitucional ha establecido que la determinación de los objetivos de clima es competencia del Estado.

El proyecto transpone la Directiva 2018/844 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética. Esta transposición se realiza a través del artículo 15 de la ley, que dispone que antes del 1 de enero de 2023, todos los edificios de uso distinto al residencial privado que cuenten con una zona de uso aparcamiento con más de veinte plazas, ya sea en el interior o en un espacio exterior adscrito, deberán cumplir la exigencia relativa a las dotaciones mínimas para la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos establecida en el Código Técnico de la Edificación.

Por último, esta ley se dicta de acuerdo con el Consejo de Estado. Asimismo, se dicta conjuntamente al amparo de las competencias exclusivas del Estado previstas en el artículo 149.1.13.ª de la Constitución, en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica; en el artículo 149.1.23.ª de la Constitución, de legislación básica

sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las Comunidades Autónomas de establecer normas adicionales de protección, además de la legislación básica sobre montes, aprovechamientos forestales y vías pecuarias; y en el artículo 149.1.25.ª de la Constitución, de bases del régimen minero y energético.

Asimismo, esta ley se dicta también al amparo de las competencias exclusivas del Estado previstas en los artículos 149.1.15.ª en relación con el fomento y coordinación general de la investigación científica y técnica; 149.1.18.ª en relación con la legislación básica sobre contratos y concesiones administrativas; 149.1.20.ª en relación con la marina mercante, puertos de interés general, control del espacio aéreo, tránsito y transporte aéreo; 149.1.21.ª en relación con los transportes terrestres, tráfico y circulación de vehículos a motor; 149.1.22.ª en relación con los recursos y aprovechamientos hidráulicos, y autorización de las instalaciones eléctricas; 149.1.24.ª en relación con las obras públicas de interés general; y 149.1.30.ª en relación con las condiciones de obtención, expedición y homologación de títulos académicos y profesionales.

Se exceptúa de lo anterior por carecer de carácter básico y ser de aplicación exclusiva de la Administración General del Estado algunas materias que se regulan en esta ley, como son los puertos de competencia del Estado, la contratación pública, y la desinversión en productos energéticos de origen fósil.

TÍTULO PRELIMINAR

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto de la Ley.*

Esta ley tiene por objeto asegurar el cumplimiento, por parte de España, de los objetivos del Acuerdo de París, adoptado el 12 de diciembre de 2015, firmado por España el 22 de abril de 2016 y publicado en el «Boletín Oficial del Estado» el 2 de febrero de 2017; facilitar la descarbonización de la economía española, su transición a un modelo circular, de modo que se garantice el uso racional y solidario de los recursos; y promover la adaptación a los impactos del cambio climático y la implantación de un modelo de desarrollo sostenible que genere empleo decente y contribuya a la reducción de las desigualdades.

La Administración General del Estado, las Comunidades Autónomas y las Entidades Locales, en el ámbito de sus respectivas competencias, darán cumplimiento al objeto de esta ley, y cooperarán y colaborarán para su consecución.

Artículo 2. *Principios rectores.*

Las actuaciones derivadas de esta ley y de su desarrollo se regirán por los principios reconocidos en el derecho nacional, en el marco de las competencias que tienen atribuidas el Estado y las Comunidades Autónomas, en el derecho de la Unión Europea e internacional de aplicación en materia de energía y clima y, en especial, en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, hecha en Nueva York el 9 de mayo de 1992, el Acuerdo de París, adoptado el 12 de diciembre de 2015, firmado por España el 22 de abril de 2016 y publicado en el Boletín Oficial del Estado el 2 de febrero de 2017, la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, aprobada por Resolución de la Asamblea General de las Naciones Unidas el 25 de septiembre de 2015 y la normativa de la Unión Europea, así como en los principios siguientes:

a) Desarrollo sostenible.

b) Descarbonización de la economía española, entendiendo por tal la consecución de un modelo socioeconómico sin emisiones de gases de efecto invernadero.

c) Protección del medio ambiente, preservación de la biodiversidad, y aplicación del principio «quien contamina, paga».

d) Cohesión social y territorial, garantizándose, en especial, la armonización y el desarrollo económico de las zonas donde se ubiquen las centrales de energías renovables respetando los valores ambientales.

e) Resiliencia.

f) Protección y promoción de la salud pública.

g) Accesibilidad universal.
h) Protección de colectivos vulnerables, con especial consideración a la infancia.
i) Igualdad entre mujeres y hombres.
j) Mejora de la competitividad de los sectores productivos y certidumbre para las inversiones.
k) Precaución.
l) No regresión.
m) La mejor y más reciente evidencia científica disponible, incluyendo los últimos informes del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), de las Naciones Unidas.
n) Calidad y seguridad de suministro de energía.
ñ) Cooperación, colaboración y coordinación entre las Administraciones Públicas.

TÍTULO I

Objetivos y planificación de la transición energética

Artículo 3. *Objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables y eficiencia energética.*

1. Se establecen los siguientes objetivos mínimos nacionales para el año 2030 al objeto de dar cumplimiento a los compromisos internacionalmente asumidos y sin perjuicio de las competencias autonómicas:

a) Reducir en el año 2030 las emisiones de gases de efecto invernadero del conjunto de la economía española en, al menos, un 23 % respecto del año 1990.
b) Alcanzar en el año 2030 una penetración de energías de origen renovable en el consumo de energía final de, al menos, un 42 %.
c) Alcanzar en el año 2030 un sistema eléctrico con, al menos, un 74 % de generación a partir de energías de origen renovables.
d) Mejorar la eficiencia energética disminuyendo el consumo de energía primaria en, al menos, un 39,5 %, con respecto a la línea de base conforme a normativa comunitaria.

2. Antes de 2050 y, en todo caso, en el más corto plazo posible, España deberá alcanzar la neutralidad climática, con el objeto de dar cumplimiento a los compromisos internacionalmente asumidos y, sin perjuicio de las competencias autonómicas, el sistema eléctrico deberá estar basado, exclusivamente, en fuentes de generación de origen renovable.
3. Se autoriza al Consejo de Ministros a revisar al alza los objetivos establecidos en los apartados 1 y 2 de este artículo con los siguientes fines:

a) Para cumplir con el Acuerdo de París, de acuerdo con las decisiones que tome la Conferencia de las Partes en su calidad de reunión de las Partes en el Acuerdo de París.
b) Para cumplir con la normativa de la Unión Europea.
c) Para adaptarlos a la evolución de los avances tecnológicos y del conocimiento científico.
d) Cuando concurran elementos objetivos cuantificables que, motivadamente, lo aconseje por motivos medioambientales, sociales o económicos.

4. La revisión de los objetivos establecidos en los apartados 1 y 2 solo podrá contemplar una actualización al alza de las sendas vigentes de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero e incremento de las absorciones por los sumideros.
5. En cualquier caso, se iniciará en el año 2023 la primera revisión de los objetivos establecidos en este artículo.

Artículo 4. *Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima.*

1. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) es la herramienta de planificación estratégica nacional que integra la política de energía y clima, y refleja la contribución de España a la consecución de los objetivos establecidos en el seno de la

Unión Europea en materia de energía y clima, de conformidad con lo establecido en la normativa de la Unión Europea. Será aprobado por real decreto del Consejo de Ministros, a propuesta de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

2. Los informes de progreso sobre el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, elaborados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, se someterán periódicamente al Consejo de Ministros para su toma en consideración, debiendo ser objeto de la correspondiente publicidad.

3. El primer Plan Nacional Integrado de Energía y Clima abarcará el periodo 2021-2030.

4. Los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima incluirán, al menos, el siguiente contenido:

a) Los objetivos y contribuciones cuantitativas ajustados a la ley, a nivel nacional y sectorial, de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y absorciones por los sumideros, de energías renovables y de eficiencia energética, garantizando la contribución de todos los sectores de la economía a la consecución de tales objetivos.

b) Las políticas y medidas correspondientes para alcanzar dichos objetivos.

c) Cualquier otro objetivo, política o medida establecido en la normativa de la Unión Europea sobre la estructura y contenido de los Planes.

Artículo 5. *Estrategia de Descarbonización a 2050.*

1. El Gobierno aprobará una Estrategia de Descarbonización a 2050 que establezca una senda de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y de incremento de las absorciones por los sumideros del conjunto de la economía española hasta 2050, necesaria para cumplir con los objetivos señalados en el artículo 3 y de conformidad con lo exigido por la normativa de la Unión Europea. La Estrategia de Descarbonización a 2050 será revisable cada cinco años e incluirá, al menos, un objetivo intermedio de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero indicativo en 2040.

2. La Estrategia de Descarbonización a 2050 será aprobada mediante real decreto del Consejo de Ministros, a iniciativa de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Una vez aprobada, se dará cuenta de la misma al Congreso de los Diputados y al Senado.

Artículo 6. *Digitalización para la Descarbonización de la Economía.*

El Gobierno adoptará acciones de impulso a la digitalización de la economía que contribuyan a lograr los objetivos de descarbonización, en el marco de la estrategia España Digital 2025. Entre las referidas acciones se incluirán:

a) Abordar estratégicamente los retos y oportunidades que genera la incorporación de la tecnología digital al sector energético, al sector de la movilidad sostenible, a la economía circular, a la gestión del capital natural, a las redes y ciudades inteligentes y, en general, a las actividades de lucha contra el cambio climático.

b) Informar y difundir las nuevas propuestas para la reducción de emisiones de efecto invernadero de la economía digital y los nuevos modelos de negocio.

c) Emplear el potencial de nuevas tecnologías, como la Inteligencia Artificial, para transitar hacia una economía verde, incluyéndose, entre otros aspectos, el diseño de algoritmos energéticamente eficientes por diseño.

d) Impulsar las competencias digitales de la fuerza laboral, entre otros para las personas trabajadoras de los sectores necesitados de medidas de acompañamiento de Transición Justa, cuyos puestos pueden ser reemplazados por tecnologías emergentes, de modo que se maximice el aprovechamiento de las oportunidades y se minimicen los efectos negativos.

e) Promover que las compañías tengan en cuenta el impacto de sus servicios y de su proceso de digitalización y adopten un enfoque responsable de la innovación de los servicios digitales existentes para lograr una digitalización sostenible en el ámbito de aplicación de esta ley.

TÍTULO II

Energías renovables y eficiencia energética

Artículo 7. *Generación eléctrica en dominio público hidráulico.*

1. Al objeto de cumplir los objetivos en materia de energías renovables establecidos en esta ley, las nuevas concesiones que se otorguen, de acuerdo con lo establecido en la legislación de aguas sobre el dominio público hidráulico para la generación de energía eléctrica, tendrán como prioridad el apoyo a la integración de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico. A tal fin, se promoverán, en particular, las centrales hidroeléctricas reversibles, siempre que cumplan con los objetivos ambientales de las masas de agua y los regímenes de caudales ecológicos fijados en los planes hidrológicos de cuenca y sean compatibles con los derechos otorgados a terceros, con la gestión eficiente del recurso y su protección ambiental.

2. Reglamentariamente se establecerán las condiciones técnicas para llevar a cabo el bombeo, almacenamiento y turbinado para maximizar la integración de energías renovables. Dichas condiciones tendrán en cuenta lo dispuesto en el apartado anterior.

3. Al objeto de avanzar en nuevos desarrollos tecnológicos en materia de energías renovables y contribuir al logro de los objetivos previstos en la ley se promoverá, para usos propios del ciclo urbano del agua, el aprovechamiento para la generación eléctrica de los fluyentes de los sistemas de abastecimiento y saneamiento urbanos, siempre condicionado al cumplimiento de los objetivos de dichos sistemas cuando sea técnica y económicamente viable.

Artículo 8. *Eficiencia energética y rehabilitación de edificios.*

1. El Gobierno promoverá y facilitará el uso eficiente de la energía, la gestión de la demanda y el uso de energía procedente de fuentes renovables en el ámbito de la edificación, sin perjuicio de las competencias que correspondan a las Comunidades Autónomas, con especial referencia a los edificios habitados por personas en situaciones de vulnerabilidad.

2. Los materiales de construcción utilizados tanto en la construcción como en la rehabilitación de edificios deberán tener la menor huella de carbono posible a fin de disminuir las emisiones totales en el conjunto de la actuación o del edificio.

3. Las directrices y criterios de rehabilitación energética garantizarán en todo caso el mantenimiento y, cuando proceda, la mejora de las condiciones de accesibilidad y usabilidad de los edificios e instalaciones, fomentándose la posibilidad de aunar ambos tipos de actuaciones rehabilitadoras en programas únicos o, al menos, alineados.

4. El Gobierno fomentará la renovación y rehabilitación de los edificios existentes, tanto públicos como privados, para alcanzar los efectos señalados en este artículo y, en especial, la alta eficiencia energética y descarbonización a 2050.

A los efectos señalados en el párrafo anterior, en un plazo inferior a seis meses desde la entrada en vigor de la presente ley, el Gobierno elaborará un Plan de Rehabilitación de Viviendas y Renovación urbana con el objetivo de mejorar el parque edificado, independientemente de su titularidad, a efectos de cumplimentar los indicadores de eficiencia energética establecidos en el PNIEC y garantizar la integración de dichas actuaciones con el resto de los objetivos de mejora establecidos en la Agenda Urbana Española. Este Plan deberá seguir los criterios y objetivos recogidos en la estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España (ERESEE).

5. Las Administraciones Públicas podrán establecer incentivos que favorezcan la consecución de los objetivos previstos en este artículo, con especial atención a la introducción de las energías renovables en la rehabilitación de viviendas fomentando el autoconsumo, las instalaciones de pequeña potencia, la calefacción y la refrigeración cero emisiones.

6. Las medidas referidas en los apartados anteriores, la reglamentación técnica sobre energía y la Estrategia a largo plazo para la rehabilitación de edificios serán coherentes con los objetivos establecidos en los sucesivos Planes Integrados de Energía y Clima.

TÍTULO III

Transición energética y combustibles

Artículo 9. *Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.*

1. A partir de la entrada en vigor de esta ley no se otorgarán en el territorio nacional, incluido el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental, nuevas autorizaciones de exploración, permisos de investigación de hidrocarburos o concesiones de explotación para los mismos, regulados al amparo de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y del Real Decreto-ley 16/2017, de 17 de noviembre, por el que se establecen disposiciones de seguridad en la investigación y explotación de hidrocarburos en el medio marino.

A partir de la entrada en vigor de esta ley, no se otorgarán nuevas autorizaciones para realizar en el territorio nacional, incluido el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental, cualquier actividad para la explotación de hidrocarburos en la que esté prevista la utilización de la fracturación hidráulica de alto volumen.

2. Cinco años antes del final de la vigencia de una concesión de explotación, y sin perjuicio de los requisitos establecidos en el real decreto de otorgamiento, la persona o entidad titular de la concesión presentará ante el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un informe que refleje el potencial de reconversión de sus instalaciones o de su ubicación para otros usos del subsuelo, incluida la energía geotérmica, o para otras actividades económicas, en particular, el establecimiento de energías renovables, y que deberá contemplar los niveles de mantenimiento del empleo.

Artículo 10. *Investigación y aprovechamiento de yacimientos de minerales radiactivos.*

1. A partir de la entrada en vigor de esta ley no se admitirán nuevas solicitudes para el otorgamiento de permisos de exploración, permisos de investigación o concesiones directas de explotación, ni sus prórrogas, regulados al amparo de la Ley 22/1973, de 21 de julio, de minas, de minerales radiactivos, tal y como se definen en la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear, cuando tales recursos sean extraídos por sus propiedades radiactivas, fisionables o fértiles.

2. A partir de la entrada en vigor de esta ley no se admitirán nuevas solicitudes de autorización de instalaciones radiactivas del ciclo del combustible nuclear para el procesamiento de dichos minerales radiactivos, entendiendo como tales instalaciones las así definidas en el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas.

Artículo 11. *Ayudas a productos energéticos de origen fósil.*

A partir de la entrada en vigor de esta ley, la aplicación de nuevos beneficios fiscales a productos energéticos de origen fósil deberá estar debidamente justificada por motivos de interés social, económico o atendiendo a la inexistencia de alternativas tecnológicas. Durante el último trimestre de cada año natural, el Ministerio de Hacienda realizará un informe sobre el régimen fiscal aplicable a los productos energéticos de origen fósil, identificando aquellas ayudas y medidas que favorezcan su uso. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico elaborará una propuesta de calendario para la revisión de las ayudas y medidas que favorezcan el uso de los productos energéticos de origen fósil, compatible con los objetivos previstos en la ley, teniendo en cuenta los informes emitidos por el Ministerio de Hacienda y previa consulta a los ministerios sectoriales afectados. El calendario de revisión será aprobado mediante Acuerdo de Consejo de Ministros.

Artículo 12. *Fomento y objetivos de los gases renovables.*

1. El Gobierno fomentará, mediante la aprobación de planes específicos, la penetración de los gases renovables, incluyendo el biogás, el biometano, el hidrógeno y otros combustibles en cuya fabricación se hayan usado exclusivamente materias primas y energía de origen renovable o permitan la reutilización de residuos orgánicos o subproductos de origen animal o vegetal.

2. Para el cumplimiento de los objetivos establecidos en los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima, los planes de fomento referidos en el apartado anterior podrán prever, entre otras, las siguientes medidas:

a) Objetivos anuales de penetración de los gases renovables en la venta o consumo de gas natural, con indicación de los tipos de producto con los que se deberá cumplir la obligación, así como de los sujetos obligados.

b) Un sistema de certificación que permita la supervisión y control de las obligaciones así como mecanismos de flexibilidad que favorezcan la máxima eficiencia en el logro de los objetivos.

c) Regulaciones que favorezcan el uso industrial directo de los gases o su empleo para soluciones de movilidad, así como la inyección de dichos gases renovables en la red de gas natural.

Artículo 13. *Objetivos de energías renovables y combustibles alternativos sostenibles en el transporte.*

1. El Gobierno establecerá objetivos anuales de integración de energías renovables y de suministro de combustibles alternativos en el transporte con especial énfasis los biocarburantes avanzados y otros combustibles renovables de origen no biológico. En el caso del transporte aéreo, los objetivos se establecerán a propuesta conjunta de los Ministerios de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana y para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, debiendo tener en cuenta la lejanía y realidad propias de los territorios insulares.

2. Reglamentariamente el Gobierno adoptará las medidas necesarias para lograr el cumplimiento de los objetivos de integración de energías renovables y suministro de combustibles alternativos en el transporte, con especial énfasis los biocarburantes avanzados y otros combustibles renovables de origen no biológico en el transporte aéreo, incluidos los combustibles sintéticos en cuya fabricación se hayan usado exclusivamente materias primas y energía de origen renovable. En particular, estas medidas podrán incluir:

a) Los tipos de producto con que se deberán cumplir los objetivos y los sujetos obligados.

b) Un sistema de certificación que permita la supervisión y control de las obligaciones, así como mecanismos de flexibilidad que favorezcan la máxima eficiencia en el logro de los objetivos.

3. A los efectos de lo dispuesto en este artículo, los biocarburantes y otros combustibles renovables de origen no biológico que se incorporen en el transporte aéreo deberán cumplir con los criterios de sostenibilidad definidos por la normativa de la Unión Europea y nacional sobre biocombustibles y otros combustibles renovables de origen no biológico, en particular, los previstos en la Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, con el fin de evitar el empleo de materias primas con efectos negativos indirectos sobre el medio ambiente y la calidad del aire.

TÍTULO IV

Movilidad sin emisiones y transporte

Artículo 14. *Promoción de movilidad sin emisiones.*

1. La Administración General del Estado, las Comunidades Autónomas y las Entidades Locales, en el marco de sus respectivas competencias, adoptarán medidas para alcanzar en el año 2050 un parque de turismos y vehículos comerciales ligeros sin emisiones directas de CO_2, de conformidad con lo establecido por la normativa comunitaria. A estos efectos el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima fijará para el año 2030 objetivos de penetración de vehículos matriculados con nulas o bajas emisiones directas de CO_2, según sus diferentes categorías.

2. En desarrollo de la estrategia de descarbonización a 2050 se adoptarán las medidas necesarias, de acuerdo con la normativa de la Unión Europea, para que los turismos y vehículos comerciales ligeros nuevos, excluidos los matriculados como vehículos históricos, no destinados a usos comerciales, reduzcan paulatinamente sus emisiones, de modo que no más tarde del año 2040 sean vehículos con emisiones de 0 g CO_2/km de conformidad con lo establecido por la normativa comunitaria. A tal efecto, previa consulta con el sector, se pondrán en marcha medidas que faciliten la penetración de estos vehículos, que incluirán medidas de apoyo a la I+D+i.

3. Los municipios de más de 50.000 habitantes y los territorios insulares adoptarán antes de 2023 planes de movilidad urbana sostenible que introduzcan medidas de mitigación que permitan reducir las emisiones derivadas de la movilidad incluyendo, al menos:

a) El establecimiento de zonas de bajas emisiones antes de 2023.

b) Medidas para facilitar los desplazamientos a pie, en bicicleta u otros medios de transporte activo, asociándolos con hábitos de vida saludables, así como corredores verdes intraurbanos que conecten los espacios verdes con las grandes áreas verdes periurbanas.

c) Medidas para la mejora y uso de la red de transporte público, incluyendo medidas de integración multimodal.

d) Medidas para la electrificación de la red de transporte público y otros combustibles sin emisiones de gases de efecto invernadero, como el biometano.

e) Medidas para fomentar el uso de medios de transporte eléctricos privados, incluyendo puntos de recarga.

f) Medidas de impulso de la movilidad eléctrica compartida.

g) Medidas destinadas a fomentar el reparto de mercancías y la movilidad al trabajo sostenibles.

h) El establecimiento de criterios específicos para mejorar la calidad del aire alrededor de centros escolares, sanitarios u otros de especial sensibilidad, cuando sea necesario de conformidad con la normativa en materia de calidad del aire.

i) Integrar los planes específicos de electrificación de última milla con las zonas de bajas emisiones municipales.

Lo dispuesto en este apartado será aplicable a los municipios de más de 20.000 habitantes cuando se superen los valores límite de los contaminantes regulados en Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire.

Los planes de movilidad urbana sostenible habrán de ser coherentes con los planes de calidad del aire con los que, en su caso, cuente el municipio con arreglo a lo previsto en el Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire.

Se entiende por zona de baja emisión el ámbito delimitado por una Administración pública, en ejercicio de sus competencias, dentro de su territorio, de carácter continuo, y en el que se aplican restricciones de acceso, circulación y estacionamiento de vehículos para mejorar la calidad del aire y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, conforme a la clasificación de los vehículos por su nivel de emisiones de acuerdo con lo establecido en el Reglamento General de Vehículos vigente.

Cualquier medida que suponga una regresión de las zonas de bajas emisiones ya existentes deberá contar con el informe previo del órgano autonómico competente en materia de protección del medio ambiente.

4. De acuerdo con la normativa de movilidad limpia aprobada por la Unión Europea y con las revisiones y mejoras posteriores que se acuerden, las Comunidades Autónomas insulares, considerando su vulnerabilidad frente al cambio climático, podrán instar al Estado el establecimiento de medidas de promoción de movilidad limpia, consistentes en restricciones en su ámbito territorial de la circulación de turismos y furgonetas.

Artículo 15. *Instalación de puntos de recarga eléctrica.*

1. El Gobierno pondrá a disposición del público la información de los puntos de recarga eléctrica para vehículos de acceso público, dentro del año posterior a la entrada en vigor de esta ley, a través del Punto de Acceso Nacional de información de tráfico en tiempo real gestionado por el organismo autónomo Jefatura Central de Tráfico. Para ello, con carácter previo, los prestadores del servicio de recarga eléctrica deberán remitir por medios

electrónicos al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico información actualizada de la localización, características, y disponibilidad de dichas instalaciones, así como del precio de venta al público de la electricidad o del servicio de recarga.

El Gobierno velará especialmente por el cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, por el que se establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, de acuerdo con los informes que se prevén por la Directiva 2014/94/UE, de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, en lo relativo a garantizar la interoperabilidad de los puntos de recarga accesibles al público.

2. Quienes ostenten la titularidad de las instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos cuyo volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo A en 2019 sea superior o igual a 10 millones de litros instalarán, por cada una de estas instalaciones, al menos una infraestructura de recarga eléctrica de potencia igual o superior a 150 kW en corriente continua, que deberá prestar servicio en un plazo de veintiún meses a partir de la entrada en vigor de esta ley.

3. Quienes ostenten la titularidad de las instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos cuyo volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo A en 2019 sea superior o igual a 5 millones de litros y menor a 10 millones de litros, instalarán, por cada una de estas instalaciones, al menos una infraestructura de recarga eléctrica de potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua, que deberá prestar servicio en un plazo de veintisiete meses a partir de la entrada en vigor de esta ley.

4. En el caso de que en una provincia, Ciudad Autónoma o isla no exista ninguna instalación de suministro de combustibles y carburantes a vehículos cuyo volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo A en 2019 sea superior o igual a 5 millones de litros, quienes ostenten la titularidad de las instalaciones que, ordenadas de mayor a menor volumen de ventas anuales agregadas de gasolina y gasóleo, conjunta o individualmente alcancen al menos el 10 % de las ventas anuales totales en las citadas áreas geográficas en el año 2019 instalarán, por cada una de estas instalaciones, al menos una infraestructura de recarga eléctrica de potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua, que deberá prestar servicio en un plazo de 27 meses a partir de la entrada en vigor de esta ley.

5. A partir de 2021, quienes ostenten la titularidad de las instalaciones nuevas de suministro de combustible y carburantes a vehículos o que acometan una reforma en su instalación que requiera una revisión del título administrativo, independientemente del volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo de la instalación, instalarán al menos una infraestructura de recarga eléctrica de potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua, que deberá prestar servicio desde la puesta en funcionamiento de la instalación o finalización de la reforma de la misma que requiera una revisión del título administrativo.

6. Mediante Orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con la participación de las Comunidades Autónomas, se establecerá el listado de instalaciones de suministro de combustibles y carburantes obligadas por los apartados segundo, tercero, cuarto y quinto de este artículo, así como las excepciones e imposibilidades técnicas para su cumplimiento.

7. En el año 2023, y a partir de entonces bianualmente, mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía se establecerá el listado de nuevas instalaciones de suministro de combustibles y carburantes obligadas por el apartado octavo de este artículo, así como de las excepciones e imposibilidades técnicas para su cumplimiento.

8. Las instalaciones de suministro de combustibles y carburantes que dos años antes de la publicación de las resoluciones a la que hace referencia el apartado séptimo de este artículo superen el umbral de ventas anuales de gasolina y gasóleo A que se establece en los apartados segundo y tercero de este artículo estarán obligadas a la instalación de al menos una infraestructura de recarga eléctrica en los mismos términos y plazos que los indicados en dichos apartados. Los plazos de puesta en servicio de las infraestructuras de recarga se entenderán iniciados desde la publicación de las resoluciones a las que hace referencia el apartado séptimo de este artículo.

9. Mediante Orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se establecerá la regulación del contenido y forma de remisión de la

información de los puntos de recarga al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico por parte de los prestadores del servicio de recarga.

10. El Código Técnico de la Edificación establecerá obligaciones relativas a la instalación de puntos de recarga de vehículo eléctrico en edificios de nueva construcción y en intervenciones en edificios existentes. Sin perjuicio de lo anterior, antes del 1 de enero de 2023, todos los edificios de uso distinto al residencial privado que cuenten con una zona de uso aparcamiento con más de veinte plazas, ya sea en el interior o en un espacio exterior adscrito, deberán cumplir la exigencia relativa a las dotaciones mínimas para la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos que establezca el Código Técnico de la Edificación. Reglamentariamente se regularán las obligaciones relativas a la instalación de puntos de recarga de vehículo eléctrico en aparcamientos no integrados en edificaciones.

11. En el caso de concesiones en redes estatales de carreteras, las obligaciones a que se refieren los apartados 2, 3, 4, 5 y 6 de este artículo corresponderán a las personas concesionarias de las mismas. El régimen de obligaciones será el mismo que el establecido para quienes ostenten la titularidad de instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos, conforme a lo indicado en los citados apartados de este artículo.

12. El Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana y el Ministerio del Interior incorporarán en el Catálogo oficial de señales de circulación las señales necesarias para que las personas usuarias puedan identificar la ubicación y principales características de los puntos de recarga en las vías. Ambos departamentos y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico acordarán el contenido e imagen de dichas señales.

Para el diseño y la ubicación de los puntos de recarga se tendrán en cuenta criterios de accesibilidad universal.

Artículo 16. *Transporte marítimo y puertos.*

1. En los puertos de competencia del Estado el Gobierno adoptará medidas para la reducción paulatina de las emisiones generadas por el consumo de combustibles fósiles de los buques, embarcaciones, artefactos navales y plataformas físicas cuando estén amarrados o fondeados en los puertos, con el fin de alcanzar el objetivo de cero emisiones directas de estos antes de 2050.

2. A través de las Administraciones Públicas competentes, el Gobierno promoverá la articulación y consolidación de cadenas logísticas sostenibles con origen o destino en puertos mediante iniciativas estratégicas dirigidas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en puertos, así como en las cadenas de transporte marítimas o terrestres con origen o destino en puertos.

3. Las iniciativas señaladas en los apartados anteriores de este artículo tendrán por objeto, entre otros, la mejora de la eficiencia energética y de la calidad del aire de las instalaciones portuarias, la generación o contratación de energía de origen renovable en puertos, el impulso al transporte ferroviario con origen y destino en puertos, el impulso al desarrollo de Autopistas del Mar, la mejora de accesos viarios, y el estímulo al uso de energías alternativas en el transporte marítimo, con especial atención al uso de este tipo de energías en barcos atracados, de acuerdo con lo previsto en la normativa de la Unión Europea en materia de ayudas estatales.

4. Con la finalidad de alcanzar los objetivos establecidos en este artículo, el Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, a través de Puertos del Estado y de las Autoridades Portuarias, previo acuerdo con las Comunidades Autónomas en sus ámbitos de competencias:

a) Aplicará medidas de incentivo económico dirigidas a estimular el suministro eléctrico o el uso de combustibles alternativos en buques atracados, el transporte ferroviario con origen o destino en puertos y medidas de eficiencia energética en concesiones.

b) Promoverá y ejecutará proyectos de mejora de accesos viarios y ferroviarios, y actuaciones de mejora de la red ferroviaria que incrementen la competitividad del transporte ferroviario con origen o destino en puertos y plataformas logísticas, fomentando, en la medida de lo posible, su ubicación en las provincias de interior. Asimismo, fomentará la mejora de las redes eléctricas de los puertos.

c) Establecerá objetivos de reducción de consumo energético en los puertos relativos al nivel de actividad de los mismos.

5. Asimismo, el Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, en coordinación con sus homólogos de otros países, promoverá el desarrollo de Autopistas del Mar y líneas regulares de transporte Roll On-Roll Off, todo ello dentro del marco reglamentario que regula el apoyo oficial en forma de ayudas y previa solicitud a la Comisión Europea de la correspondiente autorización.

TÍTULO V

Medidas de adaptación a los efectos del cambio climático

Artículo 17. *Adaptación al Cambio Climático.*

1. El Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) constituye el instrumento de planificación básico para promover la acción coordinada y coherente frente a los efectos del cambio climático en España. Sin perjuicio de las competencias que correspondan a otras Administraciones Públicas, el PNACC define los objetivos, criterios, ámbitos de aplicación y acciones para fomentar la resiliencia y la adaptación frente al cambio climático e incluirá la adaptación frente a impactos en España derivados del cambio climático que tiene lugar más allá de las fronteras nacionales.

2. Los objetivos específicos del PNACC incluirán:

a) La elaboración de escenarios climáticos regionalizados para la geografía española.

b) La recopilación, análisis y difusión de información acerca de la vulnerabilidad y adaptación al cambio climático en diferentes sectores socioeconómicos, sistemas ecológicos y territorios.

c) La promoción y coordinación de la participación de todos los agentes implicados en las políticas de adaptación, incluyendo los distintos niveles de las administraciones públicas, las organizaciones sociales y la ciudadanía en su conjunto.

d) La definición de un sistema de indicadores de impactos y adaptación al cambio climático, que facilite un seguimiento y evaluación de las políticas públicas al respecto.

e) La elaboración de informes periódicos de seguimiento y evaluación del PNACC y sus programas de trabajo.

3. El contenido básico del PNACC debe incluir:

a) La identificación y evaluación de impactos previsibles y riesgos derivados del cambio climático para varios escenarios posibles.

b) La evaluación de la vulnerabilidad de los sistemas naturales, de los territorios, de las poblaciones y de los sectores socioeconómicos.

c) Un conjunto de objetivos estratégicos concretos, con indicadores asociados.

d) Un conjunto de medidas de adaptación orientadas a reducir las vulnerabilidades detectadas.

4. El PNACC será aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros, a propuesta de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y previa puesta en común con las Comunidades Autónomas a través de la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático.

5. El PNACC se desarrollará mediante Programas de Trabajo, a aplicar en periodos de cinco años. Cada Programa definirá los ejes y líneas prioritarias para el desarrollo de los objetivos establecidos en el Plan. Los programas de trabajo serán adoptados mediante Orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

6. Los resultados de cada Programa de Trabajo se revisarán periódicamente, al menos al final del periodo de desarrollo de cada uno de ellos, para llevar a cabo las acciones complementarias necesarias y tomarlos como referencia para preparar las propuestas a incluir en el siguiente Programa.

7. El PNACC también se desarrollará mediante planes sectoriales de adaptación que serán impulsados y elaborados por los Departamentos ministeriales competentes y que

identificarán los principales riesgos derivados del cambio climático sobre el sector, recurso o ámbito correspondiente y definirán medidas de respuesta oportunas para evitarlos o limitarlos.

8. El PNACC promoverá y priorizará la adaptación al cambio climático basada en ecosistemas, el desarrollo de las infraestructuras verdes y las soluciones basadas en la naturaleza.

Artículo 18. *Informes sobre riesgos climáticos y adaptación.*

Con la finalidad de cumplir con los objetivos de información asumidos en el Acuerdo de París y en la normativa internacional y comunitaria, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en colaboración con otros departamentos ministeriales y con las Comunidades Autónomas, elaborará y publicará informes, con una periodicidad al menos quinquenal, sobre la evolución de los impactos y riesgos derivados del cambio climático y sobre las políticas y medidas destinadas a aumentar la resiliencia y disminuir la vulnerabilidad frente al cambio climático en España.

Artículo 19. *Consideración del cambio climático en la planificación y gestión del agua.*

1. La planificación y la gestión hidrológica, a efectos de su adaptación al cambio climático, tendrán como objetivos conseguir la seguridad hídrica para las personas, para la protección de la biodiversidad y para las actividades socioeconómicas, de acuerdo con la jerarquía de usos, reduciendo la exposición y vulnerabilidad al cambio climático e incrementando la resiliencia.

2. La planificación y la gestión hidrológica deberán adecuarse a las directrices y medidas que se desarrollen en la Estrategia del Agua para la Transición Ecológica, sin perjuicio de las competencias que correspondan a las Comunidades Autónomas. Dicha Estrategia es el instrumento programático de planificación de las Administraciones Públicas que será aprobado mediante Acuerdo del Consejo de Ministros en el plazo de un año desde la entrada en vigor de esta ley.

3. La planificación y la gestión, en coherencia con las demás políticas, deberán incluir los riesgos derivados del cambio climático a partir de la información disponible, considerando:

a) Los riesgos derivados de los impactos previsibles sobre los regímenes de caudales hidrológicos, los recursos disponibles de los acuíferos, relacionados a su vez con cambios en factores como las temperaturas, las precipitaciones, la acumulación de la nieve o riesgos derivados de los previsibles cambios de vegetación de la cuenca.

b) Los riesgos derivados de los cambios en la frecuencia e intensidad de fenómenos extremos asociados al cambio climático en relación con la ocurrencia de episodios de avenidas y sequías.

c) Los riesgos asociados al incremento de la temperatura del agua y a sus impactos sobre el régimen hidrológico y los requerimientos de agua por parte de las actividades económicas.

d) Los riesgos derivados de los impactos posibles del ascenso del nivel del mar sobre las masas de agua subterránea, las zonas húmedas y los sistemas costeros.

4. Con objeto de abordar los riesgos señalados en el apartado anterior, la planificación y la gestión hidrológicas deberán:

a) Anticiparse a los impactos previsibles del cambio climático, identificando y analizando el nivel de exposición y la vulnerabilidad de las actividades socio-económicas y los ecosistemas, y desarrollando medidas que disminuyan tal exposición y vulnerabilidad. El análisis previsto en este apartado tomará en especial consideración los fenómenos climáticos extremos, desde la probabilidad de que se produzcan, su intensidad e impacto.

b) Identificar y gestionar los riesgos derivados del cambio climático en relación con su impacto sobre los cultivos y las necesidades agronómicas de agua del regadío, las necesidades de agua para refrigeración de centrales térmicas y nucleares y demás usos del agua.

c) Considerar e incluir en la planificación los impactos derivados del cambio climático sobre las tipologías de las masas de agua superficial y subterránea y sus condiciones de referencia.

d) Determinar la adaptación necesaria de los usos del agua compatibles con los recursos disponibles, una vez considerados los impactos del cambio climático, y con el mantenimiento de las condiciones de buen estado de las masas de agua.

e) Considerar los principios de la Estrategia del Agua para la Transición Ecológica para la adaptación y mejora de la resiliencia del recurso y de los usos frente al cambio climático en la identificación, evaluación y selección de actuaciones en los planes hidrológicos y en la gestión del agua.

f) Incluir aquellas actuaciones cuya finalidad expresa consista en mejorar la seguridad hídrica mediante la reducción de la exposición y la vulnerabilidad y la mejora de la resiliencia de las masas de agua, dentro de las que se incluyen las medidas basadas en la naturaleza.

g) Incluir en la planificación los impactos derivados de la retención de sedimentos en los embalses y las soluciones para su movilización, con el doble objetivo de mantener la capacidad de regulación de los propios embalses y de restaurar el transporte de sedimentos a los sistemas costeros para frenar la regresión de las playas y la subsidencia de los deltas.

h) Elaborar el plan de financiación de las actuaciones asegurando la financiación para abordar los riesgos del apartado primero.

i) Realizar el seguimiento de los impactos asociados al cambio del clima para ajustar las actuaciones en función del avance de dichos impactos y las mejoras en el conocimiento.

5. En el marco de los Planes de Gestión del Riesgo de Inundación se considerará la necesidad de medidas de control de avenidas mediante actuaciones de corrección hidrológico forestal y prevención de la erosión.

Artículo 20. *Consideración del cambio climático en la planificación y gestión del dominio público marítimo-terrestre.*

1. La planificación y gestión del medio marino se orientarán al incremento de su resiliencia a los efectos del cambio climático.

2. La planificación y gestión de la costa deberán adecuarse a las directrices y medidas contempladas en la Estrategia de Adaptación de la Costa a los Efectos del Cambio Climático, elaborada en cumplimiento de la disposición adicional octava de la Ley 2/2013, de 29 de mayo, de protección y uso sostenible del litoral y de modificación de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, y perseguirá los siguientes objetivos:

a) Incrementar la resiliencia de la costa española al cambio climático y a la variabilidad climática.

b) Integrar la adaptación al cambio climático en la planificación y gestión de la costa española.

3. Con el fin de garantizar una adecuada adaptación de la costa a los efectos del cambio climático, la gestión de los títulos de ocupación del dominio público marítimo-terrestre y sus prórrogas se llevará a cabo de acuerdo con lo establecido en el título III de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas y teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 13 ter de dicha ley.

A estos efectos, también se estará a lo previsto en otra normativa aplicable, así como en convenios internacionales que contengan regulación relativa a la costa y al mar y a la conservación y uso sostenible del dominio público marítimo-terrestre, teniéndose en cuenta factores como el estado y evolución de los ecosistemas, las condiciones hidromorfológicas, climáticas y de dinámica costera; así como la presión acumulada de los diferentes usos que soporta cada tramo de costa.

4. Los plazos de duración de los títulos de ocupación del dominio público marítimo-terrestre se computarán desde su otorgamiento e incluirán todas sus prórrogas, de ser estas posibles, sin superar los plazos máximos establecidos en la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas y en la Ley 33/2003, de 3 de noviembre, de Patrimonio de las Administraciones Públicas, siendo nulos de pleno derecho los actos administrativos que se dicten tras la entrada en vigor de esta ley en incumplimiento de lo previsto en este artículo.

Artículo 21. *Consideración del cambio climático en la planificación y gestión territorial y urbanística, así como en las intervenciones en el medio urbano, en la edificación y en las infraestructuras del transporte.*

1. La planificación y gestión territorial y urbanística, así como las intervenciones en el medio urbano, la edificación y las infraestructuras de transporte, a efectos de su adaptación a las repercusiones del cambio climático, perseguirán principalmente los siguientes objetivos:

a) La consideración, en su elaboración, de los riesgos derivados del cambio climático, en coherencia con las demás políticas relacionadas.

b) La integración, en los instrumentos de planificación y de gestión, de las medidas necesarias para propiciar la adaptación progresiva y resiliencia frente al cambio climático.

c) La adecuación de las nuevas instrucciones de cálculo y diseño de la edificación y las infraestructuras de transporte a los efectos derivados del cambio climático, así como la adaptación progresiva de las ya aprobadas, todo ello con el objetivo de disminuir las emisiones.

d) La consideración, en el diseño, remodelación y gestión de la mitigación del denominado efecto «isla de calor», evitando la dispersión a la atmósfera de las energías residuales generadas en las infraestructuras urbanas y su aprovechamiento en las mismas y en edificaciones en superficie como fuentes de energía renovable.

2. Para garantizar que las nuevas instalaciones de producción energética a partir de las fuentes de energía renovable no producen un impacto severo sobre la biodiversidad y otros valores naturales, se establecerá una zonificación que identifique zonas de sensibilidad y exclusión por su importancia para la biodiversidad, conectividad y provisión de servicios ecosistémicos, así como sobre otros valores ambientales. A tal fin el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico elaborará y actualizará periódicamente una herramienta cartográfica que refleje esa zonificación, y velará, en coordinación con las Comunidades Autónomas, para que el despliegue de los proyectos de energías renovables se lleve a cabo, preferentemente, en emplazamientos con menor impacto.

Artículo 22. *Consideración del cambio climático en la seguridad y dieta alimentarias.*

1. Las Administraciones Públicas fomentarán la mejora del conocimiento sobre los efectos del cambio climático en la seguridad y la dieta alimentarias, así como el diseño de las acciones encaminadas a mitigar y adaptarse a los mismos.

2. Se diseñarán e incluirán dentro del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, los objetivos estratégicos concretos, indicadores asociados y medidas de adaptación, encaminados a mitigar los riesgos en la seguridad alimentaria asociados al cambio climático, incluidos la aparición de riesgos emergentes alimentarios.

3. Con el objeto de incrementar la resiliencia, al tiempo que se reduce la huella de carbono y de fomentar una alimentación de calidad, en los pliegos de cláusulas administrativas particulares correspondientes a contratos públicos que tengan por objeto prestaciones que exijan la adquisición de alimentos, cuando estos contratos deban ser celebrados por la Administración General del Estado, y por los organismos y entidades dependientes o vinculados a la misma, se podrán establecer condiciones especiales de ejecución que primen los alimentos frescos o de temporada, y con un ciclo corto de distribución, siempre que ello resulte acorde con lo dispuesto en el artículo 202 de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, por la que se transponen al ordenamiento jurídico español las Directivas del Parlamento Europeo y del Consejo 2014/23/UE y 2014/24/UE, de 26 de febrero de 2014 y con el Derecho Comunitario.

Artículo 23. *Consideración del cambio climático en la salud pública.*

1. Las Administraciones Públicas fomentarán la mejora del conocimiento sobre los efectos del cambio climático en la salud pública y sobre las iniciativas encaminadas a su prevención.

2. De otra parte, en el marco del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, se diseñarán e incluirán los objetivos estratégicos concretos, indicadores asociados y medidas

de adaptación, encaminados a reducir o evitar los riesgos en la salud pública asociados al cambio climático, incluidos los riesgos emergentes.

Artículo 24. *Protección de la biodiversidad frente al cambio climático.*

1. Las Administraciones Públicas fomentarán la mejora del conocimiento sobre la vulnerabilidad y resiliencia de las especies silvestres y los hábitats frente al cambio climático, así como la capacidad de los ecosistemas para absorber emisiones. Este conocimiento, que se integrará en el Inventario Español del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, en el Plan Estratégico del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad y en la Estrategia Estatal de Infraestructura Verde y de la Conectividad y Restauración ecológicas, se aplicará en la mejora de las políticas de conservación, gestión y uso sostenible del patrimonio natural y de la biodiversidad.

2. Con la finalidad señalada en el apartado anterior, y con la necesaria participación de las Comunidades Autónomas, en el plazo de tres años desde la aprobación de la ley, se presentará a la Conferencia Sectorial de Medio Ambiente una estrategia específica de conservación y restauración de ecosistemas y especies especialmente sensibles a los efectos del cambio climático, entre los que figurarán los ecosistemas naturales y las especies de alta montaña, los humedales terrestres españoles, las praderas de posidonia y las zonas de ribera de los ríos, así como aquellos que destaquen por su papel en la adaptación al cambio climático. Para ello, se preverán las líneas de financiación adecuada a través del Fondo del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad. Esa estrategia tendrá la consideración de instrumento programático de planificación de las Administraciones Públicas, aprobado mediante Acuerdo del Consejo de Ministros, que incluirá las directrices básicas para la adaptación al cambio climático de los ecosistemas naturales terrestres, de los ecosistemas marinos y de las especies silvestres españolas, así como las líneas básicas de restauración y conservación de los mismos, con especial referencia a los ecosistemas acuáticos o dependientes del agua y de alta montaña.

3. En el plazo de tres años desde la aprobación de la ley, se presentará a la Conferencia Sectorial de Medio Ambiente una evaluación de la representatividad a medio y largo plazo de las redes de espacios naturales protegidos y espacios de la Red Natura 2000, en los diferentes escenarios climáticos posibles, con el fin de que, por parte de las administraciones competentes, se dispongan las medidas oportunas para que dichas redes sigan cumpliendo en los plazos mencionados los objetivos de conservación de hábitats y especies para las que fueron diseñadas.

4. La Administración General del Estado y la de las Comunidades Autónomas, en el ámbito de sus respectivas competencias, incluirán en la actualización y revisión de los planes o instrumentos de gestión de los Espacios Naturales Protegidos y espacios de la red Natura 2000 un apartado sobre adaptación de los mismos al cambio climático con, al menos, un diagnóstico que incluya un listado de especies y hábitats especialmente vulnerables, objetivos, acciones e indicadores de progreso y cumplimiento, así como un plan de conectividad con otros espacios protegidos.

5. En un plazo de cinco años desde la entrada en vigor de la presente ley se actualizarán todos los atlas nacionales a los que hace referencia el Real Decreto 556/2011, de 20 de abril, para el desarrollo del Inventario Español del Patrimonio Natural y la Biodiversidad, en los que incluirá un análisis específico sobre el impacto que tendrá el cambio climático sobre las especies considerando los principales escenarios climáticos contemplados en ese momento.

Artículo 25. *Desarrollo rural: política agraria, política forestal y energías renovables.*

El Gobierno incorporará en la aplicación de la Política Agraria Común, así como en otras estrategias, planes y programas en materia de política agraria y de desarrollo rural, y en el Plan Forestal Español, medidas encaminadas a reducir la vulnerabilidad al cambio climático de los suelos agrícolas, de los montes y de los suelos forestales y para facilitar la preservación de los mismos, entre ellas, la elaboración de un mapa de vulnerabilidad, así como la evaluación y promoción de sistemas agrícolas y prácticas de gestión forestal sostenibles para aumentar su resiliencia frente al cambio climático, que fomentarán en todo

caso las sinergias con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en estos ecosistemas.

El despliegue de las energías renovables debe llevarse a cabo de manera compatible con la conservación del patrimonio natural y la adecuada ordenación territorial. Para ello, perseguirá revertir parte de la riqueza que genera en el territorio donde se realice el referido despliegue para activar su economía y combatir el declive demográfico.

Artículo 26. *Fomento de la capacidad de absorción de los sumideros de carbono.*

1. Las Administraciones Públicas competentes promoverán la identificación, clasificación, cartografía, aumento y mejora de los sumideros de carbono, incluidos los sumideros de carbono azul definidos por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, así como su evaluación y contabilización a partir de las fuentes de información existentes.

2. Las Administraciones Públicas, en el marco del Consejo Nacional del Clima y la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático, adoptarán las acciones oportunas para incentivar la participación de personas y entidades propietarias y gestoras públicas y privadas, especialmente los del sector agrario y forestal, en el aumento de la capacidad de captación de CO_2 de los sumideros de carbono.

3. A los fines señalados en los apartados anteriores, se fomentarán las acciones que resalten las externalidades positivas que proporcionan los sumideros de carbono terrestres y marinos, especialmente aquellas que proporciona el sector agrario y forestal, así como el uso de la biomasa de origen primario como fuente de materiales, los productos forestales de los montes como materias primas con ciclo de vida óptimo, servicios ecosistémicos y energía de origen renovable y sostenible. A tal efecto, la acción de fomento señalada se llevará a cabo en el marco del necesario apoyo a la bioeconomía como motor de desarrollo de las zonas rurales, y adaptada a las obligaciones ligadas a la calidad del aire.

TÍTULO VI

Medidas de transición justa

Artículo 27. *Estrategia de Transición Justa.*

1. La Estrategia de Transición Justa constituye el instrumento de ámbito estatal dirigido a la optimización de las oportunidades en la actividad y el empleo de la transición hacia una economía baja en emisiones de gases de efecto invernadero y a la identificación y adopción de medidas que garanticen un tratamiento equitativo y solidario a las personas trabajadoras y territorios en dicha transición. El Gobierno aprobará, cada cinco años, mediante Acuerdo de Consejo de Ministros, Estrategias de Transición Justa, a propuesta conjunta de los Ministros para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico; de Trabajo y Economía Social; de Industria, Comercio y Turismo; de Agricultura, Pesca y Alimentación; de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana; y de Ciencia e Innovación, con la participación de las Comunidades Autónomas y a los agentes sociales.

2. La Estrategia de Transición Justa incluirá los siguientes contenidos:

a) Identificación de colectivos, sectores, empresas y territorios potencialmente vulnerables al proceso de transición a una economía baja en emisiones de carbono.

b) Análisis de las oportunidades de creación de actividad económica y empleo vinculadas a la transición energética.

c) Políticas industriales, agrarias y forestales, de investigación y desarrollo, de innovación, de promoción de actividad económica y de empleo y formación ocupacional para la transición justa.

d) Instrumentos para el seguimiento del mercado de trabajo en el marco de la transición energética mediante la participación de los agentes sociales, así como en las mesas de dialogo social.

e) El marco de elaboración de los convenios de Transición Justa.

3. La Estrategia de Transición Justa, así como los instrumentos de aplicación y desarrollo de esta, se elaborarán teniendo en cuenta la perspectiva de género y velarán por los principios de inclusión social y accesibilidad universal.

Artículo 28. *Convenios de transición justa.*

1. En el marco de la Estrategia de Transición Justa se suscribirán convenios de transición justa con el objeto de fomentar la actividad económica y su modernización, así como la empleabilidad de trabajadores vulnerables y colectivos en riesgo de exclusión en la transición hacia una economía baja en emisiones de carbono, en particular, en casos de cierre o reconversión de instalaciones.

2. Los convenios de transición justa, en los que las Comunidades Autónomas participarán de acuerdo con el ámbito de sus competencias, se suscribirán entre el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe del Ministerio de Trabajo y Economía Social, del Ministerio de Inclusión, Seguridad Social y Migraciones y del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y otras Administraciones Públicas, en particular, Entidades Locales de áreas geográficas vulnerables a la transición hacia una economía baja en carbono. Asimismo, en estos convenios podrán participar empresas, organizaciones de los sectores empresariales, organizaciones sindicales, universidades, centros educativos, asociaciones y organizaciones ambientales no gubernamentales y demás entidades interesadas o afectadas.

3. Los convenios de transición justa incluirán:

a) Una evaluación del estado de vulnerabilidad del área geográfica o colectivo afectado.

b) Compromisos de las partes participantes en el convenio, incluidas las empresas beneficiarias de medidas de apoyo para la transición.

c) Medidas fiscales, de financiación, de apoyo a la I+D+i, de digitalización, de emprendimiento, de empleo, de protección social y actividades formativas para incentivar la adaptación de los trabajadores, supeditadas al cumplimiento de los objetivos establecidos en el convenio.

d) Un calendario para la adopción de las medidas, con objetivos medibles y mecanismos de seguimiento.

e) Cuando se considere procedente, el acceso prioritario a una parte o a la totalidad de la capacidad de evacuación eléctrica, así como el derecho prioritario al uso y volumen de agua de aquellas concesiones que queden extinguidas tras el cierre de instalaciones de generación de energía eléctrica con arreglo a lo previsto en el Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.

4. A los efectos de lo previsto en el artículo 49.h) de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, la vigencia de los convenios de transición justa vendrá determinada en las cláusulas del propio convenio, no pudiendo superar en ningún caso los siete años de duración inicial. Los firmantes podrán acordar su prórroga, antes de la finalización del plazo de vigencia previsto, por un período de hasta siete años adicionales.

Artículo 29. *Cese de la producción de carbón nacional.*

1. El otorgamiento de autorizaciones de explotación, permisos, concesiones, prórrogas o cesiones de los recursos de carbón de las unidades de producción inscritas en el Plan de Cierre del Reino de España para la Minería del Carbón no Competitiva en el marco de la Decisión 2010/787/UE, quedará supeditado a la devolución de las ayudas concedidas al amparo de la citada decisión comunitaria, y correspondientes a todo el período cubierto por el plan de cierre. Deberán reintegrarse la cuantía exigible y los intereses devengados con carácter previo a cualquier posible autorización por parte de la autoridad competente.

2. Lo previsto en el apartado anterior será de aplicación a todas las solicitudes de autorizaciones de explotación, permisos o concesiones reguladas por la legislación minera, así como a prórrogas o cesiones que se encuentren en tramitación en el momento de entrada en vigor de la presente ley.

3. El Instituto para la Transición Justa, velará por el cumplimiento de lo previsto en este artículo, en cooperación con las Comunidades Autónomas en cuyo ámbito territorial se ubiquen las explotaciones mineras cerradas.

TÍTULO VII

Recursos en el ámbito nacional para la lucha contra el cambio climático y la transición energética

Artículo 30. *Recursos públicos destinados a la lucha contra el cambio climático.*

1. Al menos un porcentaje equivalente al acordado en el Marco Financiero Plurianual de la Unión Europea de los Presupuestos Generales del Estado deberá contribuir a los objetivos establecidos en materia de cambio climático y a la transición energética, de acuerdo con la metodología y los plazos que se establezcan reglamentariamente. De esta obligación se exceptuarán los recursos transferidos a las Administraciones territoriales, así como los gastos que, por su propia naturaleza, no tienen incidencia directa en el cambio climático, como los gastos de personal, los de finalidad social, como las pensiones o las prestaciones por desempleo, los de finalidad estrictamente financiera de la Administración General del Estado y el conjunto de organismos y entidades del sector público estatal, como el servicio de la Deuda Pública o cualquier otro que se determinare. Las dotaciones que se destinarán al cumplimiento de los objetivos previstos en esta ley se fijarán anualmente en el marco de elaboración de los correspondientes Presupuestos Generales del Estado, de conformidad con la normativa de aplicación y la política del Gobierno.

2. El Gobierno, a propuesta conjunta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y del Ministerio de Hacienda, revisará al alza, antes del año 2025, el porcentaje fijado en el primer apartado de este artículo, a la luz de los resultados de la planificación asociados al mismo.

3. En las propuestas que presente el Ministerio de Hacienda en el Consejo de Política Fiscal y Financiera se considerará, cuando proceda, la inclusión de criterios que contribuyan a los objetivos establecidos en materia de cambio climático y transición energética.

4. Los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero serán empleados para el cumplimiento de los objetivos en materia de cambio climático y transición energética. Las leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año recogerán los créditos correspondientes en el presupuesto del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, destinándose al sistema eléctrico al menos 450 millones de euros para financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos a fomento de energías renovables, y pudiendo destinarse hasta el 30 % de los ingresos totales a medidas con incidencia social para paliar situaciones provocadas por la transición hacia una economía descarbonizada, o relacionadas con la vulnerabilidad a los impactos del cambio climático.

Cada año, previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, conforme a la normativa comunitaria en vigor se podrá destinar hasta un 25 % de los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero para la compensación de los efectos de los costes indirectos por las emisiones de CO_2, ligadas al consumo de electricidad, para las instalaciones en riesgo de fuga de carbono.

Artículo 31. *Contratación pública.*

1. De conformidad con lo establecido en la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, por la que se transponen al ordenamiento jurídico español las Directivas del Parlamento Europeo y del Consejo 2014/23/UE y 2014/24/UE, de 26 de febrero de 2014, en toda contratación pública se incorporarán de manera transversal y preceptiva criterios medioambientales y de sostenibilidad energética cuando guarden relación con el objeto del contrato, que deberán ser objetivos, respetuosos con los principios informadores de la contratación pública y figurar, junto con la ponderación que se les atribuya, en el pliego correspondiente. Para ello, la contratación de la Administración General del Estado y el

conjunto de organismos y entidades del sector público estatal incorporará, de conformidad con el artículo 126.4 de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, como prescripciones técnicas particulares en los pliegos de contratación, criterios de reducción de emisiones y de huella de carbono dirigidos específicamente a la lucha contra el cambio climático. A tal efecto, en el plazo de un año desde la entrada en vigor de esta ley, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y el Ministerio de Hacienda elaborarán un catálogo de prestaciones en cuya contratación se tendrán en cuenta los criterios de lucha contra el cambio climático mencionados en este apartado y en el que se identificarán tales criterios de reducción de emisiones y de huella de carbono, incluidos los relacionados con una alimentación sostenible y saludable. En todo caso, de conformidad con lo establecido en el artículo 201 de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, los órganos de contratación tomarán las medidas pertinentes para garantizar que en la ejecución de los contratos los contratistas cumplen las obligaciones aplicables en materia medioambiental.

2. La Administración General del Estado y el conjunto de organismos y entidades del sector público estatal, con sujeción a lo dispuesto en el artículo 145.2 de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, en las licitaciones de redacción de proyectos, de contratos de obra o concesión de obra incluirán, entre los criterios de adjudicación, algunos de los siguientes:

a) Requisitos de máxima calificación energética de las edificaciones que se liciten.

b) Ahorro y eficiencia energética que propicien un alto nivel de aislamiento térmico en las construcciones, energías renovables y bajas emisiones de las instalaciones.

c) Uso de materiales de construcción sostenibles, teniendo en cuenta su vida útil.

d) Medidas de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos en las distintas fases del proceso de construcción de obras públicas.

e) Medidas de adaptación al cambio climático.

f) Minimización de generación de residuos.

3. Asimismo, con sujeción a lo dispuesto en los artículos 125 y 126 de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, en las licitaciones de redacción de proyectos, de contratos de obra o concesión de obra se podrán incluir, como prescripciones técnicas, alguna de los siguientes:

a) Que la madera que se utilice en las construcciones proceda de bosques gestionados de forma sostenible y atendiendo a su huella ecológica.

b) Actuaciones de repoblación forestal con especies autóctonas, como medida compensatoria para paliar la huella de carbono resultante de la ejecución de la obra o servicio objeto de licitación.

4. Los contratos de arrendamiento en vigor de inmuebles, en los que la Administración General del Estado y el conjunto de organismos y entidades del sector público estatal sean la parte arrendataria, que no tengan la consideración de edificación con consumo de energía casi nulo conforme a la versión vigente a 31 de diciembre de 2020 del Código Técnico de Edificación, no podrán prorrogarse más allá de 2030. Se exceptúan de esta previsión los contratos de arrendamientos sobre inmuebles radicados en el extranjero, que estarán regulados por la normativa de edificación y medioambiental vigente en el país en que se hallen situados.

Artículo 32. *Integración del riesgo del cambio climático por entidades cuyos valores estén admitidos a negociación en mercados regulados, entidades de crédito, entidades aseguradoras y reaseguradoras y sociedades por razón de tamaño.*

1. Las sociedades emisoras de valores admitidos a negociación en mercados regulados que formulen cuentas consolidadas, así como las que no estén integradas en un grupo consolidable, que estén obligadas a incluir en el informe de gestión consolidado o en el informe de gestión individual, el estado de información no financiera de acuerdo con lo previsto en el artículo 49.5 del Código de Comercio y en el artículo 262.5 del Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de

Sociedades de Capital, remitirán a la Comisión Nacional del Mercado de Valores, dentro de su informe de gestión, un informe de carácter anual en el que se haga una evaluación del impacto financiero sobre la sociedad de los riesgos asociados al cambio climático generados por la exposición a este de su actividad, incluyendo los riesgos de la transición hacia una economía sostenible y las medidas que se adopten para hacer frente a dichos riesgos.

2. Los grupos consolidables de entidades de crédito y las entidades de crédito no integradas en uno de estos grupos consolidables sometidos al régimen de supervisión del Banco de España y del Banco Central Europeo, de conformidad con lo previsto en el Reglamento (UE) n.º 1024/2013, del Consejo, de 15 de octubre de 2013, que encomienda al Banco Central Europeo tareas específicas respecto de políticas relacionadas con la supervisión prudencial de las entidades de crédito, incluirán entre la información con relevancia prudencial a la que se refiere el artículo 85 de la Ley 10/2014, de 26 de junio, de ordenación, supervisión y solvencia de entidades de crédito, y el artículo 93 del Real Decreto 84/2015, de 13 de febrero, por el que se desarrolla la Ley 10/2014, de 26 de junio, de ordenación, supervisión y solvencia de entidades de crédito, un informe de carácter anual en el que se haga una evaluación del impacto financiero sobre la sociedad de los riesgos asociados al cambio climático generados por la exposición a este de su actividad, incluyendo los riesgos de la transición hacia una economía sostenible y las medidas que se adopten para hacer frente a dichos riesgos. Asimismo publicarán objetivos específicos de descarbonización de su cartera de préstamo e inversión alineados con el Acuerdo de París a partir de 2023.

3. Los grupos consolidables de entidades aseguradoras y reaseguradoras y las entidades aseguradoras y reaseguradoras no integradas en uno de estos grupos sometidos al régimen de supervisión de la Dirección General de Seguros y Fondos de Pensiones, de conformidad con lo previsto en la Ley 20/2015, de 14 de julio, de ordenación, supervisión y solvencia de las entidades aseguradoras y reaseguradoras, divulgarán y remitirán a la Dirección General de Seguros y Fondos de Pensiones, en los plazos señalados en el artículo 93 del Real Decreto 1060/2015, de 20 de noviembre, de ordenación, supervisión y solvencia de entidades aseguradoras y reaseguradoras para el informe de situación financiera y de solvencia, un informe de carácter anual, en el que se haga una evaluación del impacto financiero sobre la sociedad de los riesgos asociados al cambio climático generados por la exposición a este de su actividad, incluyendo los riesgos de la transición hacia una economía sostenible y las medidas que se adopten para hacer frente a dichos riesgos.

4. Las sociedades que formulen cuentas consolidadas y las sociedades que no formen parte de un grupo consolidable, distintas de las previstas en los apartados anteriores y que estén obligadas a incluir en el informe de gestión consolidado o en el informe de gestión individual, el estado de información no financiera de acuerdo con lo previsto en el artículo 49.5 del Código de Comercio y en el artículo 262.5 del Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, publicarán dentro de su informe de gestión, un informe de carácter anual en el que se haga una evaluación del impacto financiero sobre la sociedad de los riesgos asociados al cambio climático generados por la exposición a este de su actividad, incluyendo los riesgos de la transición hacia una economía sostenible y las medidas que se adopten para hacer frente a dichos riesgos. El informe se publicará en la página web corporativa de las sociedades.

5. El contenido de los informes mencionados en los apartados anteriores sobre la estimación del impacto financiero de los riesgos para la sociedad asociados al cambio climático será determinado por real decreto, en el plazo de dos años desde la aprobación de esta ley, e incluirá los siguientes aspectos en las obligaciones de información que se establezcan:

a) La estructura de gobierno de la organización, incluyendo la función que sus distintos órganos desempeñan, en relación con la identificación, evaluación y gestión de los riesgos y oportunidades relacionados con el cambio climático.

b) El enfoque estratégico, tanto en términos de adaptación como de mitigación, de las entidades para gestionar los riesgos financieros asociados al cambio climático, teniendo en cuenta los riesgos ya existentes en el momento de la redacción del informe, y los que puedan surgir en el futuro, identificando las acciones necesarias en dicho momento para la mitigación de tales riesgos.

c) Los impactos reales y potenciales de los riesgos y oportunidades asociados al cambio climático en las actividades de la organización y su estrategia, así como en su planificación financiera.

d) Los procesos de identificación, evaluación, control y gestión de los riesgos relacionados con el clima y cómo estos se integran en su análisis de riesgo de negocio global y su integración en la gestión global del riesgo por parte de la organización.

e) Las métricas, escenarios y los objetivos utilizados para evaluar y gestionar los riesgos y oportunidades relevantes relacionados con el cambio climático y, en caso de que se haya calculado, el alcance 1, 2 y 3 de su huella de carbono y cómo se afronta su reducción.

Artículo 33. *Integración del riesgo del cambio climático en el sistema financiero y energético.*

1. El Banco de España, la Comisión Nacional del Mercado de Valores y la Dirección General de Seguros y Fondos de Pensiones, en el ámbito de sus respectivas competencias, elaborarán conjuntamente, cada dos años, un informe sobre el grado de alineamiento con las metas climáticas del Acuerdo de París y de la normativa de la Unión Europea basado en escenarios futuros y sobre la evaluación del riesgo para el sistema financiero español derivado del cambio climático y de las políticas para combatirlo, que se coordinará en el ámbito de la Autoridad Macroprudencial Consejo de Estabilidad Financiera (AMCESFI). El informe recogerá las propuestas que, en su caso, considere necesarias para mitigar el riesgo y será publicado y remitido al Congreso de los Diputados y al Senado.

2. El Operador del sistema eléctrico, el Gestor Técnico del sistema gasista y la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) remitirán al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, cada dos años y en el ámbito de sus respectivas competencias, un informe en el que se haga una evaluación de los riesgos y oportunidades asociados a un sistema energético descarbonizado sobre las actividades de la entidad, su estrategia y su planificación financiera. Asimismo, el Operador del sistema eléctrico, el Gestor Técnico del sistema gasista y la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) deberán informar al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico sobre el grado de alineación de sus actividades con el Reglamento (UE) 2020/852 relativo al establecimiento de un marco para facilitar las inversiones sostenibles y por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/2088.

Artículo 34. *Estrategia de descarbonización del sector eléctrico.*

De acuerdo con el desarrollo de la Estrategia de Descarbonización a 2050 establecida en el artículo 5, se habilita al Gobierno a requerir al operador del mercado, al operador del sistema, al transportista y a los distribuidores, definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, para que elaboren y presenten una estrategia de descarbonización en lo referente a su ámbito de actuación. Reglamentariamente se establecerán las condiciones y criterios mínimos que deberán incluir dichas estrategias.

TÍTULO VIII

Educación, Investigación e Innovación en la lucha contra el cambio climático y la transición energética

Artículo 35. *Educación y capacitación frente al cambio climático.*

1. El sistema educativo español promoverá la implicación de la sociedad española en las respuestas frente al cambio climático, reforzando el conocimiento sobre el cambio climático y sus implicaciones, la capacitación para una actividad técnica y profesional baja en carbono y resiliente frente al cambio del clima y la adquisición de la necesaria responsabilidad personal y social.

2. El Gobierno revisará el tratamiento del cambio climático y la sostenibilidad en el currículo básico de las enseñanzas que forman parte del Sistema Educativo de manera transversal, incluyendo los elementos necesarios para hacer realidad una educación para el

desarrollo sostenible. Asimismo el Gobierno, en el ámbito de sus competencias, impulsará las acciones que garanticen la adecuada formación del profesorado en esta materia.

El Gobierno promoverá que las universidades procedan a la revisión del tratamiento del cambio climático en los planes de estudios conducentes a la obtención de títulos universitarios oficiales en los que resulte coherente conforme a las competencias inherentes a los mismos, así como la formación del profesorado universitario en este ámbito.

3. El Gobierno revisará y mantendrá actualizado el Catálogo Nacional de las Cualificaciones Profesionales, así como el catálogo de ofertas formativas en el ámbito de la Formación Profesional que capaciten en perfiles profesionales propios de la sostenibilidad medioambiental y del cambio climático y la transición energética.

4. El Gobierno, en el ámbito de sus competencias, incentivará el proceso de acreditación de las competencias profesionales adquiridas por la experiencia laboral, y por vías no formales de formación, fomentando la educación y capacitación para avanzar en la lucha contra el cambio climático y la transición energética.

5. El Gobierno tendrá en cuenta la influencia que tiene la educación informal junto a la educación formal y la educación no formal, y hará uso de ella para realizar campañas de sensibilización y concienciación hacia la ciudadanía sobre los efectos del cambio climático y sobre el impacto que tiene la actividad humana en él. Además, el Gobierno y las distintas Administraciones Públicas reconocerán y pondrán los medios y recursos necesarios para que las entidades puedan realizar actividades de educación no formal, entendiendo que es una vía más para promover la implicación en la lucha contra el cambio climático de colectivos especialmente vulnerables como son la infancia y la juventud.

Artículo 36. *Investigación, desarrollo e innovación sobre cambio climático y transición energética.*

1. El Gobierno, en el ámbito de sus competencias, fomentará la inclusión del cambio climático y la transición energética, y promoverá su financiación adecuada, entre las prioridades de las Estrategias Españolas de Ciencia y Tecnología y de Innovación y en los Planes Estatales de Investigación Científica y Técnica y de Innovación.

2. Los Planes Estatales de Investigación Científica y Técnica y de Innovación impulsarán que en la evaluación relacionada con el cambio climático y la transición energética participen paneles de evaluación científico-técnica multidisciplinares, formados por personas expertas independientes cualificadas para valorar las líneas de investigación, desarrollo e innovación relacionadas con los aspectos mencionados.

TÍTULO IX

Gobernanza y participación pública

Artículo 37. *Comité de Personas Expertas de Cambio Climático y Transición Energética.*

1. Se crea el Comité de Personas Expertas de Cambio Climático y Transición Energética como órgano responsable de evaluar y hacer recomendaciones sobre las políticas y medidas de energía y cambio climático, incluidas las normativas. A tal fin, elaborará anualmente un informe que será remitido al Congreso de los Diputados y sometido a debate en el mismo, con la participación del Gobierno.

2. El Comité de Personas Expertas de Cambio Climático y Transición Energética desarrollará su actividad con plena autonomía respecto de la Administración General del Estado y su composición será paritaria en mujeres y hombres. Reglamentariamente se determinará su composición, organización y funcionamiento.

3. El Gobierno publicará su posición respecto a cada informe del Comité de Personas Expertas, de forma motivada, al menos 15 días naturales previos al debate posterior en el Congreso de los Diputados.

Artículo 38. *Cooperación interadministrativa en materia de cambio climático y energía.*

A partir del 31 de diciembre de 2021 las Comunidades Autónomas deberán informar en la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático de todos sus planes de

energía y clima en vigor. Dichos planes podrán consistir en un documento específico que recoja tanto las medidas adoptadas, como las medidas que prevean adoptar, en materia de cambio climático y transición energética, coherentes con los objetivos de esta ley.

Artículo 39. *Participación pública.*

1. Los planes, programas, estrategias, instrumentos y disposiciones de carácter general que se adopten en la lucha contra el cambio climático y la transición energética hacia una economía baja en carbono se llevarán a cabo bajo fórmulas abiertas y canales accesibles que garanticen la participación de los agentes sociales y económicos interesados y del público, en general, mediante los canales de comunicación, información y difusión, en los términos previstos por la Ley 27/2006, de 18 de julio, por la que se regulan los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso a la justicia en materia de medio ambiente. Para la elaboración de los mismos, y sin perjuicio de otras fórmulas de participación y deliberación, el Gobierno reforzará los mecanismos de participación ya existentes y garantizará de forma estructurada la participación ciudadana en el proceso de toma de decisiones en materia de cambio climático a través del establecimiento de una Asamblea Ciudadana del Cambio Climático a nivel Nacional y se recomendará que se establezcan asambleas autonómicas y asambleas municipales. Su composición tendrá en cuenta el principio de representación equilibrada entre mujeres y hombres e incluirá la participación de jóvenes. La composición, organización y funcionamiento de la misma se desarrollará mediante Orden Ministerial.

2. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en colaboración con los demás departamentos ministeriales, desarrollará y mantendrá actualizada una página web específica que facilite el acceso de la ciudadanía a la información relacionada con el cambio climático y la transición energética.

Artículo 40. *Políticas, Medidas, Inventarios y Proyecciones de Gases de Efecto Invernadero.*

1. En el plazo de un año desde la entrada en vigor de esta ley se establecerán reglamentariamente las medidas que garanticen la coordinación, seguimiento, evaluación, publicidad, informe y notificación a la Comisión Europea, a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, y a cualquier otro órgano que así lo requiera, de los datos de emisiones del inventario nacional de gases de efecto invernadero, las proyecciones de emisiones y las políticas y medidas implementadas, adoptadas y previstas para cumplir con los objetivos derivados de esta ley, de los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima, de su Evaluación Ambiental Estratégica, de la Estrategia de Descarbonización a 2050, así como de cualquier otro objetivo internacional o nacional en materia de reducción de gases de efecto invernadero.

2. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico elaborará y actualizará periódicamente los informes que el Estado deba cumplimentar con objeto de cumplir las obligaciones de información asumidas por este en el marco de la normativa nacional, comunitaria e internacional, así como para disponer de una fuente esencial de información para el conocimiento del estado del cumplimiento de las políticas y medidas en materia de cambio climático, su contribución a los objetivos climáticos y ambientales así como la evaluación de su efectividad. Estos informes serán elevados para su aprobación a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos con la frecuencia que se establezca reglamentariamente.

3. De acuerdo con la normativa comunitaria e internacional, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico regulará la estructura institucional y los procedimientos para asegurar la oportunidad, transparencia, exactitud, coherencia, comparabilidad y exhaustividad de la información sobre las políticas y medidas y sobre las emisiones y proyecciones de emisiones antropogénicas por las fuentes y de absorción por los sumideros de gases de efecto invernadero, lo que incluirá la utilización y aplicación de datos, métodos y modelos, así como la realización de actividades de aseguramiento y control de la calidad y de análisis de sensibilidad.

Dicha estructura y procedimientos asegurarán también la total coherencia de políticas, con los Inventarios nacionales de contaminantes atmosféricos y demás informes que el

Estado deba cumplimentar con objeto de cumplir con las obligaciones de información asumidas en el marco de la normativa internacional y europea de emisiones a la atmósfera.

4. Para el cumplimiento de sus cometidos, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrá solicitar a cualquier unidad del resto de los Ministerios, así como de sus organismos dependientes, la información necesaria para la estimación de las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero y el cálculo de sus proyecciones, así como para la evaluación de los impactos económicos y ambientales. Los Ministerios y organismos tendrán la obligación de suministrar los datos solicitados con el formato y estructura requeridos.

5. A los efectos de lo previsto en los apartados anteriores del presente artículo, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico establecerá los mecanismos de colaboración con otros organismos públicos o Administraciones Públicas distintas de la Administración General del Estado con competencias en el ámbito de diseño y ejecución de políticas y medidas con impacto en la mitigación y adaptación al cambio climático.

Disposición adicional primera. *Exclusión del ámbito de la ley de los equipos, sistemas de armas, instalaciones y actividades de las Fuerzas Armadas y de las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad.*

Quedan excluidos del ámbito de aplicación de esta ley los equipos, sistemas de armas, instalaciones y actividades cuyo propósito sea la protección de los intereses esenciales de la Defensa Nacional y de la Seguridad Pública. No obstante, los Ministerios de Defensa y del Interior se esforzarán por garantizar que la actuación de las Fuerzas Armadas y de las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad del Estado se lleve a cabo, en la medida de lo posible, de forma compatible con los objetivos de la ley.

Disposición adicional segunda. *Desinversión en productos energéticos de origen fósil.*

En el plazo de dos años desde la entrada en vigor de esta ley, el Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital, el Ministerio de Hacienda, el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico elaborarán un estudio del estado de situación y una propuesta de calendario para que la Administración General del Estado y los organismos y entidades que conforman el sector público estatal se desprendan de participaciones o instrumentos financieros de empresas o entidades cuya actividad mercantil incluya la extracción, refinado o procesado de productos energéticos de origen fósil.

Disposición adicional tercera. *Estrategia de financiación climática internacional.*

Mediante Acuerdo del Consejo de Ministros se adoptará una Estrategia de financiación climática internacional, como instrumento de planificación con los siguientes objetivos:

a) Dar cumplimiento a los compromisos de financiación climática internacional del Reino de España.

b) Asegurar que la acción desarrollada por la Cooperación Española sea coherente con los objetivos de lucha contra el cambio climático e integra la agenda del clima y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, incorporando estos principios en su marco normativo y de planificación.

c) Aprovechar las oportunidades de cooperación e inversión en países en desarrollo orientadas a hacer frente al cambio climático y de acuerdo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible contribuyendo a la creación de valor y de empleo en España y en los países objeto de cooperación.

d) Introducir la consideración del cambio climático y de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, de manera coordinada en los distintos instrumentos de financiación internacional y apoyo a la internacionalización de la empresa, mejorando los convenios comerciales con inclusión de cláusulas de reciprocidad en exigencias medioambientales.

e) Orientar los instrumentos de financiación internacional, cooperación e inversión en países en desarrollo a favorecer preferentemente la transición ecológica.

Disposición adicional cuarta. *Medidas adicionales en la aviación civil.*

Por orden del Ministro de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, se establecerán los requisitos de las auditorías energéticas operacionales y de los Planes estratégicos de sostenibilidad ambiental que las compañías aéreas, los entes gestores de los aeropuertos de interés general y las empresas proveedoras de servicios de tránsito aéreo, sujetos a la supervisión de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea, deberán llevar a cabo como medida para identificar oportunidades de mejora orientadas a la reducción de emisiones e implementar su contribución a los objetivos en materia de energía y clima.

Disposición adicional quinta. *Impulso de la Economía Circular.*

El Gobierno remitirá a las Cortes, en un plazo de seis meses desde la entrada en vigor de esta ley, un Proyecto de Ley de Residuos y Suelos Contaminados, que incluirá como uno de sus principales ejes el impulso a la economía circular, en la línea de lo establecido en la Estrategia Española de Economía Circular, España Circular 2030, con el objetivo de contribuir a lograr una economía sostenible, descarbonizada, eficiente en el uso de los recursos y competitiva.

El Gobierno, en el marco de la Estrategia Española de Economía Circular, desarrollará Planes de Acción trienales que incluirán medidas y planes de acción sectorial alineados con los objetivos climáticos acordados por el Acuerdo de París, las líneas de actuación del Green New Deal, los objetivos de la estrategia de la Comisión Europea sobre economía circular y los objetivos de la propia Estrategia Española.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, la Federación Española de Municipios y Provincias y las Comunidades Autónomas, a través de los organismos de cooperación interadministrativa existentes, coordinarán las actuaciones que se lleven a cabo en materia de Economía Circular que contribuyan a la descarbonización de la economía.

Disposición adicional sexta. *Transporte Ferroviario.*

1. El Gobierno promoverá el uso del ferrocarril de viajeros en el ámbito de la futura Ley de movilidad sostenible y financiación del transporte público, estableciendo las medidas necesarias para su fomento frente a medios de transporte más contaminantes.

2. En el ámbito del transporte de mercancías, y con el fin de mejorar la eficiencia energética y la competitividad del mismo, el Gobierno establecerá, de acuerdo con lo que prevea la citada Ley de movilidad sostenible y financiación del transporte público, objetivos de penetración del ferrocarril en el transporte de mercancías en distancias superiores a los 300 kilómetros.

El Gobierno elaborará una Estrategia de impulso del transporte de mercancías por ferrocarril, en el marco de su planificación estratégica, en la que tendrán cabida medidas que afecten a todos los ámbitos que puedan incidir en el incremento de la competitividad de este transporte.

Disposición adicional séptima. *Fiscalidad verde.*

En el plazo de seis meses desde la aprobación de esta ley, el Gobierno constituirá un grupo de personas expertas para evaluar una reforma fiscal que valorará la fiscalidad verde. En todo caso, las modificaciones que se introduzcan en este ámbito irán acompasadas con la situación económica.

Disposición adicional octava. *Investigación, desarrollo e innovación en energías renovables.*

1. Con el fin de fomentar la investigación e innovación en el ámbito de las energías renovables se impulsará la utilización de las distintas instalaciones de ensayos disponibles a nivel nacional que permitan llevar a la práctica proyectos tecnológicos de investigación e innovación que contribuyan al desarrollo de las energías renovables terrestres y marinas, así como al cumplimiento de los objetivos previstos en la presente ley.

2. A tal efecto, y sin perjuicio de lo establecido en el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, el Gobierno regulará, en el ámbito de sus competencias, un marco específico para estas instalaciones de ensayos, que incluirá el procedimiento para su categorización como tales, los principios y requisitos que deben cumplir las normas que regulen dichas instalaciones, así como los procedimientos de autorización simplificados, las exenciones que, en su caso, serán de aplicación a los proyectos piloto que se desarrollen en las mismas y las fuentes de financiación que en ningún caso afectarán a los recursos regulados de los sistemas eléctrico y gasista.

3. El acceso a las instalaciones de ensayos como espacio controlado de pruebas, o la realización de pruebas o proyectos piloto en el mismo, se realizará con fines exclusivamente de investigación o innovación, por el tiempo necesario para su ejecución en los términos programados y no supondrá, en ningún caso, el otorgamiento de autorización para el ejercicio de actividades comerciales o industriales ajenas a los fines propios de la investigación e innovación.

4. Los proyectos piloto y las pruebas propuestas dentro de estos no estarán sujetos a la normativa específica aplicable a las actividades comerciales o industriales relacionadas con la generación, almacenamiento y distribución de energías renovables, debiendo cumplir, en todo caso, con lo dispuesto en la presente ley, en la normativa que se dicte en desarrollo del mismo y en el resto de normativa que le sea de aplicación, sin perjuicio del respeto a las competencias que correspondan a las Comunidades Autónomas.

5. El acceso al entorno controlado de pruebas será acordado en el seno de una Comisión de Coordinación de las instalaciones de ensayos en la que se dará participación a representantes de las distintas autoridades públicas con competencias relacionadas con el desarrollo de actividades vinculadas a las energías renovables.

6. Las autoridades públicas con competencias en la materia cooperarán entre sí para garantizar que el entorno controlado de pruebas sirva a los objetivos y principios rectores previstos en la presente ley. A tal efecto, las autoridades públicas colaborarán a fin de lograr un adecuado funcionamiento del espacio controlado de pruebas previsto y facilitarán, dentro de su ámbito competencial y con las garantías adecuadas, la realización de pruebas.

7. El Gobierno procederá a la adopción de las disposiciones reglamentarias y actuaciones administrativas que resulten precisas para el desarrollo de la presente ley.

Disposición adicional novena. *Plan de reducción de consumo energético en la Administración General del Estado.*

En el plazo de un año desde la entrada en vigor de la presente ley, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) presentará un plan con el objetivo de que centros consumidores de energía, pertenecientes a la Administración General del Estado, reduzcan su consumo de energía en el año 2030, en consonancia con la «Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España» y el «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030», mediante la realización de medidas de ahorro y eficiencia energética.

Disposición transitoria primera. *Planes y programas vigentes.*

Los planes y programas que haya aprobado el Gobierno antes de la entrada en vigor de esta ley, y cuyo objeto y contenido sea el previsto en los artículos 4 o 5 de la misma, seguirán siendo de aplicación, sin perjuicio de que sus modificaciones o revisiones se tramiten y aprueben conforme a lo establecido en los citados artículos.

Disposición transitoria segunda. *Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.*

1. Lo previsto en el artículo 9 de esta ley será de aplicación a todas las solicitudes de autorizaciones de exploración y de permisos de investigación de hidrocarburos que se encuentren en tramitación en el momento de entrada en vigor de la presente ley.

2. Las solicitudes de concesiones de explotación asociadas a un permiso de investigación vigente, que se encuentren en tramitación antes de la entrada en vigor de esta

ley, se regirán por la normativa aplicable al tiempo de otorgarse el citado permiso de investigación, a excepción de la posibilidad de prórroga, que se excluye expresamente.

3. En cualquier caso, no procederá la admisión a trámite de la solicitud de concesión de autorización de explotación de hidrocarburos que no hubiere sido iniciada con anterioridad a la fecha de entrada en vigor de la presente ley.

4. Los permisos de investigación y las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos ya vigentes que se encuentren ubicados en el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental no podrán prorrogarse, en ningún caso, más allá del 31 de diciembre de 2042.

Disposición transitoria tercera. *Consideración del cambio climático en el desarrollo de la planificación y gestión del desarrollo urbano, de la edificación y de las infraestructuras del transporte.*

En relación con las previsiones establecidas en las letras a) y b) del apartado 1 del artículo 21 de esta ley relativos a la consideración del cambio climático en la planificación y gestión del desarrollo urbano, de la edificación y de las infraestructuras del transporte, estas disposiciones no serán de aplicación a los planes, programas y estudios cuya tramitación ya se hubiese completado en el momento de entrada en vigor de esta ley. En las modificaciones posteriores de dichos documentos se deberán integrar los criterios no incluidos en la fase estudio.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas todas las disposiciones de igual o inferior rango que se opongan a esta ley.

[. . .]

Disposición final sexta. *Desarrollo reglamentario.*

Se habilita al Gobierno para que en el ámbito de sus competencias apruebe cuantas disposiciones sean necesarias para la aplicación, ejecución y desarrollo de lo establecido en esta ley.

Disposición final séptima. *Desarrollo normativo de la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes.*

El Gobierno aprobará, en el plazo máximo de un año, las normas necesarias para el desarrollo de la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes, entre ellas, el mandato de su artículo 65 «Incentivos por las externalidades ambientales» de regular los mecanismos y las condiciones para incentivar las externalidades positivas de los montes ordenados.

Disposición final octava. *Proyecto de ley de movilidad sostenible y financiación del transporte.*

Con objeto de reforzar y complementar el cumplimiento de las medidas de promoción de la movilidad sin emisiones establecidas en esta ley, el Gobierno presentará a las Cortes Generales un proyecto de ley de movilidad sostenible y financiación del transporte.

[. . .]

Disposición final décima. *Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en comunidades de propiedad horizontal.*

El Gobierno propondrá la modificación de la Ley de Propiedad Horizontal para facilitar y flexibilizar las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en las comunidades de propiedad horizontal en un plazo máximo de un año a contar desde la aprobación de la presente ley.

Disposición final undécima. *Reforma del sector eléctrico.*

En el plazo de doce meses desde la entrada en vigor de esta ley, el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en ejercicio de sus respectivas competencias, presentarán una propuesta de reforma del marco normativo en materia de energía que impulse:

a) La participación de las personas consumidoras en los mercados energéticos, incluida la respuesta de demanda mediante la agregación independiente.
b) Las inversiones en la generación de energía renovable variable y flexible, así como la generación distribuida.
c) El almacenamiento de energía.
d) El aprovechamiento de las redes eléctricas, el uso de la flexibilidad para su gestión y los mercados locales de energía.
e) El acceso de las personas consumidoras de energía a sus datos.
f) La innovación en el ámbito energético.

Disposición final duodécima. *Huella de carbono y planes de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de las empresas.*

1. El Gobierno, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, establecerá, en el plazo de un año desde la entrada en vigor de la presente ley, la tipología de empresas con actividad en el territorio nacional que deberán calcular y publicar su huella de carbono, así como los términos iniciales a partir de los cuales dicha obligación será exigible, su periodicidad y cualesquiera otros elementos necesarios para la configuración de la obligación.
2. Asimismo, las empresas que, conforme a lo dispuesto en el apartado anterior, resulten obligados al cálculo de su huella de carbono, deberá elaborar y publicar un plan de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
3. El plan de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero deberá contemplar un objetivo cuantificado de reducción en un horizonte temporal de cinco años, junto con las medidas para su consecución. Las empresas podrán compensar de manera voluntaria su huella de carbono.
4. Las obligaciones derivadas de los apartados anteriores se especificarán reglamentariamente a través de la modificación del Real Decreto 163/2014, de 14 de marzo, por el que se crea el registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono.

Disposición final decimotercera. *Títulos competenciales.*

Esta ley se dicta conjuntamente al amparo de las competencias exclusivas del Estado previstas en el artículo 149.1.13.ª de la Constitución, en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, en el artículo 149.1.23.ª de la Constitución, de legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las Comunidades Autónomas de establecer normas adicionales de protección, y en el artículo 149.1.25.ª de la Constitución, de bases del régimen minero y energético.

Asimismo, esta ley se dicta también al amparo de las competencias exclusivas del Estado previstas en los artículos 149.1.15.ª en relación con el fomento y coordinación general de la investigación científica y técnica, en relación con el artículo 36; 149.1.18.ª en relación con la legislación básica sobre contratos y concesiones administrativas, en relación con el artículo 31; 149.1.20.ª en relación con la marina mercante, puertos de interés general, control del espacio aéreo, tránsito y transporte aéreo, en relación con los artículos 13 y 16 y disposición adicional cuarta; 149.1.21.ª en relación con los transportes terrestres que transcurran por el territorio de más de una comunidad autónoma, tráfico y circulación de vehículos a motor, en relación con el artículo 14; 149.1.22.ª en relación con la legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando las aguas discurran por más de una comunidad autónoma, en relación con los artículos 7 y 19; 149.1.23.ª en relación con la legislación básica sobre montes, aprovechamientos forestales y vías pecuarias, en relación con el artículo 25; 149.1.24.ª en relación con las obras públicas

de interés general; y 149.1.30.ª en relación con las condiciones de obtención, expedición y homologación de títulos académicos y profesionales, en relación con el artículo 35.

Se exceptúan de lo anterior, por carecer de carácter básico y ser de aplicación exclusiva de la Administración General del Estado, algunas materias que se regulan en esta ley, como son los puertos de competencia del Estado, la contratación pública, y la desinversión en productos energéticos de origen fósil.

Por su parte, las normas modificadas por las disposiciones finales primera a quinta y novena se dictan en virtud de los títulos competenciales que amparan dichas normas.

Disposición final decimocuarta. *Incorporación del Derecho de la Unión Europea.*

Esta ley incorpora parcialmente, en lo relativo a la instalación de puntos de recarga eléctrica, la Directiva 844/2018 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

Disposición final decimoquinta. *Entrada en vigor.*

La presente ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

No obstante, para los contratos de concesión en ejecución a la entrada en vigor de esta ley, el apartado 11 del artículo 15 no entrará en vigor hasta el momento en que lo haga la disposición reglamentaria que determine las obligaciones en materia de instalación de puntos de recarga eléctrica a efectos de garantizar unas condiciones suficientes de suministro al tráfico de vehículos eléctricos que circulen por las citadas vías.

§ 12

Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 151, de 24 de junio de 2000
Última modificación: 7 de abril de 2017
Referencia: BOE-A-2000-11836

[. . .]

TÍTULO II

Defensa de la competencia

[. . .]

CAPÍTULO II

Participaciones empresariales

Artículo 34. *Limitación a la participación en más de un operador principal.*

Uno. Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en el capital o en los derechos de voto de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en un mismo mercado o sector de entre los que se señalan en el número siguiente en una proporción igual o superior al 3 por 100 del total, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una entidad.

Ninguna persona física o jurídica que tenga la condición de operador principal en un mercado o sector de entre los que se señalan en el número siguiente podrá ejercer los derechos de voto correspondientes a una cuota de participación superior al 3 por 100 del total en el capital o en otros valores que confieran derechos políticos de otra sociedad que tenga la misma condición en un mismo mercado o sector.

Ninguna persona física o jurídica podrá designar, directa o indirectamente, miembros de los órganos de administración de más de una sociedad que tenga la condición de operador principal en el mismo mercado o sector de entre los señalados en el número siguiente.

Igualmente ninguna persona física o jurídica que tenga la condición de operador principal en un mercado o sector de entre los señalados en el número siguiente podrá designar directa o indirectamente miembros de los órganos de administración de sociedades que tengan la condición de operador principal en el mismo mercado o sector.

Las prohibiciones establecidas en este número no serán de aplicación cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus

sociedades dominadas en las que concurra la misma consideración, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo grupo.

Dos. Los mercados o sectores a los que se refiere el apartado anterior son los siguientes:

a) Generación y suministro de energía eléctrica.
b) Producción y distribución de carburantes.
c) Producción y suministro de gases licuados del petróleo.
d) Producción y suministro de gas natural.
e) Telefonía portátil.
f) Telefonía fija.

Se entenderá por operador principal cualquiera que, teniendo la condición de operador de dichos mercados o sectores, tenga una de las cinco mayores cuotas del mercado o sector en cuestión.

El Gobierno podrá, mediante real decreto, modificar la relación de mercados o sectores contenida en este apartado.

La Comisión Nacional de Energía y la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones harán público por medios telemáticos el listado de operadores principales a los que se refiere este artículo.

Tres. A los efectos previstos en este artículo, se considerarán poseídas o adquiridas por una misma persona física o jurídica las acciones, participaciones u otros valores poseídos y adquiridos por las entidades pertenecientes a su mismo grupo tal y como éste se define en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, así como los poseídos o adquiridos por las demás personas que actúen en nombre propio pero por cuenta de aquélla, de forma concertada o formando con ella una unidad de decisión.

Se entenderá, salvo prueba en contrario, que actúan por cuenta de una persona jurídica o de forma concertada con ella los miembros de su órgano de administración. Igualmente se presumirá que existe actuación concertada en los siguientes supuestos:

a) Entre las personas jurídicas entre las que medie cualquier pacto o acuerdo de participación recíproca en el capital o en los derechos de voto;

b) Entre las personas físicas o jurídicas entre las que se haya celebrado cualquier género de acuerdo o pacto con el fin de adoptar o bloquear actuaciones que puedan influir significativamente en la estrategia competitiva de una sociedad en la que participen directa o indirectamente;

c) Entre accionistas o titulares de derechos de voto de una entidad que puedan controlar una sociedad mediante el ejercicio común de sus derechos de voto, por existir entre ambos intereses comunes que favorezcan una acción conjunta para evitar el perjuicio mutuo o para la consecución de un beneficio común al ejercer sus derechos sobre la sociedad participada;

d) Entre sociedades matrices o dominadas de grupos de empresas competidoras entre los que existan intereses cruzados;

e) Entre accionistas o titulares de derechos de voto en los que haya concurrido alguna de las anteriores circunstancias en el pasado de manera que pueda entenderse subsistente algún interés común.

En todo caso se tendrá en cuenta tanto la titularidad dominical de las acciones y demás valores como los derechos de voto que se disfruten en virtud de cualquier título.

Cuatro. Las personas físicas o jurídicas a las que se impute el exceso referido en el número primero o la designación de miembros de órganos de administración en más de un operador principal comunicarán en el plazo de un mes desde que se produzca la referida circunstancia a la Comisión Nacional de Energía o a la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones, según corresponda por razón de la materia, la sociedad respecto de la que se pretenda ejercer los derechos de voto o designar miembros del órgano de administración sin restricción alguna.

Transcurrido el plazo indicado sin que se haya efectuado la citada comunicación quedarán suspendidos en cuanto al exceso del 3 por 100 los derechos de voto de todas las sociedades participadas o, en su caso, la condición de miembros del órgano de

administración de todas las sociedades que tengan la condición de operador principal en un mismo mercado o sector y que hayan sido designados por una misma persona.

En ningún caso podrá optarse por ejercer los derechos de voto en una de las sociedades que tengan la condición de operador principal y designar miembros en el órgano de administración de otra u otras que tengan tal condición en el mismo mercado o sector.

Cinco. No obstante lo señalado en el número primero, la Comisión Nacional de Energía y la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones podrán autorizar, cada una en el ámbito de sus respectivas competencias, el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de las participaciones o la designación de miembros de los órganos de administración, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica entre operadores ni implique riesgo de coordinación de sus comportamientos estratégicos.

Reglamentariamente se determinará la forma y el procedimiento a través de los cuales se concederán las autorizaciones previstas en este número.

Seis. El incumplimiento de las restricciones impuestas en el número primero respecto del ejercicio de los derechos de voto o la designación de miembros de órganos de administración, siempre que no esté amparada en la excepción prevista en el número anterior, se considerará infracción muy grave y se sancionará con multa de hasta cincuenta millones de pesetas, todo ello sin perjuicio de la suspensión automática a la que se refiere el número cuatro.

Serán responsables de las infracciones las personas físicas o jurídicas que adquieran las participaciones o designen miembros en los órganos de administración en contra de lo dispuesto en el número uno.

La competencia para instruir los expedientes sancionadores corresponderá a la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones o la Comisión Nacional de Energía según se trate de conductas relacionadas con operadores en mercados o sectores sujetos a sus respectivos ámbitos de supervisión.

La competencia para imponer las sanciones corresponderá al Ministro de Economía.

Tanto las infracciones como las sanciones prescribirán a los tres años.

En todo lo demás, en especial en lo relativo a la tramitación de los expedientes sancionadores, se observará lo dispuesto en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común y demás normas dictadas en su desarrollo.

El Gobierno podrá, mediante Real Decreto, actualizar el importe de la multa prevista en este número.

Siete. La Comisión Nacional de Energía y la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones están legitimadas, dentro de sus respectivas competencias, para el ejercicio de las acciones tendentes a hacer efectivas las limitaciones que se recogen en este artículo.

Ocho. Lo dispuesto en este precepto se entiende sin perjuicio de lo establecido en las normas sectoriales aplicables en cada caso.

[. . .]

Disposición adicional tercera.

Tendrá la condición de operador dominante en los mercados o sectores energéticos toda empresa o grupo empresarial, definido según lo establecido en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, que tenga una cuota de mercado superior al 10 por ciento en cualquiera de los siguientes sectores:

a) Generación y suministro de energía eléctrica en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL).

b) Producción y distribución de carburantes.

c) Producción y suministro de gases licuados del petróleo.

d) Producción y suministro de gas natural.

La Comisión Nacional de Energía, previo acuerdo del Consejo de Reguladores del MIBEL, hará público por medios telemáticos el listado de operadores dominantes a los que se refiere esta disposición adicional.

[. . .]

Disposición transitoria quinta. *Participaciones empresariales.*

En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto-ley las personas físicas o jurídicas que incurran en las prohibiciones establecidas en los apartados 1 y 3 del artículo 34 deberán realizar la comunicación prevista en el apartado 1 y, en su caso, adoptar las medidas necesarias para eliminar la circunstancia prohibida en el apartado 3, sin perjuicio de la posibilidad de solicitar la autorización prevista en el apartado 4.

[. . .]

§ 13

Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 89, de 13 de abril de 2010
Última modificación: 28 de abril de 2015
Referencia: BOE-A-2010-5879

[. . .]

CAPÍTULO V

Medidas relativas a los sectores energéticos

Artículo 19. *Empresas de servicios energéticos.*

1. Se entiende por empresa de servicios energéticos a los efectos de este real decreto-ley aquella persona física o jurídica que pueda proporcionar servicios energéticos, en la forma definida en el párrafo siguiente, en las instalaciones o locales de un usuario y afronte cierto grado de riesgo económico al hacerlo. Todo ello, siempre que el pago de los servicios prestados se base, ya sea en parte o totalmente, en la obtención de ahorros de energía por introducción de mejoras de la eficiencia energética y en el cumplimiento de los demás requisitos de rendimiento convenidos.

2. El servicio energético prestado por la empresa de servicios energéticos consistirá en un conjunto de prestaciones incluyendo la realización de inversiones inmateriales, de obras o de suministros necesarios para optimizar la calidad y la reducción de los costes energéticos. Esta actuación podrá comprender además de la construcción, instalación o transformación de obras, equipos y sistemas, su mantenimiento, actualización o renovación, su explotación o su gestión derivados de la incorporación de tecnologías eficientes. El servicio energético así definido deberá prestarse basándose en un contrato que deberá llevar asociado un ahorro de energía verificable, medible o estimable.

3. El Gobierno, en el plazo de 6 meses, aprobará un plan específico de impulso de las empresas de servicios energéticos contemplando de forma particular un programa concreto para las Administraciones Públicas.

4. Para facilitar el conocimiento de las empresas de servicios energéticos, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, aprobará un Programa de Acuerdos Voluntarios con empresas de servicios energéticos, que permita la elaboración y publicación en la sede electrónica del Instituto, de una relación de empresas habilitadas, incluyendo la información de contacto y sobre los servicios prestados que voluntariamente faciliten las empresas.

Artículo 20. *Especialidades en la contratación de empresas de servicios energéticos en el sector público.*

1. Durante los dos años siguientes a la entrada en vigor del presente real decreto-ley se aplicarán las siguientes normas procedimentales a la contratación necesaria para la ejecución del programa de prestación de servicios energéticos en el sector público descrita en el apartado 3 del artículo anterior, independientemente de la forma de contratación utilizada:

a) Esta contratación tendrá la consideración de urgente a los efectos previstos en el artículo 96 de la Ley 30/2007, de 30 de octubre, de Contratos del Sector Público.

b) La adjudicación provisional de los correspondientes contratos deberá efectuarse en el plazo máximo de 20 días naturales, contados desde el día siguiente a aquel en que finalice el plazo de presentación de proposiciones o de ofertas finales, en el caso del contrato de colaboración entre el sector público y el sector privado.

c) El plazo para elevar a definitiva la adjudicación provisional a que hace referencia el primer inciso del párrafo tercero del artículo 135.4 de la Ley de Contratos del Sector Público será de 10 días hábiles.

d) En el procedimiento de contratación por parte de los órganos de la Administración General del Estado o sus organismos públicos vinculados o dependientes, la comunicación con éstos se realizará utilizando sólo medios electrónicos conforme al artículo 27.6 de la Ley 11/2007, de 22 de junio.

2. En el caso de que se opte por el contrato de colaboración entre el sector público y el sector privado, además se aplicarán las siguientes normas:

a) El desarrollo del diálogo con los licitadores no excederá de 45 días.

b) El plazo para la presentación de las ofertas finales será de 15 días desde la fecha en que reciban la invitación a que presenten la misma los participantes en el diálogo.

[. . .]

§ 14

Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 24, de 28 de enero de 2012
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2012-1310

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

En los últimos años, el crecimiento que las tecnologías incluidas en el régimen especial ha permitido superar con creces en 2010 los objetivos de potencia instalada previstos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 para la tecnología eólica y en particular para las tecnologías solar termoeléctrica y solar fotovoltaica.

Este elevado desarrollo no está exento, sin embargo, de crítica. La superación de los objetivos, ha puesto de manifiesto un desequilibrio entre los costes de producción y el valor de las primas, suponiendo un incremento del sobrecoste para el sistema en concepto de primas para las tecnologías solares de más de 2000 millones en 2010, cifra que se incrementará en 2000 millones de euros anuales a partir de 2014.

El Real Decreto-ley 6/2009 de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, estableció límites para acotar el incremento del déficit tarifario, esto es, la diferencia entre los ingresos procedentes de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y los costes de las actividades reguladas del sector eléctrico que deben cubrir. De este modo el citado real decreto-ley establece, a partir de 2013, el principio de suficiencia de los peajes de acceso para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas de modo que, a partir de dicho momento, no pueda aparecer déficit tarifario.

Posteriormente, y como consecuencia de la aparición de una serie de circunstancias sobrevenidas, entre otras, la caída significativa de la demanda durante 2010 y el incremento en la producción eléctrica a partir de fuentes renovables por las favorables condiciones climatológicas, que tuvieron una importante incidencia sobre los parámetros de previsión de déficit tarifario del sistema eléctrico, se adoptaron nuevas medidas con carácter de urgencia, en el Real Decreto-ley 14/2010 para abordar al corrección del referido déficit tarifario del sistema eléctrico.

Sin embargo, las medidas adoptadas hasta la fecha no resultan suficientes, poniendo en riesgo el objetivo final de supresión del déficit tarifario a partir de 2013.

El déficit tarifario constituye en sí mismo una barrera para el adecuado desarrollo del sector en su conjunto y en particular para la continuación de las políticas de fomento a la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovable y alta eficiencia.

Por otro lado, los objetivos de potencia para el año 2020 recogidos en el recientemente aprobado Plan de Energías Renovables permiten al Gobierno disponer de un holgado margen de maniobra en la fijación de la senda de implantación de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables desde el momento actual.

A ello hay que añadir que la capacidad de generación instalada en este momento es suficiente para asegurar la cobertura de la demanda prevista para los próximos años.

Así, no resulta imprescindible en este momento continuar con las tasas anuales de implantación de estas tecnologías para lograr al final de la década los objetivos previstos.

La compleja situación económica y financiera aconseja la supresión de los incentivos para la construcción de estas instalaciones, con carácter temporal, al menos hasta la solución del principal problema que amenaza la sostenibilidad económica del sistema eléctrico: El déficit tarifario del sistema eléctrico.

Estas medidas son coherentes con las medidas de ajuste que se están llevando a cabo con objeto de retomar la senda de crecimiento de nuestra economía.

Por otra parte, el modelo de generación distribuida, con el acercamiento del coste de producción de estas tecnologías al coste de consumo para los segmentos de menor escala, cobra cada vez mayor importancia. Así, el procedimiento para permitir el denominado balance neto de electricidad cuya regulación está en curso, constituye una alternativa real para el desarrollo de instalaciones de pequeño tamaño a través del fomento del autoconsumo de energía eléctrica.

Resulta necesario diseñar un nuevo modelo retributivo para este tipo de tecnologías que tenga en cuenta el nuevo escenario económico, promoviendo la asignación eficiente de los recursos a través de mecanismos de mercado. De este modo, se trata de articular a futuro un sistema que favorezca la competitividad del mercado a través de mecanismos similares a los utilizados en otros países de la Unión Europea y que garanticen la viabilidad futura del Sistema.

Asimismo, los nuevos marcos deberán incentivar la reducción de costes aprovechando la pendiente de la curva de aprendizaje y propiciando la captura de la maduración de la tecnología de manera que reviertan éstos en los consumidores.

De acuerdo con lo expuesto se ha considerado oportuna la supresión de los regímenes económicos incentivadores para ciertas instalaciones de régimen especial y para ciertas instalaciones de régimen ordinario de las mismas tecnologías, así como la suspensión del procedimiento de preasignación de retribución para las mismas, de forma que pueda acometerse la resolución del problema del elevado déficit tarifario del sistema eléctrico en un entorno más favorable. En la adopción de dicha medida, el Gobierno ha optado por limitar su alcance a las instalaciones de régimen especial que no hayan obtenido aún la inscripción en el Registro de preasignación de retribución, con excepción de aquellos supuestos en que dicha circunstancia sea consecuencia del incumplimiento del correspondiente plazo de resolución por la Administración. En similar sentido, en lo que concierne a las instalaciones de régimen ordinario, no sometidas al mecanismo de preasignación, se ha decidido limitar el alcance de la medida en términos que excluyan su incidencia sobre inversiones ya ejecutadas.

Esta medida debe adoptarse además con carácter de urgencia. En este momento se encuentran pendientes de resolución las cuatro convocatorias de preasignación fotovoltaica correspondientes al año 2012, por una potencia cercana a los 550 MW. En efecto, la inevitable dilación en el tiempo de la adopción de esta medida que supondría su tramitación por el cauce normativo ordinario determinaría, inevitablemente, la entrada en el sistema de 550 MW fotovoltaicos adicionales y el riesgo de un efecto llamada para aquellas tecnologías cuyos objetivos no han sido cubiertos: Cogeneración, biomasa, biogás, hidráulica y residuos.

Este real decreto-ley mantiene el régimen retributivo fijado en el ordenamiento jurídico para las instalaciones en funcionamiento y para aquellas que hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución.

En su virtud, haciendo uso de la autorización contenida en el artículo 86 de la Constitución, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 27 de enero de 2012,

DISPONGO:

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de este real decreto-ley:

a) La supresión de los incentivos económicos para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y para aquellas de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el citado régimen especial que se detallan en el artículo 2.1.

b) La suspensión del procedimiento de preasignación de retribución para el otorgamiento del régimen económico primado.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. El presente real decreto-ley será de aplicación a las siguientes instalaciones:

a) Aquellas instalaciones de régimen especial que a la fecha de entrada en vigor del presente real decreto-ley no hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

b) Aquellas instalaciones de régimen especial de tecnología fotovoltaica que a la fecha de entrada en vigor del presente real decreto-ley no hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

c) Aquellas instalaciones de régimen ordinario que a la fecha de entrada en vigor de este real decreto-ley no dispusieran de autorización administrativa otorgada por la Dirección General de Política Energética y Minas.

2. El presente real decreto-ley no será de aplicación a las instalaciones de régimen especial que hubieran presentado solicitud de inscripción en el Registro de preasignación de retribución, cuando el correspondiente plazo de resolución, en virtud de lo previsto en los apartados 2 y 3 del artículo 42 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, hubiera ya vencido a la fecha de su entrada en vigor.

Artículo 3. *Supresión de los incentivos económicos para las nuevas instalaciones.*

1. Se suprimen los valores de las tarifas reguladas, primas y límites previstos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, para todas las instalaciones que se encuentren en el ámbito de aplicación del presente real decreto-ley.

2. Se suprimen el complemento por eficiencia y el complemento por energía reactiva, regulados en los artículos 28 y 29, respectivamente, del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para todas las instalaciones que se encuentren en el ámbito de aplicación del presente real decreto-ley.

3. Sin perjuicio de lo previsto en los apartados 1 y 2 de este artículo, el Gobierno podrá establecer reglamentariamente regímenes económicos específicos para determinadas instalaciones de régimen especial, así como el derecho a la percepción de un régimen económico específico y, en su caso, determinadas obligaciones y derechos de los regulados en los apartados 1 y 2 del artículo 30 de la Ley 54/1997, de 23 de noviembre, del Sector Eléctrico, para aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de cogeneración o que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aun cuando las

instalaciones de producción de energía eléctrica tengan una potencia instalada superior a 50 MW.

Para la determinación de los regímenes económicos específicos se podrá tener en cuenta la potencia instalada, el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética, la producción de calor útil económicamente justificable y los costes de inversión y de operación, el tipo de energía primaria empleada, teniendo en cuenta unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales.

Artículo 4. *Suspensión del procedimiento de preasignación de retribución.*

1. Queda suspendido el procedimiento de inscripción en el Registro de preasignación de retribución previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, para las instalaciones incluidas en el ámbito del presente real decreto-ley.

2. Queda suspendido el procedimiento de inscripción en el Registro de preasignación previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de las solicitudes de instalaciones de tecnología fotovoltaica que hubieran sido presentadas a las convocatorias correspondientes a 2012.

Del mismo modo, queda sin efecto la celebración de las convocatorias de preasignación correspondientes al año 2012 y sucesivos.

3. Los titulares de las instalaciones de régimen especial incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto-ley a las que, a su entrada en vigor, no les hubiera sido resuelta su solicitud de inscripción en el Registro de preasignación de retribución, podrán, dentro del plazo de dos meses a contar desde la fecha de dicha entrada en vigor, desistir de su solicitud de inscripción en el referido registro, y en su caso, desistir también de su solicitud de acceso a la red, interesando la devolución de los avales que hubieran depositado al amparo de lo previsto en de los artículos 59 bis y 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, del artículo 9 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, así como del artículo 4.3.i del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, sin que, haya lugar, en virtud de ese desistimiento, a la ejecución de las tales garantías.

4. Sin perjuicio de lo previsto en los apartados 1 y 2 de este artículo, el Gobierno podrá restablecer reglamentariamente la inscripción en el Registro de preasignación de retribución cuando el contexto energético así lo requiera.

Disposición adicional única. *Devolución de los avales depositados para las instalaciones de régimen especial que hubieran sido inscritas en el Registro de preasignación de retribución y no fueran a ejecutarse.*

Los titulares de las instalaciones de régimen especial inscritas en el Registro de preasignación de retribución que opten por no llevar a cabo la ejecución de la instalación, en el plazo máximo de dos meses desde la entrada en vigor de este real decreto-ley, siempre que el plazo de inscripción definitiva y venta de energía no hubiera vencido, podrán renunciar a la inscripción en el citado Registro de preasignación de retribución, sin que esto les suponga la ejecución de los avales que hubieran depositado al amparo de los artículos 59 bis y 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, del artículo 9 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, así como del artículo 4.3.i del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril.

Disposición transitoria única. *Instalaciones que hubieran obtenido autorización administrativa para una modificación sustancial con fecha anterior a la entrada en vigor del presente real decreto-ley.*

La derogación del apartado 4 del artículo 4 y del artículo 4.bis del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, prevista en la disposición derogatoria única, no será de aplicación a aquellas instalaciones que hubieran obtenido autorización administrativa para la modificación sustancial de la misma, en los términos regulados en el citado artículo 4 del

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, con fecha anterior a la entrada en vigor del presente real decreto-ley.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogados, el apartado 4 del artículo 4 y el artículo 4 bis del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, así como cuantas otras disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en este real decreto-ley.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Lo dispuesto en el presente real decreto-ley tiene carácter básico al dictarse al amparo de las competencias que corresponden al Estado en el artículo 149.1.13ª y 25ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Habilitación normativa y desarrollo reglamentario.*

Se autoriza al Gobierno para que, en el ámbito de sus competencias, dicte las disposiciones reglamentarias necesarias para el desarrollo y aplicación de este real decreto-ley.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

Este real decreto-ley entrará en vigor el mismo día de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 15

Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 168, de 14 de julio de 2012
Última modificación: 28 de diciembre de 2022
Referencia: BOE-A-2012-9364

[. . .]

TÍTULO VII

Medidas para la supresión de desajustes entre los costes e ingresos en el sector eléctrico

Artículo 37. *Establecimiento de medidas en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

1. Los costes fijos y variables de las centrales de generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, resultantes de la aplicación de las revisiones que se establezcan en las disposiciones que desarrollen el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, serán de aplicación para la retribución de los costes de generación reconocidos a los generadores en régimen ordinario en dichos sistemas desde el 1 de enero de 2012.

2. Adicionalmente a las revisiones del modelo retributivo que se aprueben en las citadas disposiciones que modifiquen el cálculo de costes fijos y variables de las centrales de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, se establecen las siguientes medidas a aplicar desde el 1 de enero de 2012:

a) Se elimina la retribución de los gastos de naturaleza recurrente a los que hace referencia el apartado 3 del artículo 5 de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

b) Se revisa la tasa financiera de retribución para el cálculo de la retribución financiera de la inversión de cada grupo a la que hace referencia el apartado 2 del artículo 5 de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, que se corresponderá con el valor de los Bonos del Estado a diez años más 200 puntos básicos.

c) Se reducen en un 10 por ciento los valores unitarios de la anualidad en concepto de operación y mantenimiento fijos a los que hace referencia el apartado 3 del artículo 5 de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, actualizados mediante resolución de 7 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el valor unitario de garantía de potencia anual GPOTn(i) correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para el año 2011.

Se habilita al Ministerio de Industria, Energía y Turismo a revisar tanto la tasa financiera de retribución como los valores unitarios de la anualidad en concepto de operación y mantenimiento fijos a los que se hace referencia en este artículo.

Artículo 38. *Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*

(Anulado).

Artículo 39. *Modificación de la retribución de la actividad de transporte.*

1. Se establece como criterio para la actividad de transporte que la retribución en concepto de inversión se hará para aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.

2. En aplicación de lo dispuesto en el apartado 1, se modifica la retribución correspondiente al año 2012 para la actividad de transporte a percibir por las empresas de acuerdo a lo recogido en la siguiente tabla:

Retribución transporte	Miles de euros
Red Eléctrica de España, S.A.	1.294.173
Unión Fenosa Distribución, S.A.	36.992
Total peninsular	1.331.165
Red Eléctrica de España, S.A. (extrapeninsular)	146.288
Total extrapeninsular	146.288
Total	1.477.453

Artículo 40. *Modificación del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.*

La disposición adicional octava.1 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica queda redactada en los siguientes términos:

> «1. Se reconoce la existencia de un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico generado en 2006, incluyendo la minoración de la retribución para 2006 de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente, que asciende a un valor a 31 de diciembre de 2006, de 2.279.940.066,63 euros.
>
> Esta cuantía se recuperará a través de la tarifa eléctrica durante un periodo de quince años a contar desde el 1 de enero de 2007. El importe pendiente de pago devengará intereses de actualización cada año desde el 31 de diciembre de 2006.
>
> El importe de los intereses será anual, aplicando el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre del año anterior más un diferencial de 65 puntos básicos al importe a recuperar a 31 de diciembre de cada año.»

Artículo 41. *Modificación del Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico.*

El artículo 2.2 a) del Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico, queda redactado en los siguientes términos:

> «a) Derechos de Cobro peninsular 2006: El tipo de interés es el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre del año anterior a la fecha de la actualización.»

Artículo 42. *Tipo de interés definitivo a aplicar a efectos de cálculo del precio de cesión al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.*

1. El tipo de interés definitivo a aplicar a efectos de cálculo del precio de cesión al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico de los derechos de cobro correspondientes a los «Derechos de Cobro peninsular 2006» es el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre del año anterior a la fecha de la actualización, de acuerdo a lo dispuesto en artículo 2.2 a) del Real Decreto 437/2010, de 9 de abril.

2. No obstante lo anterior, la diferencia existente entre el citado precio de cesión al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico y el que hubiera resultado de aplicar el tipo de interés establecido en la disposición adicional octava del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, tendrá la consideración de coste liquidable del sistema a efectos de lo previsto en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

[. . .]

Disposición adicional duodécima. *Fines y funciones del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.*

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) ejercerá además de las funciones previstas en la disposición adicional vigésima primera. tres de la Ley 46/1985, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para 1986 las siguientes:

a) Apoyar el desarrollo de las tecnologías orientadas a la descarbonización de la generación eléctrica.

b) Prestar asistencia técnica al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, cuando expresamente se le requiera, en las materias relacionadas con las energías renovables, la eficiencia energética y la transición energética.

c) Desarrollar las funciones de medio propio instrumental y servicio técnico de la Administración General del Estado, y los organismos y entidades dependientes de ella, para los trabajos que se le encomienden.

d) Cualesquiera otras funciones que se le atribuya legal o reglamentariamente.

Disposición adicional decimotercera. *Régimen de contratación del IDAE.*

1. El régimen de contratación del IDAE será el previsto en el Real Decreto Legislativo 3/2011, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos del Sector Público.

2. El IDAE, en los términos que prevean sus estatutos, tendrá la consideración de medio propio instrumental y servicio técnico de la Administración a los efectos previstos en el artículo 24.6 del texto refundido de la Ley de Contratos del Sector Público, aprobado por Real Decreto Legislativo 3/2011, de 14 de noviembre, para la realización de cuantos trabajos se le encomienden por la Administración General del Estado y los organismos y entidades dependientes de ella, que tengan la consideración de poder adjudicador, en todo lo relacionado con sus fines y funciones, estando obligado a realizar los trabajos que le encomienden de acuerdo con las instrucciones fijadas por el encomendante.

Disposición adicional decimocuarta. *Progresividad en los peajes de acceso a las redes.*

Se habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo a establecer criterios de progresividad de aplicación a los peajes de acceso que debe aprobar de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

En la determinación de estos criterios se tendrá en cuenta el consumo medio de los puntos de suministro, sin que se vean afectados los consumidores vulnerables.

[. . .]

§ 16

Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 167, de 13 de julio de 2013
Última modificación: 27 de diciembre de 2013
Referencia: BOE-A-2013-7705

I

Desde que en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se inició el proceso de liberalización en las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica, el modelo del sector eléctrico en España se ha articulado sobre los principios de suficiencia de ingresos y percepción de una remuneración adecuada por los distintos actores que en él participan.

La ratificación por España del Tratado de la Carta Europea de la Energía con fecha 11 de diciembre de 1997 y la continua incorporación a nuestro derecho interno del ordenamiento comunitario ha supuesto, por su parte, la asunción de los principios que los vertebran, y, con ello, el fomento de las energías renovables, la creación de condiciones que favorezcan la utilización de la energía de la forma más económica y respetuosa con el medio ambiente y el estímulo de la eficiencia energética.

Junto a estos principios que definen el modelo, la intervención pública a través de la regulación tiene por objeto garantizar la seguridad de suministro, asumiendo que el funcionamiento del mercado permite la sostenibilidad económica y financiera del sector eléctrico, y que los distintos agentes intervinientes deberán acomodarse a las circunstancias específicas de un sector cambiante, si así fuera preciso en aras de garantizar aquélla.

No obstante lo anterior, desde hace una década, el sistema eléctrico español genera un déficit tarifario que, con el paso del tiempo, se ha convertido en estructural, debido a que los costes reales asociados a las actividades reguladas y al funcionamiento del sector eléctrico resultan superiores a la recaudación por los peajes que fija la Administración y que pagan los consumidores.

Entre los años 2004 y 2012 los ingresos del sistema eléctrico por peajes de los consumidores se han incrementado en un 122 por ciento, mientras que el aumento de los costes regulados del sistema en dicho periodo ha sido de un 197 por ciento. De entre las partidas de costes que han contribuido en mayor medida a dicho incremento destacan las primas del régimen especial y las anualidades de déficits acumulados, partidas que se han multiplicado por seis y por nueve respectivamente en dicho periodo.

Según los últimos datos disponibles de la Comisión Nacional de Energía, en un saldo de deuda acumulada de 26.062,51 millones de euros a 10 de mayo de 2013. De forma complementaria al cálculo de la deuda del sistema eléctrico, dicha Comisión señala que desde el año 2003 y hasta el 10 de mayo de 2013, el importe satisfecho para financiar el

déficit del sistema eléctrico a través de las anualidades que se incorporan en los peajes de acceso de los consumidores, a precios corrientes de cada año, asciende a 11.823 millones de euros.

Estas cifras dan cuenta del carácter insostenible del déficit del sector eléctrico y de la necesidad de adoptar medidas urgentes de vigencia inmediata que permitan poner término a dicha situación.

Partiendo de los fundamentos que justifican la intervención pública en el sector, y con objeto de corregir los desajustes producidos por la evolución expansiva de las partidas de costes del sistema eléctrico, se han venido adoptando en los últimos años una serie de medidas de carácter urgente que afectan tanto a la partida de costes como a la de ingresos

Entre las citadas medidas cabe citar, en primer lugar, el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, que estableció una serie de límites anuales decrecientes al déficit de la tarifa eléctrica con el horizonte de su supresión en 2013, creando, a la par, un mecanismo de financiación del déficit acumulado, mediante la cesión de los derechos de cobro al denominado Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) y su colocación a terceros a través de un mecanismo competitivo.

Tras la aprobación del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, se sucedieron, sin embargo, una serie de circunstancias, que provocaron que los límites anuales máximos de déficit ex ante establecidos resultaran insuficientes. Así, factores como la caída significativa de la demanda, el incremento en la producción eléctrica a partir de fuentes renovables primadas y la reducción de los precios de mercado (en buena medida determinada por la delicada situación económica internacional) provocaron incrementos de los desajustes temporales de difícil absorción. Dichos desajustes no podrían haberse cubierto mediante un incremento de los peajes de acceso sin agravar y comprometer la ya de por sí compleja situación económica de las familias y las empresas y sin afectar, por ello, de forma muy trascendente al conjunto de la actividad económica.

Por este motivo, tanto en el Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, como en el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, se adoptaron nuevas medidas de urgencia para la solución del problema.

Así, en el citado Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, se elevaron los límites máximos de déficit que se habían establecido en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, para los años 2010, 2011 y 2012, manteniendo el objetivo de no aparición de nuevo déficit en el sistema eléctrico a partir del 2013. Además se procedió a la adopción de otras medidas puntuales de protección al consumidor y de reducción de determinadas partidas de los costes y de los ingresos del Sistema.

Entre las medidas de reducción de costes imputables a los peajes de acceso, se limitaban las horas equivalentes primadas de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas para corregir los desvíos en las previsiones de generación de esta tecnología y se incrementaba, modificando a tal fin la Ley 39/2010, de 22 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2011, la cuantía establecida para el otorgamiento del aval del Estado para hacer frente a los déficits previstos para los años 2010 y 2011, hasta un máximo de 22.000 millones de euros.

Por el lado de los ingresos, se estableció la obligación de los productores de energía de hacer frente a un peaje de generación, dada la incidencia de esta actividad en el desarrollo de las redes de transporte y distribución.

De igual modo, a lo largo del año 2012 y hasta la fecha se han adoptado nuevas medidas de carácter urgente con el idéntico propósito de hacer frente a las desviaciones que, por el agravamiento de los factores ya aludidos, se fueron poniendo de manifiesto en relación con las estimaciones iniciales.

Entre las medidas adoptadas en 2012 destacan, en primer lugar, el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, que suprimió los incentivos para la construcción de las instalaciones

de tecnologías de régimen especial, a fin de evitar la incorporación de nuevos costes al sistema eléctrico.

Tras ello, el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, desde la perspectiva de la reducción de los costes del sector eléctrico, la fija unos nuevos criterios para la regulación de la retribución de las actividades de distribución y transporte, ajustando la retribución correspondiente a 2012, limitando, al tiempo, la ejecución de nuevas instalaciones de transporte, tanto en el sector eléctrico como en el gasista y disminuyendo el importe que ha de satisfacerse a las empresas de generación de electricidad por el concepto de "garantía de potencia", entre otros.

De igual forma, corrige la retribución de la actividad de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, a través del coste que se reconoce por la adquisición de combustible y vincula el pago por garantía de potencia a la disponibilidad real de las plantas.

En la misma línea, el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, incorpora otras medidas adicionales relativas al régimen retributivo de las centrales de generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, establece como obligatoria la imposición de un suplemento territorial en los peajes de acceso y tarifas de último recurso para las Comunidades Autónomas que gravan las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico con tributos propios o recargos sobre los tributos estatales y modifica, además, la retribución de la actividad de transporte, estableciéndose que la retribución en concepto de inversión se reconocerá para activos en servicio no amortizados, tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.

En el plano de los ingresos, se aprobó la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que reconoce como objetivo la armonización del sistema fiscal con un uso más eficiente y respetuoso con el medioambiente y la sostenibilidad, en línea con los principios básicos que rigen la política fiscal, energética y ambiental de la Unión Europea. Dado el fuerte impacto económico y ambiental del sector energético, esta Ley, introdujo medidas de carácter excepcional para que los costes del sistema fueran financiados tanto con los ingresos que proceden de los peajes de acceso y demás precios regulados, como de determinadas partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado.

A tal efecto, se introducen en el sistema tributario nuevas figuras impositivas y se reconoce expresamente que un importe equivalente de la recaudación se destinará a cubrir determinados costes del sistema eléctrico. En primer lugar, se regulan tres nuevos impuestos sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica y sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas. Por otro lado, se crea un canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica y se modifican los tipos impositivos de los impuestos especiales establecidos para el gas y el carbón, suprimiéndose además las exenciones previstas para determinados productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica y en la cogeneración de electricidad y calor útil. Por último, se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en aspectos relacionados con el derecho a la percepción de un régimen económico primado por instalaciones de energía renovable que utilicen combustibles.

Las modificaciones contenidas en las normas anteriormente mencionadas permitieron reducir determinados costes del sistema e incrementar los ingresos al combinar actuaciones de carácter regulatorio y fiscal.

Por su parte, la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013, establece tres medidas de carácter excepcional. En primer lugar, se suspende, al igual que en el ejercicio precedente, la aplicación del mecanismo de compensación de los extracostes de la generación en territorios insulares y extrapeninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. En segundo lugar,

con vigencia exclusiva para 2013, la Ley dispone que no serán de aplicación las limitaciones a avales del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico establecidos en la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, relativa a la suficiencia de los peajes de acceso y desajustes de ingresos de las actividades reguladas del sector eléctrico. En tercer lugar, establece una serie de aportaciones para financiar los costes del sistema eléctrico referidos al fomento de energías renovables equivalentes a la suma de la estimación de la recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos incluidos en la ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética y el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros.

También, el Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el sistema especial para empleados de hogar y otras medidas de carácter económico y social, dispuso que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico producidos en 2012, tuvieran la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para ese año y que generaría derechos de cobro que podrán ser cedidos por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, y ello con carácter adicional a los 1.500 millones de euros de déficit ya reconocido en la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Por otro lado, para garantizar el objetivo final para el que fue establecido el mecanismo de preasignación de retribución para las instalaciones de régimen especial, esto es, asegurar un régimen económico bajo el presupuesto y condición de la completa ejecución de la instalación en un concreto plazo, se introdujo una habilitación para la supresión o corrección del régimen económico primado en caso de constatación del incumplimiento de las obligaciones que constituyen presupuesto esencial de la definitiva adquisición de tal régimen económico.

Del mismo modo, el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero introdujo nuevas medidas para corregir los desajustes entre los costes del sector eléctrico y los ingresos obtenidos a partir de los precios regulados, tratando de evitar la asunción de un nuevo esfuerzo por parte de los consumidores. Para ello, se modificó el índice de actualización de los costes del sector eléctrico, con el fin de utilizar una referencia más estable que no se viera afectada por la volatilidad de los precios de alimentos no elaborados ni de los combustibles de uso doméstico. Así, con efectos a partir del 1 de enero de 2013, la referencia al Índice de Precios de Consumo prevista en la normativa del sector para actualizar las retribuciones, tarifas y primas se sustituye por la referencia al Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (IPC-IC subyacente).

Este Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, modificó, además, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, con objeto de garantizar una rentabilidad razonable para estas instalaciones y evitar, al mismo tiempo, una sobre retribución de las mismas que recaería sobre los demás sujetos eléctricos. Por este motivo, a partir de la entrada en vigor del real decreto-ley son dos las opciones de venta de la energía producida en instalaciones de régimen especial: la cesión de la electricidad al sistema percibiendo una tarifa regulada o la venta de la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica, sin complemento de prima.

El 20 de junio de 2013 se ha aprobado por el Pleno del Congreso de los Diputados la Ley por la que se establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200.000.000 euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Adicionalmente a este ajuste de los costes se han adoptado otras normas que han supuesto un incremento de los peajes de acceso para los consumidores, y por consiguiente, de los ingresos del sistema eléctrico.

Como puede comprobarse, las medidas adoptadas durante estos pasados meses se han proyectado de forma proporcional y equilibrada sobre los diferentes sujetos del sector

eléctrico, en términos que, con los elementos de juicio disponibles al iniciarse el año 2013, parecían permitir alcanzar el objetivo de suficiencia tarifaria a principios de este año 2013, gracias al esfuerzo soportado por los consumidores y empresas que operan en el sector y a las partidas presupuestarias destinadas al efecto.

Por esta razón, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en el ejercicio presupuestario que supone la elaboración de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, procedió a mantener el precio de los peajes de acceso a las redes al considerar que los ingresos serían suficientes para cubrir los costes del sistema en el año 2013.

Sin embargo, durante el primer semestre de 2013 se han producido una serie de hechos que han variado las hipótesis sobre las que se realizaron las estimaciones a principio de año, lo que traerá como consecuencia la aparición de nuevos desajustes al final del ejercicio si no se toman medidas de urgencia para corregir la situación.

Estas desviaciones vienen motivadas por el hecho de que en los primeros meses del año 2013 han acontecido unas condiciones meteorológicas atípicas, y el nivel de pluviometría y las condiciones de viento han sido muy superiores a las medias históricas.

Estas condiciones han provocado un doble efecto. Por un lado, han ocasionado el hundimiento del precio del mercado diario hasta un nivel mínimo de 18,17 €/MWh de media en el mes de abril, dando como resultado un precio medio en los seis primeros meses de 2013 que no alcanza los 37 €/MWh, muy inferior a los 51,19 €/MWh previstos para el conjunto del año. Por otro lado, se ha producido un incremento de las horas de funcionamiento de determinadas tecnologías, y en particular de la eólica con derecho a régimen primado. Todo ello ha determinado una notable desviación al alza del sobrecoste del régimen especial, como consecuencia de los menores precios del mercado registrados.

Además, por efecto de la reducción de la actividad económica y la afección de la crisis económica sobre las economías domésticas, se ha producido una contracción de la demanda más acusada de lo previsto. Así, el balance eléctrico publicado por Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema, muestra a fecha 5 de julio de 2013 una disminución de la demanda de 2,7 por ciento en lo que va de año 2013, y una caída de un 2,3 por ciento en el último año móvil frente a una caída estimada del 0,3 por ciento considerada en la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero. Este hecho tiene un impacto negativo derivado de la reducción de los ingresos por peajes de acceso de energía eléctrica.

Por otra parte, en el procedimiento de elaboración de los Presupuestos Generales del Estado para 2014 se ha puesto de relieve por el Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas la imposibilidad del completo cumplimiento de la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas para el sector energético y se aprueba el bono social. Esta disposición establece que las compensaciones por los extracostes de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares serán financiados con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. El motivo es la difícil situación presupuestaria la cual no permite dotar, en su totalidad, este extracoste sin comprometer el cumplimiento de los objetivos de déficit fijados para el ejercicio 2014.

Estas circunstancias hacen patente tanto la necesidad imperiosa de adoptar de forma inmediata una serie de medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico como, a la par, la pertinencia de acometer una revisión del marco regulatorio que permita su adaptación a los acontecimientos que definen la realidad del sector en cada periodo determinado en aras del mantenimiento de la sostenibilidad del sistema eléctrico.

A todo ello se une que en el Programa Nacional de Reformas, presentado por el Gobierno de España a la Comisión Europea el pasado 30 de abril de 2013, se contenía el compromiso del Gobierno de presentar, en el primer semestre de este año un paquete de medidas normativas con vistas a garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Con base en estos principios, y en línea con las modificaciones anteriormente referidas, el presente real decreto-ley articula, con carácter urgente, una serie de medidas, equilibradas, proporcionadas y de amplio alcance, destinadas a garantizar la estabilidad

financiera del sistema eléctrico como presupuesto ineludible de su sostenibilidad económica y de la seguridad de suministro, y dirigidas a todas las actividades del sector eléctrico.

II

En primer lugar, se habilita al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos. Así, se modifica el artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico para introducir los principios concretos sobre los que se articulará dicho régimen, al objeto de acotar el margen de actuación del Gobierno en el desarrollo de los regímenes retributivos para estas instalaciones. Este se basará en la percepción de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional que, en caso de resultar necesario, cubra aquellos costes de inversión que una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado. En este sentido, conforme a la jurisprudencia comunitaria se entenderá por empresa eficiente y bien gestionada aquella empresa dotada de los medios necesarios para el desarrollo de su actividad, cuyos costes son los de una empresa eficiente en dicha actividad y considerando los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la realización de sus funciones. El objetivo es garantizar que no se tomen como referencia los elevados costes de una empresa ineficiente.

De esta manera se pretende la cobertura de los costes adicionales de estas instalaciones respecto de las del resto de tecnologías en el mercado.

Este marco articulará una retribución que permitirá a las instalaciones renovables, a las de cogeneración y residuos cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable.

Para el cálculo de la retribución específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada. De esta manera se instaura un régimen retributivo sobre parámetros estándar en función de las distintas instalaciones tipo que se establezcan.

Además, se dispone que en ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español y que en todo caso, los costes e inversiones deberán responder exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

De esta manera, se realiza una asignación equilibrada de los costes imputables al sistema eléctrico, a los consumidores eléctricos y a los contribuyentes, en la medida en la que parte de esos costes se financian con cargo al Presupuesto General del Estado.

Asimismo, se concreta en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, la plasmación normativa del concepto de rentabilidad razonable, estableciéndolo, en línea con la doctrina jurisprudencial sobre el particular alumbrada en los últimos años, en una rentabilidad de proyecto, que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.

Este nuevo marco regulatorio da una respuesta global al relevante cambio de las circunstancias experimentado en los últimos años, en términos que obedecen a motivos más que justificados. Las inversiones en estas tecnologías siguen estando protegidas y se ven debidamente fomentadas en España por este nuevo marco normativo, que, sin duda, es en su conjunto favorable para todas ellas, entre otras razones por consagrar el criterio de revisión de los parámetros retributivos cada seis años a fin de mantener el principio de rentabilidad razonable reconocido legalmente. De este modo, se trata de consolidar la continua adaptación que la regulación ha experimentado para mantener esta rentabilidad razonable mediante un sistema previsible y sometido a concreción temporal.

Para articular este nuevo régimen se procede a la derogación del artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la

fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología. No obstante, al objeto de mantener tanto los flujos retributivos a las instalaciones como el resto de procedimientos, derechos y obligaciones, se dispone que lo previsto en las normas citadas se aplicará, salvo ciertos extremos, con carácter transitorio en tanto no haya sido aprobada la nueva regulación.

De esta forma, las instalaciones serán objeto, en su caso, de una liquidación a cuenta al amparo de este régimen transitorio y posteriormente una vez se aprueben las disposiciones normativas necesarias para la aplicación del nuevo régimen económico, se someterán a la regularización correspondiente por los derechos de cobro u obligaciones de pago resultantes de la aplicación de la nueva metodología, con efectos desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley.

Por consiguiente, aun cuando se fija la efectividad de las disposiciones normativas retributivas que se aprueben con efectos desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley, la norma otorga la necesaria previsibilidad a los agentes por cuanto establece el mecanismo retributivo, con participación en el mercado y percepción de una retribución de la inversión, y determina además la tasa de rentabilidad razonable para la instalación tipo.

Por otra parte, para aquellas instalaciones que a la entrada en vigor del presente real decreto-ley tuvieran derecho al régimen económico primado, se determina una rentabilidad, antes de impuestos, que girará sobre el rendimiento medio de los últimos diez años de las Obligaciones del Estado a diez años, en el mercado secundario, incrementada en 300 puntos básicos, y que en todo caso, podrá ser revisada a los seis años.

En segundo lugar, se establecen una serie de medidas de carácter urgente en relación al régimen retributivo de las actividades de distribución y transporte.

La metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución se encuentra actualmente regulada en el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. Este régimen se ha visto modificado por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo. Así, su artículo 5, establece que para la actividad de distribución, el Ministro de Industria, Energía y Turismo elevará al Gobierno, para su aprobación, una propuesta de real decreto que vincule la retribución por inversión de las instalaciones a los activos en servicio no amortizados, así como que el devengo y el cobro de la retribución generada por las instalaciones se inicie desde el 1 de enero del año n+2, siendo n el año de puesta en servicio de la instalación.

Adicionalmente, en el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, se determinó, respectivamente, el criterio de devengo de la retribución antes citado y que en todas las metodologías que contengan actualizaciones vinculadas al Índice de Precios de Consumo habrá de sustituirse dicho índice por el Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos.

Por tanto, la aprobación de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas del régimen especial, se hizo al amparo del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, pero condicionado a los principios del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo y del Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero.

En cuanto a la metodología de cálculo y revisión de la retribución de la actividad de transporte, ésta se encuentra regulada en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y en el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008. Este régimen retributivo se ha visto modificado igualmente por los ya señalados Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, y Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero y por el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

En el artículo 6 del citado Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, se dispone que para la actividad de transporte, el Ministro de Industria, Energía y Turismo elevará al Gobierno, para su aprobación, una propuesta de real decreto con el mismo criterio de devengo y cobro de la retribución que en la actividad de distribución. Asimismo, en el artículo 39 del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, se introduce, como criterio para la actividad

de transporte, que la retribución en concepto de inversión se hará para aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base, para su retribución financiera, el valor neto de los mismos.

Así pues, al igual que en el caso de la actividad de distribución, nos encontramos con que en el momento de elaboración de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, la normativa que regulaba la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de transporte era el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre y el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, si bien su aplicación se veía igualmente sometida a los principios señalados en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, en el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio y en el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero.

Por consiguiente, en el presente real decreto-ley se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, a fin de introducir una serie de principios retributivos adicionales para el transporte y distribución de energía eléctrica. En primer lugar, se señala que en las metodologías de retribución de estas actividades se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español. En segundo lugar, se afirma que estos regímenes económicos permitirán una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, puesto que las actividades de red no están expuestas directamente a los riesgos propios del mercado de producción y porque, con independencia de la situación de la demanda, los regímenes retributivos otorgan para las instalaciones en servicio una retribución durante la vida útil regulatoria de ésta, siempre que la misma se mantenga operativa. En aplicación de este último principio se establece una tasa de retribución de los activos ligada a las Obligaciones del Estado más un diferencial.

No obstante, al aprobarse este real decreto-ley vencido el primer semestre del año, se ha optado por atribuir carácter definitivo a la parte proporcional de la retribución recogida en la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, hasta la entrada en vigor de este real decreto ley. Asimismo, a partir de dicha fecha, se establece una metodología transitoria que regirá hasta que se inicie el primer periodo regulatorio al amparo de los reales decretos de retribución previstos en los artículos 5 y 6 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo. Todo ello garantizará la aplicación de una tasa adecuada de retribución anual, en línea con lo establecido con carácter general.

Las medidas relativas a la modificación del régimen retributivo para las instalaciones de régimen especial y para las actividades de transporte y distribución se adoptan con carácter de urgencia por la necesidad de reducir los costes del sistema con carácter inmediato al objeto de iniciar la corrección de los desajustes en este momento, evitando así que a final de año pudiera existir un nuevo desajuste entre los ingresos y costes del sistema.

Por otro lado, el artículo 12 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico señala que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los territorios insulares y extrapeninsulares serán objeto de una reglamentación singular que atenderá a las especificidades derivadas de su ubicación territorial.

Por su parte, el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, establece que los estándares serían únicos para todo el territorio nacional, lo que supone que, o bien se incluye este sobrecoste en el cálculo de los estándares nacionales, o bien se crean unos estándares específicos para los sistemas insulares o extrapeninsulares.

Con el fin de asignar los costes correctamente y no crear unos estándares distorsionados se ha optado por determinar unos estándares específicos para los sistemas insulares o extrapeninsulares, para lo que resulta necesario modificar varias disposiciones del Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero.

La urgencia para realizar esta modificación deriva de que las retribuciones de los años 2008, 2009, 2010 y 2011 no pueden establecerse como definitivas hasta la aprobación por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo de los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento para los sistemas insulares y extrapeninsulares, lo que ha impedido que las liquidaciones definitivas de dichos años hayan podido ser aprobadas, situación cuya persistencia, por más tiempo, resulta inasumible.

III

En tercer lugar, se contemplan un conjunto de medidas en relación con el Fondo para la Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.

El Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social, en su disposición final cuarta modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, estableciendo que el déficit adicional que se produzca en 2012, más allá del límite ex ante, generará derechos de cobro que, a su vez, podrán ser cedidos por las empresas eléctricas al Fondo para la Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE). En 2012, la liquidación de las actividades reguladas ha tenido como resultado un valor de 5.609 millones de euros correspondiente al déficit de dicho año, por lo que el déficit adicional del periodo asciende a 4.109 millones de euros.

El fondo FADE financia la adquisición de los derechos de cobro que le son cedidos mediante emisiones avaladas por la Administración General del Estado. El aval otorgado a FADE, de 22.000 millones de euros de saldo vivo, no contemplaba las necesidades adicionales de financiación derivadas de la posibilidad de cesión a FADE de derechos de cobro adicionales por importe de 4.109 millones de euros. Teniendo en cuenta el remanente de aval disponible de FADE de acuerdo a la correspondiente orden de otorgamiento, sería necesario otorgar aval por un importe adicional de 4.000 millones de euros para disponer de margen suficiente para cubrir las necesidades de emisión adicionales y las refinanciaciones previstas durante la vida de FADE.

De conformidad con el artículo 114 de la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria, el otorgamiento de avales del Estado requiere autorización previa por norma con rango de ley que incluya el importe máximo de aval a otorgar, el beneficiario del mismo y el plazo máximo para otorgar el aval.

Por tanto, resulta necesario y urgente modificar el artículo 54 de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013 con el objeto de incrementar el límite total de avales de la Administración General del Estado a otorgar en el ejercicio en curso por importe de los 4.000 millones que se estiman necesarios e incluir, asimismo, una reserva específica de límite de aval para tal finalidad en el apartado 2 del mismo artículo.

En cuarto lugar, se prevé una disposición adicional relativa a la financiación con cargo a Presupuestos Generales del Estado únicamente de parte del extracoste de generación eléctrica de los sistemas insulares y peninsulares.

Así, y como se ha expuesto anteriormente, la imposibilidad de que los Presupuestos Generales del Estado para 2014 puedan asumir la totalidad de las cantidades correspondientes a 2013 por el extracoste de los sistemas insulares y peninsulares, obliga con carácter de urgencia, por un lado, a derogar la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, y por otro, a establecer la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado únicamente el 50 por ciento del extracoste de generación en el régimen insular y extrapeninsular. Así, el extracoste correspondiente a 2013 será incorporado en la Ley de Presupuestos Generales del año 2014.

IV

En quinto lugar, en este real decreto-ley se establecen determinadas medidas en relación con los pagos por capacidad.

Los pagos por capacidad incluyen dos tipos de servicios: el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo y el servicio de disponibilidad a medio plazo.

El incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo se encuentra regulado en la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, y tiene por objeto retribuir la inversión en nueva capacidad, necesaria para asegurar la cobertura de la demanda en el largo plazo. Este mecanismo incentiva la puesta a disposición del Operador del Sistema de determinada potencia instalada que se acredita mediante el acta de puesta en marcha de la instalación de generación.

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, revisó, con carácter excepcional para el año 2012, las retribuciones del incentivo a la inversión a largo plazo previsto en la Orden

ITC/2794/2007, de 27 de diciembre, fijándolo en 23.400 €/MW/año. En el contexto actual en el que la demanda de energía eléctrica experimenta una intensa reducción y en donde existe un mínimo riesgo de déficit de capacidad instalada, se considera urgente ampliar la reducción de dicho incentivo, fijándolo en 10.000 €/MW/año, acompañando esta medida de un alargamiento en el plazo que resta para su percepción a aquellas instalaciones con derecho al cobro a la entrada en vigor del presente real decreto-ley.

Asimismo, se suprime la aplicación del mencionado incentivo regulado en la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, para las nuevas instalaciones de producción, salvo para aquellas que obtuvieran el acta de puesta en servicio definitiva con anterioridad al 1 de enero de 2016.

Adicionalmente, con carácter inmediato se adelantan dos medidas en relación con las instalaciones del régimen especial al objeto de evitar cualquier afección al modo de funcionamiento de las instalaciones que no pudiera corregirse una vez se apruebe la nueva metodología. Así, se procede, por un lado, a la supresión del complemento por eficiencia para las instalaciones que estuvieran percibiéndolo de acuerdo con el artículo 28 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y por otro lado, a la supresión de la bonificación por energía reactiva prevista en el artículo 29 del citado real decreto. En las circunstancias actuales resulta imprescindible y urgente, como ya se ha explicado, reducir los costes del sistema. Además, estas medidas no afectan a la rentabilidad de las instalaciones, ya que no fueron tenidas en cuenta para la determinación del régimen económico.

V

En el presente real decreto-ley se acomete, igualmente, la modificación del régimen de asunción del coste del bono social.

Es bien sabido que la Sentencia de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Supremo de 7 de febrero de 2012, por la que se estimó el recurso ordinario 419/2010, declaró inaplicables, por una parte, el artículo 2.5 y el último párrafo de la disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social relativos ambos a la asunción del coste del bono social por parte de determinadas empresas del sector; y por otra, la disposición adicional segunda de la Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial, en la que se desarrolla el mecanismo de financiación del bono social, así como la disposición adicional tercera de la citada orden, que recoge las tarifas de referencia para su aplicación.

Por este motivo, y con el fin de dar cumplimiento a esta sentencia y dar continuidad a esta medida de protección adicional del derecho al suministro de electricidad en el marco de la Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, mediante la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, se estableció, el bono social como coste del sistema eléctrico, y por tanto, cubierto por todos los consumidores eléctricos, y las tarifas de referencia para la aplicación del bono social.

No obstante, dicha solución, que fue adoptada a fin de subvenir de forma inmediata a la nueva situación determinada por la sentencia de 7 de febrero de 2012 y comportaba, en esencia, la traslación del coste del bono social al conjunto de los consumidores, nunca tuvo vocación de permanencia y se revela como especialmente inadecuada en el presente momento, dado el particular contexto de disminución de ingresos e incremento de costes a que se ha aludido con anterioridad, con grave riesgo de inmediata aparición de nuevos desajustes de no adoptarse con urgencia medidas correctoras.

En este sentido, es cierto que la sentencia de 7 de febrero de 2012, sin perjuicio de enunciar otras posibles modalidades de reparto del coste igualmente admisibles, señalaba que correspondía al Gobierno elegir la que estimará más adecuada, pudiendo optar «frente a otras soluciones presentes en derecho comparado, porque sea el propio sector eléctrico el que se haga cargo de dicha prestación social o, incluso, una parte de dicho sector».

Partiendo de este hecho, y con el fin de contribuir a la necesaria y urgente reducción de costes del sistema, se juzga necesario modificar el régimen de reparto del coste introducido por la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, imponiendo, como obligación de servicio público, la asunción del coste del bono social a las matrices de las sociedades o grupos de sociedades que realicen actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica y que tengan el carácter de grupos verticalmente integrados.

En efecto, la imposición de esta obligación a las tales matrices permite, siquiera sea indirectamente, repartir dicha carga entre las principales actividades empresariales intervinientes en el sector eléctrico. Ciertamente, quedaría con ello excluida de tal reparto la actividad de transporte, si bien dicha excepción se considera justificada por tratase de una actividad regulada, desarrollada en régimen de monopolio legal y exclusividad, siendo así que al transportista único no le resultaría posible, a diferencia de lo que ocurre con las citadas sociedades o grupos de sociedades, recuperar del mercado el eventual coste que hubiera de asumir en dicho concepto, lo que, a la postre, vendría a neutralizar la finalidad perseguida con esta modificación.

Por otro lado, y en consonancia con las exigencias resultantes de la Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, según la cual las obligaciones de servicio público deben definirse claramente, ser transparentes, no discriminatorias y controlables, se establece que, a fin de que el reparto sea equitativo, la recíproca participación de cada una de las tales empresas o grupos de empresas en la asunción del coste sea proporcional al porcentaje que corresponda sobre una cuantía calculada considerando tanto el número de suministros conectados a las redes de distribución como el número de clientes a los que suministra la actividad de comercialización. De igual modo, en orden a asegurar la permanente adecuación del reparto a las concretas circunstancias del sector y posibilitar su público conocimiento y eventual control, se establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, calculará anualmente, sin perjuicio de su ulterior aprobación por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, los porcentajes de reparto aplicables y dará publicidad a la información para ello empleada.

Adicionalmente, se contempla que la caracterización del bono social será la que resulta de la aplicación de la Resolución de 26 de junio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se determina el procedimiento de puesta en marcha del bono social y en las disposiciones adicionales cuarta y quinta de la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

VI

Este real decreto-ley incluye asimismo, determinadas medidas relativas a la revisión de los peajes de acceso, a la creación del registro de autoconsumo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencias.

También, se determina que el Ministro de Industria, Energía y Turismo procederá a realizar una revisión de los peajes de acceso de energía eléctrica. Esta medida se adopta con carácter de urgencia teniendo en cuenta el impacto que tiene el escenario ya descrito de caída de demanda de energía eléctrica más acusada de lo previsto y en línea con las modificaciones relativas a las diferentes partidas de costes del sistema contenidas en el presente real decreto-ley.

Asimismo, y mediante la modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, se procede a la creación del Registro administrativo de régimen retributivo específico, necesario para el seguimiento y correcta aplicación del régimen económico a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico cuya competencia corresponde a la Administración General del Estado en exclusiva y que debe ser independiente del Registro administrativo de instalaciones de producción donde se incluyen los datos relativos a las instalaciones de producción cuya autorización corresponde bien a la Administración General del Estado o bien a las Administraciones Autonómicas.

Del mismo modo, se crea el Registro de autoconsumo para el adecuado seguimiento de los consumidores acogidos a modalidades de suministro con autoconsumo, necesario igualmente para el adecuado seguimiento de su régimen económico.

La creación de estos registros se lleva a cabo en esta norma por cuanto resultan imprescindibles para la aprobación de los reales decretos en los que se aborde la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y la determinación de las condiciones aplicables a otras modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, que se van a tramitar con carácter inmediato.

En consecuencia, se deroga el artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social relativos ambos a la asunción del coste del bono social, sin perjuicio del régimen transitorio que en este real decreto-ley se define.

Por otra parte, se procede con carácter urgente a clarificar algunos aspectos del régimen transitorio para conocer de la toma de participaciones en el sector energético prevista en la disposición adicional novena de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, hasta que se produzca el efectivo traspaso de medios humanos, materiales y técnicos al Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Esta norma transitoria no altera el nuevo régimen jurídico para esas comunicaciones introducido por la citada ley.

Por cuanto, la aprobación de alguna de las medidas contempladas en este real decreto-ley debe ir acompañada del correspondiente desarrollo reglamentario de las materias de este real decreto-ley y de la propia Ley 54/1997, de 27 de noviembre, se hace preciso establecer de forma expresa que los informes que se soliciten en este ámbito a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se emitirán con carácter urgente, previa consulta al Consejo Consultivo de Electricidad, en el que se sustanciará el trámite de audiencia.

VII

Finalmente, este real decreto-ley modifica la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales en relación al impuesto especial sobre el carbón.

La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, modificó la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, incrementando el gravamen aplicable al carbón hasta 0,65 euros por gigajulio. No obstante, con la finalidad de mantener la competitividad del sector industrial y poner en condiciones de igualdad a los diferentes consumidores de carbón y gas natural para similares fines y usos, se considera necesario establecer un tipo reducido de 0,15 euros por gigajulio para el carbón destinado a usos con fines profesionales, siempre y cuando no se utilice en procesos de generación y cogeneración eléctrica, y ello dentro del marco comunitario previsto por la Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de la imposición de los productos energéticos y de la electricidad.

Como consecuencia de lo anterior y con el objeto de asegurar la diferenciación en la imposición basada en los diferentes fines, se considera conveniente precisar en la Ley reguladora de los Impuestos Especiales qué se entiende por «carbón destinado a usos con fines profesionales».

Asimismo, ante la imposibilidad de conocer con exactitud, en el momento de realizar el suministro de carbón a una planta de cogeneración de energía eléctrica y calor útil, la carga tributaria que debe soportar el consumidor final y para ajustar esta, en la medida de lo posible, a la realidad, se fija un porcentaje de reparto provisional de la cantidad de carbón sobre la que se aplicarán los diferentes tipos impositivos regulados en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales. Por ello, es preciso, por un lado, establecer la necesaria especialidad en las reglas de repercusión del impuesto, con respecto a los sujetos pasivos que realizan estos suministros, y, por otro, recoger la obligación de regularizar el importe de las cuotas repercutidas conforme al porcentaje definitivo de destino del carbón.

Adicionalmente, se tipifica una nueva infracción por la comunicación incorrecta de datos a los sujetos pasivos en relación con los suministros de carbón que se realicen con aplicación del tipo impositivo de 0,15 euros por gigajulio.

Lo perentorio de la antedicha equiparación entre los diferentes consumidores de carbón y gas natural hace que concurran las circunstancias de extraordinaria y urgente necesidad para adoptar esta medida.

Por todo lo expresado anteriormente, en la adopción del conjunto de medidas que a continuación se aprueban concurren las exigencias de extraordinaria y urgente necesidad requeridas por el artículo 86 de la Constitución Española de 27 de diciembre de 1978. Extraordinaria y urgente necesidad derivadas de las razones ya mencionadas de protección a los consumidores en un contexto de crisis económica, y garantía de la sostenibilidad económica del sistema eléctrico, y cuya vigencia inmediata es imprescindible para que la modificación normativa pueda tener la eficacia que se pretende.

En su virtud, haciendo uso de la autorización contenida en el artículo 86 de la Constitución, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 12 de julio de 2013,

DISPONGO:

Artículo 1. *Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico queda modificada en los siguientes términos:

Uno. Se añade un nuevo apartado en el artículo 16 con la siguiente redacción:

«11. En las metodologías retributivas de las actividades de transporte y distribución se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios básicos que serán homogéneos en todo el territorio español. Los regímenes económicos de las actividades de red permitirán una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo. A tal efecto, la tasa de retribución financiera del activo con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial.»

Dos. Se modifica el artículo 30.4 que queda redactado como sigue:

«4. Adicionalmente y en los términos que reglamentariamente por real decreto del Consejo de Ministros se determine, a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado, las instalaciones podrán percibir una retribución especifica compuesta por un término por unidad de potencia instalada, que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo.

Para el cálculo de dicha retribución específica se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada:

a) Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.

b) Los costes estándar de explotación.

c) El valor estándar de la inversión inicial.

A estos efectos, en ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español. Del mismo modo, sólo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

Como consecuencia de las singulares características de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, podrán definirse excepcionalmente instalaciones tipo específicas para cada uno de ellos.

Este régimen retributivo no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y que posibiliten obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable. No obstante lo anterior, excepcionalmente el régimen retributivo podrá incorporar además un incentivo a la inversión y a la ejecución en plazo determinado cuando su instalación suponga una reducción significativa de los costes en los sistemas insulares y extrapeninsulares.

Esta rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.

Los parámetros del régimen retributivo podrán ser revisados cada seis años.»

Tres. Se modifica el primer párrafo del artículo 30.5 que queda redactado como sigue:

«5. El Gobierno, previa consulta con las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, podrá determinar el derecho a una retribución basada en los principios previstos en el apartado 4 para aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de cogeneración o que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aun cuando las instalaciones de producción de energía eléctrica tengan una potencia instalada superior a 50 MW.»

Cuatro. Se añaden los apartados 8 y 9 en el artículo 30 con la siguiente redacción:

«8. A los efectos de esta ley se entenderá como biomasa la fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos de origen biológico procedentes de actividades agrarias, incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal, de la silvicultura y de las industrias conexas, incluidas la pesca y la acuicultura, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales.

9. Para el otorgamiento y adecuado seguimiento de la retribución específica otorgada a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se crea, en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el Registro de régimen retributivo específico, que incluirá los parámetros retributivos aplicables a dichas instalaciones.

Reglamentariamente se establecerá su organización, así como los procedimientos y efectos de la inscripción y cancelación en dicho registro.

La inscripción de la instalación en el Registro de régimen retributivo específico será requisito necesario para la aplicación a dicha instalación del régimen retributivo específico.»

Cinco. Se modifica el apartado 4 de la disposición adicional vigésima primera, que queda redactado como sigue:

«4. No obstante, para los años 2009, 2010, 2011 y 2012, el déficit de ingresos previsto en la disposición por la que se aprobaron los peajes de acceso correspondientes no será superior a 3.500 millones de euros, 3.000 millones de euros, 3.000 millones de euros y 1.500 millones de euros, respectivamente.

Asimismo, los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan en 2010, hasta una cuantía máxima de 2.500 millones de euros, y en 2012, en el importe de 4.109.213 miles de euros, tendrán la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para 2010 y 2012, respectivamente, que generará derechos de cobro que podrán ser cedidos por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, considerándose el importe para el año 2012 como definitivo a efectos de la cesión.»

Seis. Se añade una disposición adicional vigésima séptima con la siguiente redacción:

«Disposición adicional vigésima séptima. *Registro Administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.*

Para el adecuado seguimiento de los consumidores acogidos a las modalidades de suministro de energía eléctrica previstas en el artículo 9.g) de esta ley y aquellos otros asociados a instalaciones de producción que estén conectadas en el interior de su red o a través de una línea directa, se crea, en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el Registro Administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, que contendrá la información relativa a los consumidores y sus instalaciones asociadas.

Reglamentariamente se establecerá su organización.»

Artículo 2. *Modificación de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013.*

La Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013 queda modificada como sigue:

Uno. El apartado Uno del artículo 54 queda redactado en los siguientes términos:

«Uno. El importe máximo de los avales a otorgar por la Administración General del Estado durante el ejercicio del año 2013 no podrá exceder de 165.043.560 miles de euros.»

Dos. Se añade un párrafo d) al apartado Dos del artículo 54 con la siguiente redacción:

«d) 4.000.000 miles de euros para garantizar, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional vigésima primera.9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, las obligaciones económicas exigibles al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, derivadas de las emisiones de instrumentos financieros que realice dicho Fondo con cargo a los derechos de cobro que constituyan el activo del mismo.»

Artículo 3. *Retribución de la actividad distribución y de transporte de energía eléctrica desde el 1 de enero de 2013 hasta la entrada en vigor del presente real decreto-ley.*

1. La retribución de cada empresa distribuidora, desde el 1 de enero de 2013 hasta la fecha de entrada en vigor del presente real decreto-ley, será la parte proporcional hasta dicha fecha de la que figura en los artículos 2.2 y 2.3 de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero. Esta retribución tendrá carácter de definitiva.

No obstante lo anterior, aquellas empresas que antes de la entrada en vigor del presente real decreto-ley hubieran solicitado revisión de la retribución para el año 2013 al amparo de lo recogido en el anexo I de la mencionada Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, o como consecuencia de fusiones y adquisiciones de empresas distribuidoras o de adquisiciones de activos de distribución a otras empresas, podrán ver modificada la retribución de dicho primer periodo por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. La retribución de cada empresa titular de instalaciones de transporte, desde el 1 de enero de 2013 hasta la fecha de entrada en vigor del presente real decreto-ley, será la parte proporcional hasta dicha fecha de la que figura en el artículo 1 de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero. Esta retribución tendrá carácter de definitiva.

Artículo 4. *Método de retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.*

1. El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará la retribución para cada una de las empresas distribuidoras para el periodo que transcurre desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta el 31 de diciembre de 2013, el cual se denominará segundo periodo de 2013.

A tal efecto, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo remitirá inmediatamente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para informe una propuesta de retribución para cada una de las empresas que se calculará por aplicación de la metodología recogida en el anexo I.

Sin perjuicio de las cantidades que en su momento se calculen y se aprueben correspondientes a los incentivos de calidad y reducción de pérdidas, las retribuciones a la actividad de distribución calculadas de acuerdo a dicha metodología tendrán carácter definitivo.

2. La retribución a percibir desde el 1 de enero del año 2014 hasta que se inicie el primer periodo regulatorio al amparo del real decreto de retribución de la actividad de distribución a que se hace referencia en el artículo 5 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, se calculará de acuerdo con la metodología recogida en el anexo II del presente real decreto-ley.

Sin perjuicio de las cantidades que en su momento se calculen y se aprueben correspondientes a los incentivos de calidad y reducción de pérdidas, las retribuciones a la actividad de distribución calculadas de acuerdo a dicha metodología tendrán carácter definitivo.

El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará la retribución para dicho periodo. A tal efecto, antes del 1 de octubre de cada año, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de retribución para cada una de las empresas distribuidoras.

La Comisión Nacional de los Mercados y Competencia remitirá junto con la propuesta de retribución para cada empresa señalada en el apartado anterior la de todos aquellos parámetros del anexo II que resultan necesarios para el cálculo de ésta.

3. En el caso de que para una empresa concreta no se dispusiera de alguno de los datos necesarios para la determinación de su retribución de acuerdo con lo previsto en los anexos I y II, para el cálculo de la misma se emplearán los valores medios representativos del sector.

Artículo 5. *Método de retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.*

1. El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará la retribución para cada una de las empresas titulares de instalaciones de transporte para el periodo que transcurre desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta el 31 de diciembre de 2013, el cual se denominará segundo periodo de 2013.

A tal efecto, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo remitirá inmediatamente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para informe una propuesta de retribución para cada una de las empresas que se calculará por aplicación de la metodología recogida en el anexo III.

Sin perjuicio de las cantidades que en su momento se calculen y se aprueben correspondientes al incentivo de disponibilidad y a la retribución a la inversión y a la operación y mantenimiento asociada a las inversiones que se declaren como singulares y que se encuentren en servicio antes de 31 de diciembre de 2011, las retribuciones a la actividad de transporte calculadas de acuerdo a dicha metodología tendrán carácter definitivo.

2. La retribución a percibir desde el 1 de enero del año 2014 hasta que se inicie el primer periodo regulatorio al amparo del real decreto de retribución de la actividad de transporte a que se hace referencia en el artículo 6 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, se calculará de acuerdo con la metodología recogida en el anexo IV del presente real decreto-ley.

Sin perjuicio de las cantidades que en su momento se calculen relativas al incentivo de disponibilidad de la red de transporte, las retribuciones calculadas de acuerdo a dicha metodología tendrán carácter definitivo.

El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará la retribución para dicho periodo. A tal efecto, antes del 1 de octubre de cada año, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de retribución para cada una de las empresas titulares de instalaciones de transporte.

La Comisión Nacional de los Mercados y Competencia remitirá junto con la propuesta de retribución para cada empresa señalada en el apartado anterior la de todos aquellos parámetros del anexo IV que resultan necesarios para el cálculo de ésta.

3. En el caso de que para una empresa concreta no se dispusiera de alguno de los datos necesarios para la determinación de su retribución de acuerdo con lo previsto en los anexos III y IV, para el cálculo de la misma se emplearán los valores medios representativos del sector.

Artículo 6. *Tasa de retribución durante la vigencia de los métodos retributivos de las actividades de red previstos en este real decreto-ley.*

1. Con efectos en la retribución a percibir desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley, durante el periodo en que sean de aplicación los artículos 4 y 5 de este real decreto-ley, la tasa de retribución del activo con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de transporte y distribución de energía eléctrica será la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor de la norma incrementada con un diferencial.

2. Para el cálculo de las retribuciones de transporte y distribución en el segundo periodo de 2013 que transcurre desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta el 31 de diciembre de 2013, en la tasa de retribución financiera señalada en el apartado anterior el diferencial tomará un valor de 100 puntos básicos.

3. Para el cálculo de la retribución a percibir a partir del 1 de enero del año 2014 y años sucesivos en que fuera de aplicación los artículos 4.2 y 5.2 del presente real decreto-ley, en la tasa de retribución financiera señalada en el apartado primero el diferencial tomará un valor de 200 puntos básicos.

Artículo 7. *Incentivo a la inversión.*

1. Se fija en 10.000 €/MW/año la cuantía correspondiente al incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo para las instalaciones de producción conforme a lo establecido en el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

2. Para aquellas instalaciones que tuvieran derecho a dicho incentivo a la entrada en vigor del presente real decreto-ley, el periodo durante el que tendrán derecho a percibir la cuantía será el doble del plazo que les restara para cubrir el periodo de diez años al que se refiere el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, y se calculará tomando como fecha de inicio la fecha de entrada en vigor del presente real decreto-ley, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Plazo de cobro} = (\text{FecFin} - \text{FecInicio}) * 2$$

Siendo:

Plazo de cobro: Plazo con derecho a la percepción de la retribución del servicio de capacidad a largo plazo, expresado en días, a partir de la entrada en vigor del presente real decreto-ley.

FecFin: Fecha de finalización del periodo de 10 años de cada instalación establecida de acuerdo a lo dispuesto en el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre.

FecInicio: Fecha de entrada en vigor del presente real decreto-ley.

3. Las instalaciones de producción que a la entrada en vigor del presente real decreto-ley no estuvieran inscritas con carácter definitivo en la sección primera del Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo no tendrán derecho al referido incentivo al amparo de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de diciembre, salvo que contaran con acta de puesta en servicio definitiva con anterioridad al 1 de enero de 2016, en cuyo caso podrán tener derecho a percibir una cuantía de 10.000 €/MW/año durante un periodo de veinte años.

Artículo 8. *Reparto del coste del bono social.*

1. El coste del bono social será asumido por las matrices de los grupos de sociedades o, en su caso, sociedades, que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica.

2. El porcentaje de reparto de las cantidades a financiar se calculará, para cada grupo empresarial como la relación entre un término que será la suma de las medias anuales del número de suministros conectados a las redes de distribución de las empresas distribuidoras y del número de clientes de las empresas comercializadoras en que participe el grupo, y otro término que corresponderá a la suma de todos los valores medios anuales de suministros y clientes de todos los grupos empresariales que deben ser considerados a los efectos de este reparto.

Este porcentaje de reparto será calculado anualmente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. A estos efectos, la referida Comisión publicará en su página web, en el mes de noviembre de cada año la información relativa a las medias anuales del número de suministros conectados a las redes de distribución de las empresas distribuidoras y del número de clientes de las empresas comercializadoras, así como la relación de grupos de sociedades o, en su caso, sociedades, que cumplan el requisito previsto en el apartado 1.

La citada Comisión remitirá antes del 1 de diciembre de cada año una propuesta de fijación de los porcentajes de reparto que corresponderán a cada una de las sociedades matrices, correspondiendo al Ministro de Industria, Energía y Turismo su aprobación por orden que será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

Las aportaciones que deban realizar cada una de dichas sociedades se depositarán en una cuenta específica en régimen de depósito creada al efecto por el organismo liquidador, que será responsable de su gestión.

3. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se podrá modificar el procedimiento y condiciones en que se realizarán las aportaciones que correspondan a cada una de las empresas.

Artículo 9. *Revisión de precios de los peajes de acceso de energía eléctrica.*

Excepcionalmente, el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá revisar los precios de los términos de potencia y de los términos de energía activa de los peajes de acceso con una periodicidad máxima trimestral, cuando se produzcan circunstancias que afecten de modo relevante a los costes regulados o a los parámetros utilizados para su cálculo.

Disposición adicional primera. *Rentabilidad razonable de las instalaciones de producción con derecho a régimen económico primado.*

A los efectos de lo previsto en el penúltimo párrafo del artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, para las instalaciones que a la fecha de la entrada en vigor del presente real decreto ley tuvieran derecho a un régimen económico primado, la rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del presente real decreto-ley de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básicos, todo ello, sin perjuicio de la revisión prevista en el último párrafo del citado artículo.

Disposición adicional segunda. *Carácter urgente de los informes.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia emitirá con carácter urgente, previa consulta al Consejo Consultivo de Electricidad, los informes que le sean requeridos por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el desarrollo de las materias de este real decreto-ley y de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico en el plazo máximo de 15 días. Este plazo será de 7 días en el supuesto previsto en la disposición final cuarta.

El carácter urgente deberá constar de forma expresa en el escrito de petición de informe.

Disposición adicional tercera. *Competencia para conocer de la toma de participaciones en el sector energético.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será competente para conocer de las operaciones de toma de participaciones en el sector energético de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional novena de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, hasta que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo disponga de los medios necesarios para ejercer la competencia de forma efectiva de conformidad con lo previsto en las disposiciones transitorias tercera y cuarta de la referida ley.

Mediante Orden del titular del Ministerio de Presidencia, a propuesta conjunta de los titulares de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo, de Economía y Competitividad y de Hacienda y Administraciones Públicas se determinará la fecha a partir de la cual el Ministerio de Industria, Energía y Turismo asumirá el ejercicio de esta competencia, así como de las demás que le atribuye la Ley 3/2013, de 4 de junio.

Hasta esa fecha las comunicaciones que con tal objeto deban realizarse se dirigirán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a la que le corresponderá resolver sobre dichas operaciones de toma de participaciones en los términos establecidos en la citada disposición adicional novena de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y en la restante normativa de aplicación.

2. La competencia para sancionar el incumplimiento del deber de comunicación o de las condiciones y obligaciones impuestas a las sociedades sujetas a operaciones comunicadas le corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Administración General del Estado a partir de la fecha en que produzca efectos la orden prevista en el apartado anterior.

3. Los procedimientos en curso iniciados con posterioridad a la entrada en vigor de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se tramitarán y resolverán con arreglo a lo establecido en esta disposición.

Disposición adicional cuarta. *Financiación del extracoste de generación en los territorios insulares y extrapeninsulares.*

(Derogada)

Disposición adicional quinta. *Referencias a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

Las referencias incluidas en el presente real decreto-ley a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se entenderán hechas a la Comisión Nacional de Energía hasta la puesta en funcionamiento de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Disposición transitoria primera. *Caracterización y reparto del coste del bono social.*

1. Antes de 1 de julio de 2014, se procederá a la revisión de la caracterización del bono social. Hasta que dicha revisión tenga lugar, dicha caracterización será la contemplada en la disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, en la Resolución de 26 de junio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se determina el procedimiento de puesta en marcha del bono social y en las disposiciones adicionales cuarta y quinta de la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

2. A efectos de la aplicación inmediata de lo dispuesto en el artículo 8 del presente real decreto-ley, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia enviará, en fecha no posterior al 15 de septiembre de 2013, una propuesta de fijación de los porcentajes de financiación a los que se refiere el citado artículo al Ministerio de Industria, Energía y Turismo para su aprobación por orden, que será publicada en el «Boletín Oficial del Estado». Hasta la aprobación de la citada orden, el coste del bono social será cubierto con cargo al sistema, conforme a lo dispuesto en la Orden IET/843/2012, de 25 de abril.

La referida Comisión utilizará la información relativa a las medias anuales del número de suministros conectados a las redes de distribución de las empresas distribuidoras y del número de clientes de las empresas comercializadoras correspondiente al último año móvil disponible, y publicará en su página web dicha información así como la relación de grupos de sociedades o, en su caso, sociedades, que cumplan el requisito previsto en dicho artículo 8.

Disposición transitoria segunda. *Liquidación a cuenta de retribución durante el segundo periodo retributivo de 2013 para las actividades de transporte y distribución.*

Hasta la aprobación de las retribuciones del segundo periodo regulatorio de 2013 a que se hace referencia en los artículos 4.1 y 5.1 las cantidades devengadas a cuenta que se deberán considerar provisionalmente en las liquidaciones de las retribuciones del segundo periodo serán, para cada una de las empresas de distribución y transporte, la parte proporcional de la retribución que figure en la propuesta de retribución a que se hace referencia en el segundo párrafo del señalado artículo 4.1 y en el segundo párrafo del señalado artículo 5.1.

Una vez aprobadas las órdenes ministeriales correspondientes, se liquidarán las obligaciones de pago o, en su caso, los derechos de cobro que resulten de su aplicación con cargo a la siguiente liquidación que realice el organismo encargado de las mismas con posterioridad a la fecha en que se aprueben dichas órdenes. Estas cantidades tendrán la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema a los efectos previstos en el procedimiento de liquidación de los costes del sistema eléctrico.

Disposición transitoria tercera. *Aplicación transitoria del artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.*

1. No obstante lo establecido en la disposición derogatoria única.2, lo previsto en el artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología, se aplicará con carácter transitorio hasta la aprobación de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del real decreto a que hace referencia la disposición final segunda del presente real decreto-ley, a excepción del artículo 28 y del porcentaje de bonificación por cumplimiento en el rango del factor de potencia entre 0,995 inductivo y 0,995 capacitivo recogido en el anexo V del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

2. El organismo encargado de la liquidación abonará, con carácter de pago a cuenta, los conceptos liquidables devengados por las instalaciones de régimen especial, y aquellas de régimen ordinario con régimen retributivo primado al amparo de Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en aplicación de lo previsto en los referidos reales decretos.

Los derechos de cobro u obligaciones de pago resultantes de la aplicación de la metodología que se establezca en virtud de lo previsto en la disposición final segunda, a la energía producida desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta la entrada en vigor de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo régimen retributivo, serán liquidados por el organismo encargado de las mismas en las nueve liquidaciones a partir de la fecha que reglamentariamente se establezca, sin perjuicio de lo establecido en el párrafo siguiente.

No obstante lo anterior, reglamentariamente se podrá establecer un límite máximo a las obligaciones de ingreso que se deriven de la aplicación de este apartado. La aplicación del

límite anteriormente citado podrá dar lugar a que el ajuste se realice en más de nueve liquidaciones.

Estas cantidades tendrán la consideración de coste o ingreso liquidable del sistema, según proceda, a los efectos previstos en el procedimiento de liquidación de los costes del sistema eléctrico.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

1. Quedan derogadas todas las normas de igual o inferior rango en cuanto contradigan o se opongan a lo dispuesto en el presente real decreto-ley.

2. Quedan derogados expresamente:

a) El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

b) El Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

c) El artículo 4, la disposición adicional primera y el apartado 2 de la disposición transitoria quinta del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

Disposición final primera. *Título competencial.*

El presente real decreto-ley se dicta al amparo del artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución, que atribuyen al Estado competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y bases del régimen energético y minero, respectivamente.

No obstante lo anterior, la disposición final quinta se dicta al amparo del artículo 149.1.14.ª de la Constitución que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de Hacienda General.

Disposición final segunda. *Nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen económico primado.*

El Gobierno, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, aprobará un real decreto de regulación del régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con retribución primada que modificará el modelo retributivo de las instalaciones existentes.

Este nuevo modelo se ajustará a los criterios previstos en el artículo 30 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, introducidos por el presente real decreto-ley y será de aplicación desde la entrada en vigor del presente real decreto ley.

No obstante lo anterior, el régimen retributivo específico que se establezca para las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica adjudicatarias del régimen previsto en la disposición adicional tercera del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, estará compuesto por un único término a la operación cuyo valor será el resultante de la oferta económica para las que resultaran adjudicatarias.

Disposición final tercera. *Modificación del Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.*

El Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008 queda modificado en los siguientes términos:

Uno. El artículo 4.1 queda redactado de la siguiente forma:

«1. El valor reconocido definitivo de la inversión del elemento de inmovilizado (VIi) de cada instalación autorizada, cuando éste resulte de aplicar los valores unitarios de referencia que el Gobierno determine reglamentariamente, se calculará como la suma del valor real de la inversión realizada, debidamente auditada, más el 50 por ciento de la diferencia entre el resultante de la aplicación de los valores unitarios que se determinen y dicho valor real. Este cálculo se realizará tanto si la diferencia es positiva como si fuera negativa. Además, en caso de resultar una diferencia negativa se deberá aportar una auditoría técnica que justifique que los costes incurridos son superiores a los valores unitarios por sus especiales características.

Los valores unitarios de referencia se determinarán de acuerdo con los valores medios representativos del coste de las infraestructuras cuyo diseño técnico y condiciones operativas se adapten a los estándares utilizados en el sistema eléctrico.

Los valores unitarios de referencia calculados para el sistema peninsular serán únicos para todo el territorio español, sin perjuicio de lo dispuesto en el párrafo siguiente.

Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se establecerán los valores unitarios de referencia para aquellas instalaciones que tengan consideración de red de transporte en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Como consecuencia de las singulares características derivadas de su ubicación territorial estos valores unitarios podrán ser diferentes para cada uno de los sistemas o subsistemas que se determinen a estos efectos, si bien serán únicos en cada uno de estos subsistemas.

Para el cálculo de los valores de inversión reales, se descontarán aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución. Asimismo, se descontarán las subvenciones percibidas de las Administraciones Públicas, y en su caso las instalaciones financiadas y cedidas por terceros. En el caso de las subvenciones provenientes de organismos de la Unión Europea, se descontará el 90 por ciento del importe percibido.

En la aprobación del proyecto de ejecución se especificarán los parámetros necesarios para el cálculo de los valores unitarios de referencia de los costes de inversión y de los costes de operación y mantenimiento.»

Dos. El último párrafo del artículo 4.2 pasa a tener la siguiente redacción:

«La revisión de los valores unitarios se efectuará cada cuatro años. Dicha revisión se realizará de acuerdo con los valores medios representativos del coste de las infraestructuras cuyo diseño técnico y condiciones operativas se adapten a los estándares utilizados en el sistema eléctrico nacional. Dichos valores serán únicos para todo el territorio peninsular y para cada uno de los sistemas o subsistemas que se determinen a estos efectos.»

Tres. El artículo 6.5 pasa a tener la siguiente redacción:

«5. Una vez conocidos los valores definitivos de inversión real, el Ministro de Industria, Energía y Turismo establecerá la retribución definitiva a percibir por cada una de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica. El organismo liquidador, en la liquidación inmediatamente posterior a la fecha de la aprobación, liquidará las diferencias entre las retribuciones a cuenta y definitiva, desde la fecha en que se devengaron.»

Disposición final cuarta. *Revisión de precios de los peajes de acceso de energía eléctrica.*

Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 9 del presente real decreto-ley, el Ministro de Industria, Energía y Turismo aprobará, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y en el plazo máximo de un mes a contar desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley, una revisión de los precios de los términos de potencia y de los términos de energía activa de los peajes de acceso a las redes definidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y en su normativa de desarrollo.

Disposición final quinta. *Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.*

La Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales queda modificada como sigue:

Uno. Se modifica el artículo 84 que queda redactado de la siguiente forma:

«Artículo 84. *Tipos impositivos.*

1. El impuesto se exigirá con arreglo a los siguientes epígrafes:

Epígrafe 1.1: Carbón destinado a usos con fines profesionales siempre y cuando no se utilice en procesos de cogeneración y generación directa o indirecta de energía eléctrica: 0,15 euros por gigajulio.

A efectos de lo previsto en este Epígrafe se considera carbón destinado a usos con fines profesionales los suministros de carbón efectuados para su consumo en plantas e instalaciones industriales, con exclusión del que se utilice para producir energía térmica útil cuyo aprovechamiento final se produzca en establecimientos o locales que no tengan la condición de plantas o instalaciones industriales. Asimismo, tendrá la consideración de carbón destinado a usos con fines profesionales, el carbón utilizado en cultivos agrícolas.

Epígrafe 1.2: Carbón destinado a otros usos: 0,65 euros por gigajulio.

2. En los suministros de carbón destinado a ser utilizado en una planta de cogeneración de energía eléctrica y energía térmica útil, sujeta al requisito de acreditación del cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente a que se refiere la normativa de desarrollo de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se aplicarán los tipos impositivos regulados en los Epígrafes 1.1 y 1.2 del apartado 1 de este artículo en función del porcentaje de carbón que corresponda imputar a la producción de electricidad medida en bornes de alternador y a la energía térmica útil, conforme al procedimiento que se establezca reglamentariamente.»

Dos. Se añade un párrafo al apartado 1 del artículo 85, que queda redactado de la siguiente forma:

«En los suministros de carbón efectuados en los términos del artículo 84.2 de la ley, los sujetos pasivos que hayan repercutido el importe de las cuotas devengadas en función de un porcentaje provisional comunicado por los titulares de centrales de cogeneración de electricidad y energía térmica útil, deberán regularizar el importe de las cuotas repercutidas conforme al porcentaje definitivo de destino del carbón, una vez conocido, mediante el procedimiento que se establezca reglamentariamente.»

Tres. Se modifica el artículo 87 que queda redactado de la siguiente forma:

«Artículo 87. *Infracciones y sanciones.*

1. En los suministros de carbón realizados con aplicación del tipo impositivo establecido en el Epígrafe 1.1 del artículo 84, constituye infracción tributaria grave comunicar datos falsos o inexactos a los sujetos pasivos, cuando de ello se derive la repercusión de cuotas inferiores a las procedentes.

La base de la sanción será la diferencia entre las cuotas que se hubieran debido repercutir y las efectivamente repercutidas.

La sanción consistirá en multa pecuniaria proporcional del 50 por ciento.

2. El resto de infracciones tributarias en este impuesto se calificarán y sancionarán conforme a lo dispuesto en la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria.»

Disposición final sexta. *Modificación de la Ley 3/2013, de 3 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

Se añade un apartado 3 en la disposición adicional octava de la Ley 3/2013, de 3 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con la siguiente redacción:

«3. En el sector eléctrico y de hidrocarburos: conocer la toma de participaciones en el sector energético.»

Disposición final séptima. *No incremento de gasto.*

La creación de los registros contemplados en el presente real decreto-ley no supondrá incremento del gasto público, y los gastos derivados de su funcionamiento se imputarán al presupuesto de gasto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo al que se adscriben.

Disposición final octava. *Modificación de disposiciones reglamentarias.*

1. Las determinaciones incluidas en normas reglamentarias que son objeto de modificación por este real decreto-ley podrán ser modificadas por normas del rango reglamentario correspondiente a la norma en que figuran.
2. Asimismo, se habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo a modificar y desarrollar el contenido de los artículos 4, 5 y 7 y de los anexos de este real decreto-ley.

Disposición final novena. *Habilitación normativa y desarrollo reglamentario.*

Se faculta al Gobierno y al Ministro de Industria, Energía y Turismo para dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y ejecución de lo establecido en este real decreto-ley.

En particular, se autoriza al Gobierno para modificar la indexación de la retribución de las diferentes actividades reguladas del sector eléctrico.

Disposición final décima. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto-ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución durante el segundo periodo del año 2013

1. La retribución del segundo periodo del año 2013 correspondiente a la empresa distribuidora i se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$R^{i}_{2p\,-\,2013} = RI^{i}_{2p\,-\,2013} + ROM\&OCD^{i}_{2p\,-\,2013} + Q^{i}_{2013} + P^{i}_{2013}$$ donde:

$R^{i}_{2p\,-\,2013}$; es la retribución reconocida por el ejercicio de la actividad de distribución a la empresa distribuidora i en el segundo periodo del año 2013, asociada a los activos en servicio en el año 2011.

$RI^{i}_{2p\,-\,2013}$; es la retribución por inversión reconocida a la empresa distribuidora i en el segundo periodo del año 2013, asociada a los activos en servicio en el año 2011.

$ROM\&OCD^{i}_{2p\,-\,2013}$: Es la retribución por operación, mantenimiento y otros costes de distribución reconocida a la empresa distribuidora i en el segundo periodo de 2013 asociada a los activos en servicio en el año 2011.

Q_{2013}^{i}, es el incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora i con más de 100.000 clientes conectados a sus redes en el año 2013 asociado a los valores obtenidos durante el año 2011.

P_{2013}^{i}, es el incentivo o penalización por la reducción de pérdidas repercutido a la empresa distribuidora i con más de 100.000 clientes conectados a sus redes en el año 2013 asociado a los valores obtenidos durante el año 2011.

2. La retribución por inversión reconocida a la empresa distribuidora i en el segundo periodo del año 2013 se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$RI_{2p\text{-}2013}^{i} = \left(\frac{IBR_{2013}{}^{i}}{VU^{i}} + INR_{2013}{}^{i} \cdot TRF \right) \cdot \omega_{2p\text{-}2013}$; donde el primer término es la amortización lineal del activo y el segundo es un término de retribución financiera del valor neto de los activos y a su vez ambos están afectados por un parámetro para limitar su efectos al segundo periodo regulatorio de 2013.

En la expresión anterior:

$\omega_{2p\text{-}2013}$; parámetro que expresa el cociente entre el número de días desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta fin del año 2013 y el número total de días de dicho año.

VU^{i} Vida útil regulatoria media de las instalaciones de la empresa distribuidora i.

TRF es la tasa de retribución financiera del segundo periodo retributivo de 2013 que se ha definido en el artículo 6.2 del presente real decreto-ley.

IBR_{2013}^{i} Es el inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico en el año 2013, y por tanto descontado el valor de instalaciones financiadas y cedidas por terceros, de la empresa distribuidora i asociado a las instalaciones que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado en dicho año su vida útil regulatoria.

INR_{2013}^{i} Es el inmovilizado neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico en el año 2013 de la empresa distribuidora i asociado a las instalaciones que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado en dicho año su vida útil regulatoria.

3. Para el cálculo del inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de la empresa distribuidora i asociado a las instalaciones en servicio en el año 2011 y que no han superado la vida útil en dicho año IBR_{2013}^{i} se empleará la siguiente formulación:

Este término se calculará por aplicación de la siguiente expresión:

$$IBR_{2013}^{i} = \frac{R_{2013}^{i} \cdot \left(1 - \alpha^{i}\right) \cdot VU^{i}}{1 + \left(VR^{i} \cdot TR\right)}$$; siendo

R_{2013}^{i} Retribución a la actividad de distribución reconocida a la empresa distribuidora de energía eléctrica i sin incentivos de calidad y reducción de pérdidas debida a los activos puestos en servicio hasta el año 2011. Esta retribución se corresponderá con la que figura para cada empresa en la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero.

α^{i} Es un coeficiente que refleja para cada una de las empresas de distribución, qué cantidad en base uno de retribución se destina a retribuir los costes de operación y mantenimiento y otros costes de distribución incurridos por las empresas, excepción hecha de los costes de naturaleza comercial. El valor de este parámetro se obtendrá tomando como base la información regulatoria de costes.

VR^{i} Es la vida residual de las instalaciones de la empresa distribuidora i.

TR: Tasa de retribución calculada de acuerdo al artículo 7 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, con base en la metodología establecida por la Comisión Nacional de Energía en el año de 2008 tomando los datos a 31 de diciembre de 2011.

Una vez calculado el término de inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico en el año 2013, IBR_{2013}^{i}, el inmovilizado neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico del año 2013, INR_{2013}^{i}, se calculará de acuerdo a la siguiente expresión: $INR_{2013}^{i} = IBR_{2013}^{i} \cdot \frac{VR^{i}}{VU^{i}}$

4. La retribución por operación, mantenimiento y otros costes de distribución reconocida a la empresa distribuidora i en el segundo periodo de 2013 del periodo regulatorio asociada a los activos en servicio en el año 2011 se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ROM\&OCD^{i}_{2p\text{-}2013} = \alpha^{i} \cdot R^{i}_{2013} \cdot \varphi_{O\&M} \cdot \omega_{2p\text{-}2013}$$; donde:

R^{i}_{2013}, $\omega_{2p\text{-}2013}$ y α^{i} son los términos señalados anteriormente.

$\varphi_{O\&M}$ Factor de eficiencia de la operación y mantenimiento. Con el fin de impulsar la eficiencia en la gestión de la operación y mantenimiento y como consecuencia del carácter de monopolio natural de la actividad, se introduce un factor de eficiencia que afectará a la retribución por operación y mantenimiento. Este factor de eficiencia en la Operación y Mantenimiento tomará un valor de 0,97.

5. El cálculo del incentivo a la mejora de la calidad y del incentivo a la reducción de pérdidas se realizará de acuerdo a la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009 y a la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre, por la que se regula el método de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

ANEXO II

Metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución a partir de 2014

1. La retribución anual de la actividad de distribución reconocida al distribuidor i a partir del año 2014 se determinará mediante las siguientes fórmulas:

$$\mathrm{R}^{\mathrm{i}}_{\mathrm{n}} = \mathrm{R}I^{i}_{n} + ROM\&OCD^{i}_{n} + \mathrm{Q}^{\mathrm{i}}_{\mathrm{n}} + \mathrm{P}^{\mathrm{i}}_{\mathrm{n}}$$; donde:

RI^{i}_{n} Es la retribución por inversión reconocida a la empresa distribuidora i en el año n asociada a los activos en servicio en el año n-2.

$ROM\&OCD^{i}_{n}$: Es la retribución por operación, mantenimiento y otros costes de distribución reconocida a la empresa distribuidora i en el año n asociada a los activos en servicio en el año n-2.

Q_n^i, es el incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora i con más de 100.000 clientes conectados a sus redes en el año n asociado a los valores obtenidos durante el año n-2.

P_n^i, es el incentivo o penalización por la reducción de pérdidas repercutido a la empresa distribuidora i con más de 100.000 clientes conectados a sus redes en el año n asociado a los valores obtenidos durante el año n-2.

2. La retribución por inversión reconocida a la empresa distribuidora i en el año n asociada a los activos en servicio en el año n-2 se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$\mathrm{R}I^{i}_{n} = \frac{IBR_n{}^{\mathrm{i}}}{VU^{i}} + INR_n{}^{i} \cdot TRF$; donde el primer término es la amortización lineal del activo y el segundo es un término de retribución financiera del valor neto de los activos.

TRF es la tasa de retribución financiera del segundo periodo retributivo de 2013 que se ha definido en el artículo 6.3.

Para el cálculo de los términos anteriores, se calculará IBR^{i}_{n} de acuerdo a la siguiente formulación:

$$IBR^{i}_{n} = \mathrm{I}BR^{i}_{n-1} + \gamma^{i} \cdot \delta^{i}_{n-2} \cdot \Delta INV^{i}_{n-2} - IB_Tot_Amort^{i}_{n-3}$$; donde

IBR_n^i Es el inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico en el año n de la empresa distribuidora i.

IBR_{n-1}^i Es el inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico en el año n-1 de la empresa distribuidora i.

$IB_Tot_Amort_{n-3}^i$ Es el valor de la amortización regulatoria correspondiente a los activos totalmente amortizados durante el transcurso del año n-3 ese año y que por tanto ha superado su vida útil regulatoria durante dicho año.

ΔINV_{n-2}^i Es el volumen total de inversión auditada de la empresa distribuidora i en el año n-2.

γ^i Es el coeficiente de eficiencia de la inversión para la empresa distribuidora i asociado a eficiencia inversora de la empresa distribuidora.

δ_{n-2}^i Es un coeficiente en base uno que refleja para la empresa de distribución i el complemento a uno del volumen de instalaciones puestas en servicio en el año n-2 han sido financiadas y cedidas por terceros.

Para el cálculo de la retribución financiera, INR_n^i es el valor del inmovilizado neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico reconocido a la empresa distribuidora i en el año n y que por tanto recoge el valor neto retributivo de su inmovilizado en el año n-2. Este valor se calculará tomando:

$$INR_n^i = \mathrm{INR}_{n-1}^i + \gamma^i \cdot \delta_{n-2}^i \cdot \Delta INV_{n-2}^i - Amort_{n-3}^i$$; donde

INR_n^i Es el valor del inmovilizado neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico reconocido a la empresa distribuidora i en el año n.

INR_{n-1}^i Es el valor del inmovilizado neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico reconocido a la empresa distribuidora i en el año n-1.

$Amort_{n-3}^i$ Es el valor de la amortización regulatoria del año n-3 correspondiente a todos los activos en servicio dicho año n-3. Este valor se corresponde con la retribución percibida en concepto de retribución por amortización el año n-1.

γ^i y δ_{n-2}^i son los parámetros señalados anteriormente.

3. La retribución por operación, mantenimiento y otros costes de distribución reconocida a la empresa distribuidora i en el año n asociada a los activos en servicio en el año n-2 se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ROM\&OCD_n^i = ROM\&OCD_{n-1}^i \cdot (1 + IAOM\&OCD_{n-2}) + \lambda_{n-2}^i \cdot \Delta INV_{n-2}^i$$

$ROM\&OCD_{n-1}^i$: Es la retribución por operación, mantenimiento y otros costes de distribución reconocida a la empresa distribuidora i en el año n-1.

λ_{n-2}^i Es un coeficiente que refleja para la empresa distribuidora i qué cantidad en base uno representa la retribución por operación, mantenimiento y otros costes de distribución sobre el volumen de inversión llevada a cabo en el año n-2. En el cálculo de este coeficiente se deberá tener en cuenta qué parte de las inversiones realizadas se destinan a renovación. Asimismo, este coeficiente internalizará el factor de eficiencia de la operación y mantenimiento señalado en el anexo I.

$IAOM\&OCD_{n-2}$ Es el índice de actualización de la retribución por operación, mantenimiento y otros costes del año n-2. Este índice se calculará como:

$$IAOM\&OCD_{n-2} = 0{,}2 \cdot \left(\frac{IPC_{n-2} - 0{,}8}{100}\right) + 0{,}8 \cdot \left(\frac{IPRI_{n-2} - 0{,}4}{100}\right)$$; donde:

IPC_{n-2}, Es el menor valor de la variación del Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos del año n-2.

$IPRI_{n-2}$, es el menor valor de la variación del índice de precios industriales de bienes de equipo del año n-2.

4. El cálculo de los incentivos de mejora de la calidad y de la reducción de pérdidas se realizará de acuerdo a la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre y a la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre.

ANEXO III

Metodología de cálculo de la retribución de la actividad de transporte durante el segundo periodo del año 2013

1. La retribución del segundo periodo del año 2013 correspondiente a la empresa titular de instalaciones de transporte i se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$R^{i}_{2p\text{ - }2013} = R^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\ pre\text{ - }1998}} + R^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\ 1998\text{ - }2007}} + R^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\ 2008\text{ - }2011}} + ID^{i}_{2013}$$ donde:

$R^{i}_{2p\text{ - }2013}$; es la retribución reconocida a la empresa i en el segundo periodo del año 2013, que transcurre desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta fin de año 2013, por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones en servicio en el año 2011.

$R^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\ pre\text{ - }1998}}$; es la retribución reconocida a la empresa i en el segundo periodo del año 2013, que transcurre desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta fin del año 2013, por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1998 y que aún se encuentran en servicio en el año 2011.

$R^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\ 1998\text{ - }2007}}$; es la retribución reconocida a la empresa i en el segundo periodo del año 2013, que transcurre desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta fin del año 2013, por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones puestas entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año 2011.

$R^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\ 2008\text{ - }2011}}$; es la retribución reconocida a la empresa i en el segundo periodo del año 2013, que transcurre desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta fin del año 2013, por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones puestas entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año 2011.

ID^{i}_{2013} Incentivo de disponibilidad de la empresa transportista i a percibir en el año 2013 asociado al grado de disponibilidad ofrecido por sus instalaciones de transporte en el año 2011.

2. Para la determinación de la retribución a percibir por cada una de las empresas titulares de instalaciones de transporte por las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1998, se aplicará la siguiente formulación:

$$R^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\ pre\text{ - }1998}} = RI^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\ pre\text{ - }1998}} + ROM^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\ pre\text{ - }1998}}$$ donde:

$RI^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\ pre\text{ - }1998}}$; es la retribución a la inversión reconocida a la empresa i en el segundo periodo del año 2013, que transcurre desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta fin de año, por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1998 y que aún se encuentran en servicio en el año 2011.

$ROM^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\ pre\text{ - }1998}}$; es la retribución por operación y mantenimiento reconocida a la empresa i en el segundo periodo del año 2013, que transcurre desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta fin de año, por el ejercicio de la

actividad de transporte asociado a todas las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1998 y que aún se encuentran en servicio en el año 2011.

2.a) Para el cálculo de $\mathrm{RI}^{i}_{2\mathrm{p}\,-\,2013\ pre\,-\,1998}$ se aplicará la siguiente expresión:

$$\mathrm{RI}^{i}_{2\mathrm{p}\,-\,2013\ pre\,-\,1998} = \left(\frac{IBR_{\ pre\,-\,1998}^{2013\ \ i}}{VU^{i}} + INR_{\ pre\,-\,1998}^{2013\ \ i} \cdot TRF \right) \cdot \omega_{2p\,-\,2013}$$

En la expresión anterior:

$\omega_{2p\,-\,2013}$; parámetro que expresa el cociente entre el número de días desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta fin del año 2013 y el número total de días de dicho año.

VU^{i} Vida útil regulatoria media de las instalaciones de la empresa transportista i.

TRF es la tasa de retribución financiera del segundo periodo retributivo de 2013 que se ha definido en el artículo 6.2 del presente real decreto-ley.

$IBR^{i}_{\ pre\,-\,1998}{}^{2013}$ Es el inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico en el año 2013, y por tanto descontado el valor de instalaciones financiadas y cedidas por terceros, de la empresa transportista i asociado a todas las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1998 que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado en dicho año su vida útil regulatoria.

Para el cálculo del inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico en 2013 de la empresa titular de instalaciones de transporte i asociado a todas las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1998 que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado la vida útil en dicho año $IBR^{i}_{\ pre\,-\,1998}{}^{2013}$ se empleará la siguiente formulación:

$$IBR^{i}_{\ pre\,-\,1998}{}^{2013} = \frac{R^{i}_{\ pre\,-\,1998}{}^{2013} \cdot \alpha^{i}_{pre\,-\,1998} \cdot VU^{i}}{1 + \left(VR^{i}_{pre\,-\,1998} \cdot TRH_{pre\,-\,1998} \right)}$$; donde:

$R^{i}_{\ pre\,-\,1998}{}^{2013}$ Es la parte de la retribución que figura en la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, de la empresa transportista i asociado a todas las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1998 y que aún se encuentran en servicio en el año 2011.

$\alpha^{i}_{pre\,-\,1998}$ Es un coeficiente que refleja para cada una de las empresas titulares de instalaciones de transporte y respecto a la retribución vinculada a las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1998 y que aún se encuentran en servicio en el año 2011 qué cantidad en base uno de la retribución se destina a retribuir la inversión.

$VR^{i}_{\ pre\,-\,1998}$ Es la vida residual promedio a 31 de diciembre de 2011 de las instalaciones de la empresa i puestas en servicio con anterioridad a 1998 y que aún se encuentran en servicio en el año 2011.

$TRH_{pre\,-\,1998}$: Tasa de retribución histórica aplicada para el cálculo del inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las instalaciones puestas en servicio en el año con anterioridad al año 1998. Este parámetro tomará el mismo valor que se tomó como tasa de retribución para las instalaciones puestas en servicio en el año 1998 de acuerdo a la metodología establecida por el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre.

$INR^{i}_{\ pre\,-\,1998}{}^{2013}$ Es el inmovilizado neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de la empresa transportista i en el año 2013, y por tanto descontado el valor de instalaciones financiadas y cedidas por terceros, de la empresa transportista i asociado a todas las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1998 que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado en dicho año su vida útil regulatoria. Una vez calculado el término de

inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico, $IBR^{i}_{\substack{2013\\pre-1998}}$, el inmovilizado neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de 2013, $INR^{i}_{\substack{2013\\pre-1998}}$, se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$INR^{i}_{\substack{2013\\pre-1998}} = IBR^{i}_{\substack{2013\\pre-1998}} \cdot \frac{VR^{i}_{pre-1998}}{VU^{i}}$$

2. b) Para el cálculo de la retribución de la operación y mantenimiento percibido por cada empresa transportista i en el año 2013 debido a las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1998 que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado en dicho año su vida útil regulatoria se empleará la siguiente expresión:

$$ROM^{i}_{\substack{2013\\pre-1998}} = \left(1 - \alpha^{i}_{pre-1998}\right) \cdot R^{i}_{\substack{2013\\pre-1998}} \cdot \varphi_{O\&M} \cdot \omega_{2p-2013}$$; donde:

$R^{i}_{\substack{2013\\pre-1998}}$, $\omega_{2p-2013}$ y $\alpha^{i}_{pre-1998}$ son los términos señalados anteriormente.

$\varphi_{O\&M}$ Factor de eficiencia de la operación y mantenimiento. Con el fin de impulsar la eficiencia en la gestión de la operación y mantenimiento y como consecuencia del carácter de monopolio natural de la actividad, se introduce un factor de eficiencia que afectará a la retribución por operación y mantenimiento. Este factor de eficiencia en la Operación y Mantenimiento tomará un valor de 0,97.

3. Para la determinación de la retribución a percibir por cada una de las empresas titulares de instalaciones de transporte por las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año 2011, se aplicará la siguiente formulación:

$$\mathrm{R}^{\mathrm{i}}_{\substack{2p-2013\\1998-2007}} = \mathrm{R}I^{i}_{\substack{2p-2013\\1998-2007}} + ROM^{i}_{\substack{2p-2013\\1998-2007}}$$ donde

$\mathrm{RI}^{\mathrm{i}}_{\substack{2p-2013\\1998-2007}}$; es la retribución a la inversión reconocida a la empresa i en el segundo periodo del año 2013, que transcurre desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta fin de año, por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año 2011.

$\mathrm{ROM}^{\mathrm{i}}_{\substack{2p-2013\\1998-2007}}$; es la retribución por operación y mantenimiento reconocida a la empresa i en el segundo periodo del año 2013, que transcurre desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta fin de año, por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año 2011.

3.a) Para el cálculo de $\mathrm{RI}^{\mathrm{i}}_{\substack{2p-2013\\1998-2007}}$ se aplicará la siguiente expresión:

$$\mathrm{R}I^{i}_{\substack{2p-2013\\1998-2007}} = \left(\frac{IBR_{\substack{2013\\1998-2007}}^{\ i}}{VU^{i}} + INR_{\substack{2013\\1998-2007}}^{\ i} \cdot TRF\right) \cdot \omega_{2p-2013}$$

En la expresión anterior:

$\omega_{2p-2013}$; VU^{i} y TRF son los términos definidos anteriormente.

$IBR^{\mathrm{i}}_{\substack{2013\\1998-2007}}$ Es el inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico en el año 2013, y por tanto descontado el valor de instalaciones financiadas y cedidas por terceros, de la empresa transportista i asociado a todas las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007 inclusive que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado en dicho año su vida útil regulatoria.

Para el cálculo del inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico en 2013 de la empresa titular de instalaciones de transporte i asociado a todas las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007 inclusive que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado la vida útil en dicho año se empleará la siguiente formulación:

$$IBR^{i}_{\substack{2013\\1998-2007}} = \frac{R^{i}_{\substack{2013\\1998-2007}} \cdot \alpha^{i}_{1998-2007} \cdot VU^{i}}{1+\left(VR^{i}_{1998-2007} \cdot TRH_{1998-2007}\right)}$$; siendo

$R^{i}_{\substack{2013\\1998-2007}}$ Es la parte de la retribución que figura en la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, de la empresa transportista i asociado a todas las todas las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007 inclusive que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado la vida útil en dicho año.

$\alpha^{i}_{1998-2007}$ Es un coeficiente que refleja para cada una de las empresas titulares de instalaciones de transporte y respecto a la retribución vinculada a las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año 2011 qué cantidad en base uno de retribución se destina a retribuir la inversión.

$VR^{i}_{1998-2007}$ Es la vida residual promedio a 31 de diciembre de 2011 de las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año 2011

$TRH_{1998-2007}$: Tasa de retribución histórica aplicada para el cálculo del inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007. Este parámetro tomará el valor promedio que tomaron las tasas de retribución para las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007 por aplicación de la metodología establecida por el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre.

$INR^{i}_{\substack{2013\\1998-2007}}$ Es el inmovilizado neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de la empresa transportista i en el año 2013, y por tanto descontado el valor de instalaciones financiadas y cedidas por terceros, de la empresa transportista i asociado a todas las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007 que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado en dicho año su vida útil regulatoria. Una vez calculado el término de inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico, $IBR^{i}_{\substack{2013\\1998-2007}}$, el inmovilizado neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de 2013, $INR^{i}_{\substack{2013\\1998-2007}}$, se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$INR^{i}_{\substack{2013\\1998-2007}} = IBR^{i}_{\substack{2013\\1998-2007}} \cdot \frac{VR^{i}_{1998-2007}}{VU^{i}}$$

3. b) Para el cálculo de la retribución de la operación y mantenimiento a percibir por cada empresa transportista i en el año 2013 debido a las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007 que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado en dicho año su vida útil regulatoria se empleará la siguiente expresión:

$$ROM^{i}_{\substack{2013\\1998-2007}} = \left(1-\alpha^{i}_{1998-2007}\right) \cdot R^{i}_{\substack{2013\\1998-2007}} \cdot \varphi_{O\&M} \cdot \omega_{2p-2013}$$; donde:

$R^{i}_{\substack{2013\\1998-2007}}$, $\omega_{2p-2013}$, $\alpha^{i}_{1998-2007}$ y $\varphi_{O\&M}$ son los términos señalados anteriormente.

4. Para la determinación de la retribución a percibir por cada una de las empresas titulares de instalaciones de transporte por las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año 2011, se aplicará la siguiente formulación:

$$\mathrm{R}^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\2008\text{ - }2011}} = \mathrm{R}I^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\2008\text{ - }2011}} + ROM^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\2008\text{ - }2011}}$$ donde:

$\mathrm{RI}^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\2008\text{ - }2011}}$; es la retribución a la inversión reconocida a la empresa i en el segundo periodo del año 2013, que transcurre desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta fin de año, por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año 2011.

$\mathrm{ROM}^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\2008\text{ - }2011}}$; es la retribución por operación y mantenimiento reconocida a la empresa i en el segundo periodo del año 2013, que transcurre desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta fin de año, por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año 2011.

4.a) Para el cálculo de $\mathrm{RI}^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\2008\text{ - }2011}}$ se aplicará la siguiente expresión:

$$\mathrm{R}I^{i}_{\substack{2p\text{ - }2013\\2008\text{ - }2011}} = \left(\frac{IBR^{\substack{2013\\2008\text{ - }2011}\ i}}{VU^{i}} + INR_{\substack{2013\\2008\text{ - }2011}}{}^{i} \cdot TRF \right) \omega_{2p\text{ - }2013}$$

En la expresión anterior:

$\omega_{2p\text{ - }2013}$; VU^{i} y TRF son los términos definidos anteriormente.

$IBR^{i}_{\substack{2013\\2008\text{ - }2011}}$ Es el inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico en el año 2013, y por tanto descontado el valor de instalaciones financiadas y cedidas por terceros, de la empresa transportista i asociado a todas las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 inclusive que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado en dicho año su vida útil regulatoria.

Para el cálculo del inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico en 2013 de la empresa titular de instalaciones de transporte i asociado a todas las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 inclusive que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado la vida útil en dicho año se empleará la siguiente formulación:

$$IBR^{i}_{\substack{2013\\2008\text{ - }2011}} = \frac{R^{i}_{\substack{2013\\2008\text{ - }2011}} \cdot \alpha^{i}_{2008\text{ - }2011} \cdot VU^{i}}{1 + \left(VR^{i}_{2008\text{ - }2011} \cdot TRH_{2008\text{ - }2011} \right)} \cdot \left(\frac{1}{(1+TA)^{\left(VU - VR^{i}_{2008\text{ - }2011}\right)}} \right)$$; siendo:

$R^{i}_{\substack{2013\\2008\text{ - }2011}}$ Es la parte de la retribución que figura en la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, de la empresa transportista i asociado a todas las todas las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 inclusive que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado la vida útil en dicho año.

$\alpha^{i}_{2008\text{ - }2011}$ Es un coeficiente que refleja para cada una de las empresas titulares de instalaciones de transporte y respecto a la retribución vinculada a las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año 2011 qué cantidad en base uno de retribución se destina a retribuir la inversión.

TA: Tasa de actualización con valor constante de 2,5 por ciento.

$TRH_{2008\text{ - }2011}$: Tasa de retribución histórica aplicada para el cálculo del inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 y que aún continúan en servicio durante el año 2011. Este parámetro tomará el valor promedio que tomaron las tasas de retribución para las instalaciones puestas en servicio en dicho periodo por aplicación de la metodología establecida por el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero.

$VR^{i}_{2008-2011}$ Es la vida residual promedio a 31 de diciembre de 2011 de las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año 2011.

$INR^{i}_{2013\ 2008-2011}$ Es el inmovilizado neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de la empresa transportista i en el año 2013, y por tanto descontado el valor de instalaciones financiadas y cedidas por terceros, de la empresa transportista i asociado a todas las instalaciones puestas entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado en dicho año su vida útil regulatoria. Una vez calculado el término de inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico, $IBR^{i}_{2013\ 2008-2011}$, el inmovilizado neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de 2013, $INR^{i}_{2013\ 2008-2011}$, se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$INR^{i}_{2013\ 2008-2011} = IBR^{i}_{2013\ 2008-2011} \cdot \frac{VR^{i}_{2008-2011}}{VU^{i}}$$

4. b) Para el cálculo de la retribución de la operación y mantenimiento percibido por cada empresa transportista i en el año 2013 debido a las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 que se encuentran en servicio en el año 2011 y que no han superado en dicho año su vida útil regulatoria se empleará la siguiente expresión:

$$ROM^{i}_{2013\ 2008-2011} = \left(1 - \alpha^{i}_{2008-2011}\right) \cdot R^{i}_{2013\ 2008-2011} \cdot \varphi_{O\&M} \cdot \omega_{2p-2013}$$; donde:

$R^{i}_{2013\ 2008-2011}$, $\omega_{2p-2013}$, $\alpha^{i}_{2008-2011}$ y $\varphi_{O\&M}$ son los términos señalados anteriormente.

ANEXO IV

Metodología de cálculo de la retribución de la actividad de transporte a partir de 2014

1. La retribución anual de la actividad de transporte reconocida al titular de instalaciones de transporte i a partir del año 2014 se determinará mediante las siguientes fórmulas:

$$R^{i}_{n} = R^{i}_{n\ pre-1998} + R^{i}_{n\ 1998-2007} + R^{i}_{n\ 2008-2011} + \sum_{\forall j\, post-2011} R^{i}_{j,n} + ID^{i}_{n}$$ donde:

R^{i}_{n}; es la retribución reconocida a la empresa i en el año n por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones en servicio en el año n-2.

$R^{i}_{n\ pre-1998}$; es la retribución reconocida a la empresa i en el año n por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1998 y que aún se encuentran en servicio en el año n-2.

$R^{i}_{n\ 1998-2007}$; es la retribución reconocida a la empresa i en el año n por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones puestas entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año n-2

$R^{i}_{n\ 2008-2011}$; es la retribución reconocida a la empresa i en el año n por el ejercicio de la actividad de transporte asociado a todas las instalaciones puestas entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 inclusive y que aún se encuentran en servicio en el año n-2.

ID^{i}_{n} Incentivo de disponibilidad de la empresa transportista i a percibir el año n asociado al grado de disponibilidad ofrecido por sus instalaciones de transporte en el año n-2.

$\sum_{\forall j post-2011} R^{i}_{j,n}$ Es la retribución reconocida a la empresa i en el año n, asociado a todas las instalaciones j puestas en servicio con posterioridad al año 2011 y que aún se encuentran en servicio en el año n-2.

2. De acuerdo al Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, el devengo de la retribución se producirá a partir del año m+2, siendo m el de la puesta en servicio. La retribución devengada por cada una de estas instalaciones se calculará como:

$$R^{i}_{j,n} = RI^{i}_{j,n} + ROM^{i}_{j,n}; \text{ donde:}$$

$RI^{i}_{j,n}$ es la retribución a la inversión a percibir por la instalación j de la empresa i en el año n y se calculará como:

$$R^{i}_{j,n} = \frac{VI_j}{VU_j} + \left(VI_j - \left(k-2\right)\cdot\frac{VI_j}{VU_j}\right)\cdot TRF; \text{ donde}$$

VU_j: Vida útil regulatoria de la instalación j expresada en años.

k el número de años transcurridos desde la puesta en servicio.
TRF es la tasa de retribución financiera definida en el artículo 6.3

VI_j: Valor reconocido de la inversión de la instalación j evaluado en el año de su puesta en servicio. Este valor se calculará como la suma del valor real de la inversión realizada, debidamente auditada, más el 50 % de la diferencia entre el resultante de la aplicación de los valores unitarios y dicho valor real:

$$VI_j = VI_{j,real} + \frac{1}{2}(VI_{j,valores\ unitarios} - VI_{j,real})$$

$ROM^{i}_{j,n}$ es la retribución en concepto de operación y mantenimiento a percibir por la instalación de la red de transporte j en el año n, como consecuencia de haber estado en servicio en el año n-2-. Este valor se calculará por aplicación de los valores unitarios de operación y mantenimiento a cada uno de los activos en servicio.

3. Para el cálculo de los términos $R^{i}_{n\ pre-1998}$, $R^{i}_{n\ 1998-2007}$ y $R^{i}_{n\ 2008-2011}$ se considerará como si en cada uno de ellos se contuviese una única instalación.

Para el cálculo de la retribución por inversión se aplicará la metodología señalada en el punto 2 del presente anexo tomando como valor reconocido de la inversión el calculado en el anexo III. Asimismo se calculará el número de años transcurridos desde la puesta en servicio en función de la vida residual calculada en el anexo III.

Para el cálculo de la retribución por operación y mantenimiento el año n para el conjunto de instalaciones puestas en servicio en cada uno de los periodos p anteriormente señalados $ROM^{i}_{n\ periodoP}$, se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ROM^{i}_{n\ periodoP} = ROM^{i}_{n-1\ periodoP}\cdot(1+IAOM_{n-2});$$

Donde el índice de actualización se calculará como:

$$IAOM_{n-2} = 0{,}2\cdot\left(\frac{IPC_{n-2} - 0{,}8}{100}\right) + 0{,}8\cdot\left(\frac{IPRI_{n-2} - 0{,}4}{100}\right); \text{ donde:}$$

IPC_{n-2}, Es el menor valor de la variación del Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos del año n-2.
$IPRI_{n-2}$, es el menor valor de la variación del índice de precios industriales de bienes de equipo del año n-2.

4. Se emplearán como valores unitarios de referencia para calcular del valor de inversión y de retribución por operación y mantenimiento para las instalaciones de transporte

peninsulares puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2012, los establecidos en la Orden ITC/368/2011, de 21 de febrero.

Los valores unitarios de referencia para calcular del valor de inversión y de retribución por operación y mantenimiento para las instalaciones de transporte no peninsulares puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2012, serán los que se aprueben para instalaciones puestas en servicio a partir de 2008.

Estos valores se actualizarán tanto para la inversión como para la operación y mantenimiento con el índice $IAOM_{n-2}$ señalado en el párrafo anterior.

§ 17

Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 314, de 31 de diciembre de 2012
Última modificación: 7 de julio de 2018
Referencia: BOE-A-2012-15764

[. . .]

CAPÍTULO III

Medidas en el sector eléctrico y de hidrocarburos

Artículo 8. *Inaplicación del régimen económico primado para las instalaciones de generación de régimen especial no finalizadas con anterioridad al plazo límite o con equipos no previstos en el proyecto de ejecución.*

1. El régimen económico primado correspondiente para las instalaciones de generación de régimen especial devendrá inaplicable si como consecuencia de una inspección o de cualquier otro medio válido en derecho, quedase constatado que una instalación de generación de energía eléctrica en régimen especial inscrita en el Registro de preasignación de retribución no está totalmente finalizada al vencimiento del plazo límite establecido para ser inscrita con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial y comenzar la venta de energía.

A estos efectos, se considerará que la instalación está totalmente finalizada si cuenta con todos los elementos, equipos e infraestructuras que son necesarios para producir energía y verterla al sistema eléctrico y cuyas características se corresponden con el proyecto de ejecución aprobado. En todo caso, se entenderá que la instalación no está totalmente finalizada en los siguientes casos:

a) Si no están totalmente ejecutadas y en servicio todas las infraestructuras de evacuación necesarias para verter la energía a la red de distribución o transporte.

b) Si no están totalmente ejecutados y en servicio todos los equipos generadores de electricidad.

c) Si no está instalada y en servicio la totalidad del campo solar, en los casos aplicables.

d) Si no está operativo la totalidad del almacenamiento previsto en el proyecto de ejecución, en los casos aplicables.

2. Sin perjuicio de lo anterior, aquellos elementos que no estén expresamente reflejados en el proyecto de ejecución aprobado que dio lugar a la inscripción definitiva de la instalación, no podrán considerarse constitutivos de la instalación ni ponerse en

funcionamiento, salvo que se tramite la correspondiente modificación del proyecto de ejecución ante el órgano competente. En este caso, las instalaciones verán corregido el régimen económico de la energía imputable a las modificaciones realizadas, percibiendo el precio de mercado de producción.

No obstante, el Gobierno podrá establecer reglamentariamente el régimen retributivo específico de las instalaciones de régimen especial que, con posterioridad al reconocimiento de su régimen retributivo, hubieran sido objeto de una modificación sustancial o de una ampliación de potencia.

3. Las circunstancias recogidas en este artículo y la consiguiente inaplicación o modificación, según corresponda, del régimen económico primado aplicable a las distintas instalaciones serán declaradas por la Dirección General de Política Energética y Minas previa la tramitación de un procedimiento que garantizará, en todo caso, la audiencia al interesado. El plazo máximo para resolver este procedimiento y notificar su resolución será de un año.

[. . .]

§ 18

Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 29, de 2 de febrero de 2013
Última modificación: 27 de diciembre de 2013
Referencia: BOE-A-2013-1117

CAPÍTULO I

Ajustes en determinados costes del sector eléctrico

Artículo 1. *Actualizaciones de retribuciones de actividades del sistema eléctrico vinculadas al Índice de Precios de Consumo (IPC).*

Con efectos desde el 1 de enero de 2013, en todas las metodologías que, estando vinculadas al Índice de Precios de Consumo, rigen la actualización de las retribuciones, tarifas y primas que perciban los sujetos del sistema eléctrico por aplicación de la normativa sectorial, se sustituirá dicho índice por el Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos.

[. . .]

Disposición adicional única. *Instalaciones de régimen especial acogidas a la opción de venta a mercado.*

1. A aquellas instalaciones de régimen especial que entre el 1 de enero de 2013 y la fecha de entrada en vigor del presente real decreto-ley hubieran vendido su energía durante algún periodo de acuerdo con la opción b) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, les será liquidada la prima por la Comisión Nacional de Energía, teniendo en cuenta la energía producida en ese periodo como si hubieran estado acogidas a la opción de venta del apartado a) del referido artículo.

2. Aquellas instalaciones de régimen especial que a la fecha de entrada en vigor del presente real decreto-ley estuvieran vendiendo su energía de acuerdo con la opción b) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, pasarán a estar acogidas, de manera automática y con efectos desde el 1 de enero de 2013, a la opción de venta del apartado a) del referido artículo, salvo que con anterioridad al 15 de febrero de 2013 comuniquen de forma expresa a la Dirección General de Política Energética y Minas su deseo de permanecer en la referida opción b). De hacerlo así, quedarán en lo sucesivo acogidas a dicha opción bajo las condiciones reguladas en este real decreto-ley y, por lo tanto, no podrán en ningún caso hacer uso ulterior de la facultad prevista en el apartado 4 del artículo 24 del aludido real decreto.

Lo previsto en este apartado no será de aplicación a las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica adjudicatarias del régimen previsto en la disposición adicional tercera del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre.

3. Las comunicaciones de cambio de opción de venta de energía, desde la opción a) a la opción b) del artículo 24.1 que a la entrada en vigor del presente real decreto-ley no se hubieran producido, quedarán sin efecto.

[. . .]

§ 19

Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 311, de 28 de diciembre de 2013
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2013-13724

En julio de 2013 se inició la tramitación de un paquete normativo que afecta fundamentalmente a la parte regulada de las actividades destinadas al suministro eléctrico. Además, el Gobierno viene trabajando en la reforma del funcionamiento del mercado de producción con la finalidad de garantizar una mayor transparencia, competencia y liquidez en la fijación de los precios del suministro eléctrico.

La existencia de un mercado competitivo y los mecanismos adecuados de formación del precio resultan imprescindibles para asegurar que la adquisición de energía eléctrica por parte de los consumidores se realiza con las debidas garantías de competencia y transparencia.

En el artículo 17 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se regulan los aspectos relativos a los precios voluntarios para el pequeño consumidor y tarifas de último recurso. Así, se definen los precios voluntarios para el pequeño consumidor como los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores que, a tenor de lo previsto en el párrafo f) del artículo 6, asuman las obligaciones de suministro de referencia, a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos para que les resulten de aplicación.

Asimismo, se definen las tarifas de último recurso como aquellos precios de aplicación a categorías concretas de consumidores de acuerdo a lo dispuesto en la citada ley y su normativa de desarrollo. Se establece que dichas tarifas de último recurso resultarán de aplicación a los consumidores que tengan la condición de vulnerables, y a aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

El precio voluntario al pequeño consumidor viene a sustituir a las tarifas de último recurso existentes hasta la aprobación de la nueva ley, cuya regulación se establecía tanto en el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, como en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica. En este momento existen aún más de 16 millones de consumidores acogidos a la tarifa de último recurso.

En el artículo 7 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, se fija la metodología de cálculo y revisión de las tarifas de último recurso, disponiendo al respecto que el Ministro de Industria, Energía y Turismo dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de estas tarifas de último recurso, determinando su estructura de forma coherente con los peajes de acceso.

La Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, desarrolla las previsiones del citado artículo 7 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, estableciendo la estructura de las tarifas de último recurso aplicables a los consumidores de baja tensión con potencia contratada hasta 10 kW, y sus peajes de acceso correspondientes.

Asimismo, fija el procedimiento de cálculo del coste de producción de energía eléctrica que incluirán las anteriores tarifas de último recurso, que actualmente pasan a ser los precios voluntarios al pequeño consumidor de acuerdo a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. El artículo 17.2 de esta ley señala que el coste de producción, debe determinarse con base en mecanismos de mercado atendiendo al precio medio previsto en el mercado de producción durante el período que reglamentariamente se determine y que será revisable de forma independiente al del resto de conceptos del precio voluntario para el pequeño consumidor.

Hasta la fecha, el citado coste de producción se ha venido estimando a partir del método de cálculo previsto en la normativa de aplicación tomando como referencia el resultado de la subasta que a tal efecto se celebraba. Estas subastas, denominadas subastas CESUR, se encuentran reguladas en la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso.

Este es un mecanismo de contratación a plazo, actualmente para un horizonte trimestral, en el que participan los comercializadores de último recurso como adquirentes de energía eléctrica para el suministro a los consumidores acogidos a la referida tarifa de último recurso.

El pasado 19 de diciembre de 2013 se celebró la vigesimoquinta subasta CESUR, en la que el coste de los contratos mayoristas con entrega en el bloque de base para el primer trimestre de 2014 resultó ser de 61,83 euros/MWh, y el coste de los contratos mayoristas con entrega en el bloque de punta para el primer trimestre de 2014 resultó ser de 67,99 euros/MWh. Estos resultados determinaban para el producto base, que tiene una mayor ponderación en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor, un incremento de casi el 30 por ciento respecto del trimestre anterior, situación que en el pasado nunca se había producido.

Tanto el artículo 6 de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, como el artículo 14.1 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, establecen que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, como entidad supervisora de las subastas deberá emitir, en el plazo de 24 horas desde la finalización de la subasta, un pronunciamiento sobre la validación de los resultados. En el cumplimiento de dichas previsiones normativas, el 20 de diciembre de 2013, se emitió un pronunciamiento por el que se declaraba que no procedía validar los resultados de la referida vigesimoquinta subasta CESUR a la vista de las siguientes consideraciones:

«– Un volumen calificado agregado antes de iniciarse la subasta inferior en un 11,5 % al de otras subastas con volumen subastado similar (22.ª y 24.ª CESUR), lo que arroja una ratio de elegibilidad (volumen calificado/volumen subastado) un 10,4 % inferior a la de dichas subastas.

– Retiradas de volumen agregado por ronda superiores en términos relativos a las acontecidas en las subastas 22.ª y 24.ª, en especial en la primera ronda (superior en un 55 % al promedio de las retiradas en la primera ronda de dichas subastas).

– Un conocimiento por parte de los agentes, en rondas muy tempranas, del exceso de oferta en tramos inferiores al tramo ciego (superior al 200 % de exceso). Concretamente, por primera vez al finalizar la ronda 3 los agentes supieron que se encontraban con un exceso

de oferta inferior al 200 %, saltando dos tramos hasta el rango de 150-175 % de exceso, algo que no se había producido antes del final de la ronda 5 en las subastas celebradas desde 2010.

– Como consecuencia, la 25.ª subasta ha finalizado en la ronda 7, siendo la ronda de cierre más temprana de todas las subastas CESUR celebradas, que en ningún caso cerraron antes de la ronda 12.

Asimismo, el precio del producto base resultante de la subasta CESUR (61,83 €/MWh) ha alcanzado diferencias superiores a un 7 % con respecto a las referencias de precios de los contratos equivalentes en los mercados OTC (57,67 €/MWh) y OMIP (57,55 €/MWh) el día anterior a la subasta. Esta diferencia entre el precio del producto base subastado en CESUR y las referencias de los mercados a plazo ha sido la más elevada de las registradas en las últimas diez subastas, cuyo diferencial no superó en ningún caso el 2 %.

Tales circunstancias y las restantes concurrentes deben ser objeto de ulterior investigación por parte de este Organismo.

Adicionalmente, todo lo anterior se enmarca en un contexto de precios elevados en el mercado spot de electricidad. En concreto, desde el día 2 de diciembre de 2013, los precios en el mercado mayorista spot se han incrementado hasta alcanzar los 80-90 €/MWh, llegando a niveles no registrados en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL), zona española, desde el año 2002, representando un incremento de un 60-70 % con respecto a la semana anterior cuyo precio se situaba en el entorno de los 50 €/MWh. Este marco se produce en el siguiente contexto:

– Un escenario de reducida producción eólica que se ha mantenido durante tres semanas. En concreto, en diciembre, la producción eólica ha sido un 30 % inferior al mismo periodo del año anterior. Respecto al mes de noviembre, la producción eólica ha sido en valor medio diario un 49 % inferior.

– Una elevada indisponibilidad de algunas centrales de generación, alcanzando en el mes de diciembre más de 6.000-8.000 MW indisponibles, cuando en el mismo periodo del año anterior se registraron 2.000-4.000 MW. En concreto, en el periodo analizado han estado indisponibles hasta 4 grupos nucleares (de los 8 existentes), por una potencia de hasta 3.510 MW, un 46 % de la potencia nuclear instalada en el sistema eléctrico español, entre 541 y 2.367 MW de instalaciones de carbón, entre 1.215 y 2.410 MW de instalaciones de ciclo combinado de gas, y entre 1.215 y 2.361 MW de instalaciones hidráulicas.

– Una elevada demanda de electricidad y una elevada demanda de gas natural convencional, motivado por reducidas temperaturas registradas en este periodo.

Todo ello ha provocado el funcionamiento de centrales de gas que previamente era prácticamente nulo, habiéndose producido un cambio en la tecnología marginal pasando del carbón al gas natural. Este cambio de tecnología marginal ha supuesto un incremento de costes de un 50 %. Adicionalmente, la escasez de gas natural en la península ibérica ha llevado a un incremento de los precios de gas en esta zona de un 16 % en diciembre con respecto al mes anterior.

Teniendo en cuenta que el primer trimestre es habitualmente un periodo de alta producción eólica (estimado en términos medios en un 20 % superior a diciembre 2013) y reducida indisponibilidad (entre 4.000 y 6.000 MW menos que en diciembre), se considera que el escenario registrado en el mercado spot durante el mes de diciembre no debería ser directamente extrapolable al primer trimestre de 2014, en particular a las referencias de los mercados a plazo con vencimiento en dicho periodo.

En vista de este contexto, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ya había abierto un proceso de información previa con fecha 10 de diciembre de 2013, con objeto de analizar los movimientos inusuales en los precios del mercado eléctrico.»

Respecto a esta última mención, debe señalarse que con fecha de 11 de diciembre de 2013, el Secretario de Estado de Energía remitió escrito al Presidente de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el que se solicitaba un análisis los precios del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad en el último mes, así como el comportamiento de los agentes del mismo.

El artículo 14.1, in fine, de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, establece que, en el caso de que la subasta de un producto CESUR sea declarada no válida, ésta quedará anulada a todos los efectos y la Secretaría de Estado de Energía determinará que el precio resultante de la misma no debe ser considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas.

Por ello, y por Resolución de 20 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, se ha determinado que el precio resultante de la vigesimoquinta subasta CESUR convocada por Resolución de 20 de noviembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, no debe ser considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, al haber quedado anulada a todos los efectos.

Sin embargo, el citado artículo 14 únicamente contempla, en su apartado 5, el procedimiento a seguir en el caso de que se haya determinado que el precio de una subasta CESUR para contratos en punta no sea considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, pero no así cuando, como es el caso, tal declaración afecte tanto al precio para los contratos en punta como al precio para los contratos en base, sin que dicha laguna legal pueda ser colmada con la integración analógica o por extensión de las restantes previsiones contenidas en dicha norma.

Evidenciada la existencia de esta laguna legal, el propio día 20 de diciembre de 2013 se solicitó de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia la elaboración de una propuesta para el establecimiento de un procedimiento que permita, atendidas las indicadas circunstancias, la determinación del precio de la electricidad a partir del 1 de enero de 2014. Esta solicitud mereció respuesta el 26 de diciembre de 2013, mediante propuesta del Pleno de la citada Comisión, en la que se concluye: «Esta Comisión considera que, con el fin de evitar cualquier impacto distorsionador en el mercado minorista, debería plantearse la implementación de un mecanismo transitorio, que permitiera soslayar el efecto de no haber considerado válido el precio resultante de la subasta CESUR. En todo caso, este mecanismo debería resultar de aplicación en el mínimo tiempo posible, y sólo en tanto no se disponga de un procedimiento definitivo que asegure la competencia y la estabilidad».

Dado que el referido precio voluntario para el pequeño consumidor ha de fijarse necesariamente con anterioridad al 1 de enero de 2014, el escaso lapso de tiempo disponible desde la adopción de la resolución de la Secretaría de Estado de Energía y, más aún, desde la recepción de la propuesta que fue interesada a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, hace imposible que pueda subvenirse a dicha omisión normativa con arreglo a los mecanismos ordinarios de elaboración de disposiciones reglamentarias. Con todo ello se hace patente la imperiosa y urgente necesidad de aprobar, por medio del presente real decreto-ley, el mecanismo para determinar el precio de los contratos mayoristas que se utilizará como referencia para la fijación del precio voluntario para el pequeño consumidor a partir del 1 de enero de 2014 y para el primer trimestre de este ejercicio.

En la elaboración de este real decreto-ley se ha tenido en cuenta el citado informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para el establecimiento del procedimiento que permita la determinación de un precio de la energía conforme a criterios objetivos de mercado para su aplicación a partir de 1 de enero de 2014 y durante el primer trimestre. En éste se concluye, asimismo, lo siguiente:

«En este sentido, se considera que el mecanismo transitorio debería respetar, en la medida de lo posible, la fijación de precios prevista en el mecanismo vigente en la actualidad, no alterando las expectativas de coberturas de los comercializadores libres. Para ello, dado que no es posible utilizar la referencia de la CESUR, cabría utilizar como referencias, otros mercados a plazo donde se cotizaran los mismos productos subastados en la CESUR, es decir el Q1-14 para el primer trimestre, y el Qn-14, para trimestres sucesivos, que en todo caso, nunca deberían superar los cuatro trimestres.

La implementación de este último mecanismo supondría un incremento del componente de energía de la TUR de entre un 2,9 % y un 1,4 % en función de los meses de negociación que se consideraran para el cálculo del Q1-14, comparado al incremento del 10,9 % resultante de la vigésimo quinta subasta CESUR.

Dado que los CUR no contarían con ninguna cobertura para el Q1-14, al no haberse procedido a la validación de la subasta CESUR, sería necesario introducir algún sistema de cobertura alternativo, que eliminara cualquier riesgo al CUR.»

Conforme al criterio manifestado en el informe, en el presente real decreto-ley, y de forma transitoria, se establece el procedimiento para la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas considerando la alternativa de utilizar como referencia de precio otros mercados a plazo donde se cotizan los mismos productos subastados en la CESUR y, en concreto, las referencias de precios públicos del Operador el Mercado Ibérico a Plazo (OMIP) en los seis últimos meses de negociación disponibles para el caso del Q1-14. El motivo por el que se opta por utilizar este periodo de cotización es para reducir el efecto de la volatilidad en los precios de las últimas semanas, situación considerada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como de cierta singularidad y no representativa.

Por tanto, en aplicación de este mecanismo se fija un precio para el primer trimestre de 2014 de 48,48 €/MWh para el producto base y de 56,27 €/MWh para el punta. Este precio será de aplicación para el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor para todos los consumidores a él acogidos.

Por otra parte, respecto al mecanismo que permita la cobertura de las CUR, el referido informe plantea dos alternativas:

«– Es el sistema de liquidaciones quien realiza la cobertura a través del sistema de liquidaciones de las actividades reguladas.

– Los desvíos entre el precio reconocido en la TUR y el precio del mercado son reconocidos en la fijación del precio de la TUR del ejercicio siguiente.»

La Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia considera que con la segunda alternativa «se evitan las desventajas asociadas a la opción de cobertura a través del sistema», como introducir en la liquidación de las actividades reguladas una distorsión que pueda dar origen a un déficit, y que dicho procedimiento pueda ser considerado como una ayuda de estado a las Comercializadoras de referencia.

En consecuencia, se establece el mecanismo que permita la cobertura de las comercializadoras de referencia, reconociendo los desvíos entre el precio voluntario para el pequeño consumidor y el precio del mercado en la fijación del precio voluntario para el pequeño consumidor en periodo siguiente. Las diferencias de precios, positivas o negativas, serán incorporadas, en su caso, en el cálculo del coste de la energía en el precio voluntario al pequeño consumidor del periodo siguiente.

Por otra parte, el distinto calendario de tramitación parlamentaria de la Ley 22/2013, de 23 de diciembre, Presupuestos Generales del Estado para el año 2014 y de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, ha hecho que ambas normas contengan regulaciones que no resultan compatibles entre sí.

Así, la disposición final vigésima novena de la Ley 22/2013, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2014, modificando en este aspecto la regulación de la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013, preveía la aplicación a la cobertura de costes del sistema eléctrico destinado a energías renovables una cantidad equivalente de la recaudación correspondiente al Estado de los ingresos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

No obstante, en las últimas fases de la tramitación parlamentaria de la Ley del Sector Eléctrico, se introdujo una enmienda modificando la misma disposición adicional quinta e incluyendo expresamente la aplicación del importe total de esta recaudación a la cobertura de costes del sector eléctrico, siendo necesario por tanto ajustar a esta última fórmula la Ley de Presupuestos Generales del Estado. La necesidad y la urgencia de adoptar esta medida se encuentra en evitar que el distinto calendario de entrada en vigor de ambas normas pudiera determinar que la regulación que debe prevalecer, la de la Ley del Sector Eléctrico, pueda verse afectada en su vigencia por la entrada en vigor el 1 de enero de la Ley de Presupuestos Generales del Estado para 2014.

Por todo lo expresado anteriormente, en la adopción del conjunto de medidas que a continuación se aprueban concurren las exigencias de extraordinaria y urgente necesidad requeridas por el artículo 86 de la Constitución Española de 27 de diciembre de 1978.

Extraordinaria y urgente necesidad derivadas de las razones ya mencionadas, junto con la necesaria protección de los intereses generales, cuya especial tutela está encomendada al Gobierno y cuya vigencia inmediata es imprescindible para que pueda tener eficacia a partir del 1 de enero de 2014 y para el primer trimestre, fecha en la que resulta preciso el establecimiento del nuevo precio voluntario para el pequeño consumidor, anteriormente denominado tarifa de último recurso.

En su virtud, haciendo uso de la autorización contenida en el artículo 86 de la Constitución, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 27 de diciembre de 2013,

DISPONGO:

Artículo 1. *Determinación del coste de producción de energía eléctrica a considerar en el precio voluntario para el pequeño consumidor.*

A los efectos del cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor a aplicar durante el primer trimestre del año 2014 así como para la determinación del coste de producción de energía eléctrica que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 17.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, debe incluirse en dicho cálculo, se estará a lo dispuesto en el Capítulo IV de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, con las siguientes particularidades:

a) La determinación del coste estimado de los contratos mayoristas se realizará considerando las referencias de precios públicos del Operador el Mercado Ibérico a Plazo (OMIP) correspondientes a la cotización de los contratos Q1-14 en base y en punta en los seis últimos meses de negociación disponibles a fecha de aprobación del presente real decreto ley.

b) En el cálculo del coste de la energía en el mercado diario CEMDp,k a considerar en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor de acuerdo a la metodología establecida en la citada Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, se tomará el valor para el primer trimestre del año 2014, en aplicación del párrafo a), de 48,48 €/MWh para CCbase y de 56,27 €/MWh para CCpunta, siendo ambos los definidos en el artículo 10 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio.

Artículo 2. *Mecanismo de cobertura de los comercializadores de referencia.*

1. A los comercializadores de referencia se les aplicará un mecanismo de cobertura basado en la liquidación por diferencias de precios, por un máximo igual a las cantidades destinadas al suministro de consumidores a precio voluntario para el pequeño consumidor durante el primer trimestre del año 2014.

2. El precio a aplicar a cada comercializador de referencia será la media de los precios de cada producto base o punta de acuerdo al párrafo b) del artículo 1, ponderados por las cantidades de cada producto que hubiera solicitado el comercializador conforme a lo establecido en la disposición adicional cuarta.2 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica y destinadas al suministro a consumidores acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor.

3. La liquidación se efectuará de la manera siguiente:

a) Cuando la diferencia en cada hora entre el precio a aplicar de acuerdo al apartado 2 presente artículo y el precio horario del mercado diario, ambos precios en €/MWh, sea positiva, se realizará una anotación de pago para el comercializador de referencia correspondiente al importe que resulte de multiplicar las cantidades solicitadas por los comercializadores de referencia, y destinadas al suministro a consumidores acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor, en cada hora por la diferencia de precio.

b) En caso de que la diferencia de precios resultara negativa se realizará una anotación de cobro a favor del comercializador de referencia por el importe resultante del cálculo anterior.

c) Una vez finalizado el periodo trimestral de aplicación del presente mecanismo, se realizará un cálculo final de las cantidades resultantes para cada uno de los comercializadores de referencia.

d) La cuantía de las cantidades resultantes será incorporada, en su caso, en el cálculo del precio voluntario al pequeño consumidor del periodo siguiente. Posteriormente se procederá a la realización de las oportunas regularizaciones de las cantidades correspondientes a cada comercializador de referencia.

4. Sin perjuicio de las facultades de supervisión de la Comisión Nacional del Mercado de Valores sobre estos productos a liquidar por diferencias de precios, por el órgano encargado de las liquidaciones del sector eléctrico, directamente o a través de un tercero, se realizará el cálculo, la gestión, liquidación, facturación y gestión de cobros y pagos de los productos asignados.

Dicho órgano deberá informar mensualmente a la Secretaría de Estado de Energía de la evolución de los saldos en cada mes. Para la realización de esta función, el órgano encargado de las liquidaciones podrá solicitar al Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, a Red Eléctrica de España, como operador del sistema y a los comercializadores de referencia, toda aquella información que considere necesaria para el ejercicio de las funciones que se le encomiendan, con el formato y en los plazos que estime convenientes.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

1. Quedan derogadas todas las normas de igual o inferior rango en cuanto contradigan o se opongan a lo dispuesto en el presente real decreto-ley.

2. En particular, y con efectos del 1 de enero de 2014, queda derogado el Real Decreto 302/2011, de 4 de marzo, por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso del sector eléctrico.

Disposición final primera. *Título competencial.*

El presente real decreto-ley se dicta al amparo del artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución, que atribuyen al Estado competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y bases del régimen energético y minero, respectivamente.

Disposición final segunda. *Habilitación normativa y desarrollo reglamentario.*

Se faculta al Gobierno y al Ministro de Industria, Energía y Turismo para dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y ejecución de lo establecido en este real decreto-ley.

Disposición final tercera. *Modificación de la Ley 22/2013, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2014.*

La disposición final vigésima novena.Uno, de la Ley 22/2013, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2014 queda redactada en los siguientes términos:

> «Uno. Para el cálculo de las aportaciones a la financiación del sector eléctrico, resultará de aplicación lo dispuesto en la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para 2013, según la redacción dada por la disposición adicional decimosexta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.»

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto-ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 20

Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 165, de 11 de julio de 2015
Última modificación: 22 de diciembre de 2018
Referencia: BOE-A-2015-7765

[. . .]

CAPÍTULO II

Medidas relacionadas con el sector energético

Artículo 5. *Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad.*

Los precios unitarios para la financiación de los pagos por capacidad regulados en el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, y en la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión al que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, aplicables por la energía adquirida por los sujetos a los que se refiere la disposición adicional séptima de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, serán los siguientes:

Peajes de acceso	Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad Euro/kWh (b.c.)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Peajes de baja tensión:						
2.0 A (Pc ≤ 10 kW).	0,008181					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW).	0,008430	0,001422				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW).	0,008430	0,001920	0,001138			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW).	0,008181					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW).	0,008430	0,001422				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW).	0,008430	0,001920	0,001138			
3.0 A (Pc > 15 kW).	0,014798	0,007606	0,000102			
Peajes de alta tensión:						
3.1 A (1 kV a 36 kV).	0,011365	0,006119	0,000000			
6.1A (1 kV a 30 kV).	0,011365	0,005246	0,003496	0,002622	0,002622	0,000000
6.1B (30 kV a 36 kV).	0,011365	0,005246	0,003496	0,002622	0,002622	0,000000
6.2 (36 kV a 72,5 kV).	0,011365	0,005246	0,003496	0,002622	0,002622	0,000000
6.3 (72,5 kV a 145 kV).	0,011365	0,005246	0,003496	0,002622	0,002622	0,000000

Peajes de acceso	Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad Euro/kWh (b.c.)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
6.4 (Mayor o igual a 145 kV).	0,011365	0,005246	0,003496	0,002622	0,002622	0,000000

Artículo 6. *Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

Se añade un párrafo al final del artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, redactado en los siguientes términos:

«Artículo 9.

3. (...)
(...)
(...)

Asimismo, de forma excepcional y siempre que se garantice la seguridad y la sostenibilidad económica y financiera del sistema, con las condiciones que el Gobierno regule, se podrán establecer reducciones de peajes, cargos y costes para determinadas categorías de consumidores de baja tensión de la modalidad de suministro con autoconsumo. En todo caso, tanto la potencia máxima contratada de consumo como la instalada de generación no serán superiores a 10 kW.»

[. . .]

Disposición transitoria única. *Precio unitario transitorio para la financiación de los pagos por capacidad.*

Transitoriamente, los precios unitarios para la financiación de los pagos por capacidad regulados en el artículo 5 que deben aplicarse a efectos de facturación en el periodo desde el 1 de agosto de 2015 y hasta el 31 de diciembre de 2015, ambos incluidos, serán los siguientes:

Peajes de acceso	Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad Euro/kWh (b.c.)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Peajes de baja tensión:						
2.0 A (Pc ≤ 10 kW).	0,005898					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW).	0,006078	0,001026				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW).	0,006078	0,001384	0,000821			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW).	0,005898					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW).	0,006078	0,001026				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW).	0,006078	0,001384	0,000821			
3.0 A (Pc > 15 kW).	0,010669	0,005484	0,000073			
Peajes de alta tensión:						
3.1 A (1 kV a 36 kV).	0,008194	0,004412	0,000000			
6.1A (1 kV a 30 kV).	0,008194	0,003782	0,002521	0,001891	0,001891	0,000000
6.1B (30 kV a 36 kV).	0,008194	0,003782	0,002521	0,001891	0,001891	0,000000
6.2 (36 kV a 72,5 kV).	0,008194	0,003782	0,002521	0,001891	0,001891	0,000000
6.3 (72,5 kV a 145 kV).	0,008194	0,003782	0,002521	0,001891	0,001891	0,000000
6.4 (Mayor o igual a 145 kV).	0,008194	0,003782	0,002521	0,001891	0,001891	0,000000

[. . .]

§ 21

Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre, por el que se regula el mecanismo de financiación del coste del bono social y otras medidas de protección al consumidor vulnerable de energía eléctrica

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 310, de 24 de diciembre de 2016
Última modificación: 23 de junio de 2022
Referencia: BOE-A-2016-12267

I

La Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE destaca la importancia de que los Estados miembros adopten las medidas necesarias para proteger a los consumidores vulnerables en el contexto del mercado interior de la electricidad. Así, señala expresamente que podrán incluir medidas específicas relacionadas con el pago de las facturas de electricidad o medidas más generales adoptadas dentro del sistema de seguridad social.

En España, la medida más relevante de protección a este colectivo de consumidores es el denominado bono social. El bono social es el descuento que los comercializadores de referencia deben aplicar a los consumidores vulnerables que puedan quedar acogidos al mismo porque cumplan con las características sociales y poder adquisitivo que por real decreto del Consejo de Ministros se determinen, previéndose, a estos efectos, en el apartado 2 del artículo 45 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la definición de un umbral referenciado a un indicador de renta per cápita familiar.

La financiación del coste que el bono social comporta para los comercializadores que están obligados a su aplicación se ha configurado en España desde sus inicios como una obligación de servicio público, según lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009.

En la configuración recogida en la original dicción del artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se imponía la obligación de servicio público de financiación del coste del bono social a las entidades que desarrollasen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica. En el Real Decreto 968/2014, de 21 de noviembre, por el que se desarrolla la metodología para la fijación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y que establece las bases para el cálculo de los porcentajes, se recogía el desarrollo normativo de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

La Sala Tercera del Tribunal Supremo ha dictado diversas sentencias que, estimando los recursos interpuestos contra el Real Decreto 968/2014, de 21 de noviembre, declaran inaplicable el régimen de financiación del bono social establecido en el artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y ello por entender que resulta incompatible con la Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre

normas comunes para el mercado interior de la electricidad y que deroga la Directiva 2003/54/CE. A sus resultas, declaran igualmente inaplicables y nulos los artículos 2 y 3 del Real Decreto 968/2014, de 21 de noviembre, que desarrollan el citado artículo 45.4 de la Ley 24/2013, reconociendo a las recurrentes el derecho a ser reintegradas de las aportaciones en tal concepto realizadas.

La inaplicación así declarada hace que deba regularse una nueva forma de financiación del bono social. Ello ha de hacerse con carácter urgente, en tanto que el propio bono social, configurado como un descuento sobre el precio voluntario para el pequeño consumidor, no se ha visto afectado por la sentencia y, en consecuencia, sigue aplicándose en la facturación a los consumidores vulnerables que tienen derecho a ello. A tal fin, en el presente real decreto-ley se contempla una modificación del artículo 45 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, con objeto de establecer un nuevo mecanismo de financiación del bono social, definiendo los sujetos que deben realizar las aportaciones necesarias y el criterio para realizar el cálculo de los porcentajes de su respectiva contribución.

El mecanismo de financiación del bono social que así se aprueba tiene su fundamento, por una parte, en el artículo 31.3 de la Constitución Española, que faculta la imposición de prestaciones patrimoniales de naturaleza pública mediante ley, y, por otra, en el artículo 3.2 de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, antes referida, relativo a obligaciones de servicio público y protección del cliente, en el que se dispone que, en el pleno respeto de las disposiciones pertinentes del Tratado, y en particular de su artículo 86, los Estados miembros podrán imponer a las empresas eléctricas, en aras del interés económico general, obligaciones de servicio público que podrán referirse a la seguridad, incluida la seguridad del suministro, a la regularidad, a la calidad y al precio de los suministros, así como a la protección del medio ambiente, incluidas la eficiencia energética, la energía procedente de fuentes renovables y la protección del clima. Asimismo, añade que estas obligaciones de servicio público deberán definirse claramente, ser transparentes, no discriminatorias y controlables, y garantizar a las empresas eléctricas de la Comunidad el acceso, en igualdad de condiciones, a los consumidores nacionales.

En esta regulación se han tomado como punto de partida los mecanismos previamente existentes y los pronunciamientos contenidos en las resoluciones judiciales que los han revisado, con el objetivo de determinar un sistema de financiación que se ajuste a las exigencias resultantes del artículo 3.2 de la referida directiva.

De esta forma, se impone, como obligación de servicio público, la asunción del coste del bono social a las matrices de los grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica, o a las propias sociedades que así lo hagan, si no forman parte de ningún grupo societario. Es evidente que el mecanismo del bono social, al dirigirse directamente a determinados consumidores y traducirse, como se ha dicho, en el abono por éstos de un precio inferior por la electricidad consumida a través de un descuento que se aplica por el comercializador en la respectiva factura, se encuentra estrechamente vinculado a la actividad de comercialización. Resulta por ello plenamente lógico que sean precisamente el conjunto de los sujetos que realizan esta actividad, con la que está directamente vinculada la medida, los obligados a soportar el coste que conlleva.

Esta obligación se impone, en el caso de las comercializadoras que formen parte de grupos de sociedades, a las respectivas matrices y ello por razones de carácter técnico orientadas a una mejor gestión. En este sentido, debe tenerse presente que muchas de las tales matrices (que no así las comercializadoras integrantes del grupo) son ya sujetos del sistema de liquidaciones del sector eléctrico, que actualmente gestiona la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) como órgano encargado de las mismas, lo que simplificará la gestión de sus aportaciones. Por otro lado, y dado que, con notable frecuencia, un mismo grupo de sociedades puede integrar a varias empresas comercializadoras de energía eléctrica, normalmente con distintos segmentos o tipologías de consumidores o asentadas en distintas áreas regionales, con la imposición de la obligación a la matriz del grupo se faculta una gestión conjunta y de manera agregada de la contribución para la financiación del bono social, lo que redunda en una gestión más eficiente de la misma.

En todo caso, sin perjuicio de que, como se ha dicho, la medida objeto de financiación guarde directa relación con la actividad de comercialización, lo que, por sí, justifica que tal

obligación se haga recaer concretamente sobre la totalidad de las sociedades que desarrollan dicha actividad, existen razones adicionales que avalan que no se haga extensiva a los sujetos que ejercen otras actividades en el sector eléctrico, tales como la generación, el transporte y la distribución.

En efecto, las actividades de redes, a saber, transporte y distribución, son por sus características monopolios naturales, y su actividad se centra en el desarrollo y mantenimiento de las redes eléctricas, así como su gestión. Como tales, tienen un régimen de retribución regulada que cubre una retribución financiera sobre las inversiones realizadas y una retribución por costes de operación y mantenimiento. Esta retribución se encuentra incluida entre las partidas de costes del sector eléctrico que se determinan en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y ha de ser sufragada con cargo a los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución satisfechos por los consumidores y los productores, así como por los agentes por las exportaciones de energía a países no comunitarios. Por tanto, la imposición de la obligación de financiación del bono social a estos sujetos, dejando al margen su falta de relación directa con el objeto de la medida analizada, obligaría a su necesario reconocimiento como un coste más de su actividad y, por ende, a su incorporación a la retribución regulada que les es asignada y a su consecuente traslación a los consumidores (incluso a los propios consumidores vulnerables beneficiados por el bono social) a través de los referidos peajes de acceso, lo que vendría a neutralizar la finalidad perseguida con la medida.

Algo parecido ocurriría para las instalaciones de producción de energía eléctrica con régimen retributivo específico, a saber, la generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen primado, cuya retribución constituye también uno de los costes del sector eléctrico que deben ser cubiertos con cargo a los ingresos del mismo. En efecto, en el caso de que se impusiera a estos sujetos la obligación de contribuir al reparto del coste del bono social (y dejando nuevamente al margen su falta de relación directa con la propia medida y con sus destinatarios), la cuantía que en tal concepto les correspondiera sufragar habría de ser reconocida de forma directa como coste en su retribución a la operación, con el consecuente traslado a los consumidores de tal coste a través de los peajes de acceso. Y si ha de excluirse la financiación por este colectivo, debe igualmente excluirse que puedan contribuir a ella aquellas otras instalaciones de generación que no dispongan de régimen retributivo específico, en tanto ello introduciría una evidente diferencia de trato dentro de la misma actividad de generación.

Por ello, y teniendo en cuenta, por añadidura, que el objetivo principal de la regulación actual es la recuperación con la máxima eficacia de todos los costes del bono social, la alternativa contemplada en este real decreto-ley, a saber, la financiación por parte de los sujetos vinculados a la actividad de comercialización de energía eléctrica, se muestra como la más adecuada y concordante con la naturaleza y finalidad perseguida por el bono social. En todo caso, dicha obligación no tiene carácter permanente, previéndose que se procederá a su revisión al menos cada cuatro años, para adecuarla a la situación del sector eléctrico.

Además de ello, y en consonancia con las exigencias resultantes de la Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, según la cual las obligaciones de servicio público deben definirse claramente, ser transparentes, no discriminatorias y controlables, se mantienen las previsiones ya contempladas en el artículo 45 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, a este respecto. Así, y a fin de que el reparto sea equitativo, se establece que la recíproca participación de cada una de las empresas o matrices de grupos de empresas en la asunción del coste sea proporcional al porcentaje que corresponda sobre una cuantía calculada considerando el número de clientes a los que suministran.

Con ello, el reparto del coste del bono social se realiza sobre la cuota de mercado de los sujetos que realizan la actividad de comercialización obtenida a partir del número de clientes a los que suministran. En este sentido, no cabe obviar que el número de clientes o suministros se toma como referencia también en la Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio de 2009, para excepcionar de determinadas obligaciones a aquellas empresas, en este caso de distribución, con menos de 100.000 clientes, y constituye también el parámetro determinante de la atribución de la condición de comercializador de referencia, de acuerdo con el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los

precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

De igual modo, en orden a asegurar la permanente adecuación del reparto a las concretas circunstancias del sector y posibilitar su público conocimiento y eventual control, se establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, calculará anualmente, sin perjuicio de su ulterior aprobación por el Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, los porcentajes de reparto aplicables y dará publicidad a la información para ello empleada.

II

Además de lo anterior, el presente real decreto-ley profundiza en las medidas de protección a los consumidores de energía eléctrica que son vulnerables a que se alude en la Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio de 2009.

En primer lugar se modifica el artículo 45 de la mencionada ley, en sus apartados 1 párrafo segundo y 3, con el objetivo, de clarificar respectivamente, por un lado, que la definición de consumidores vulnerables podrá incluir distintos colectivos de vulnerables atendiendo a sus características sociales y poder adquisitivo, y a los umbrales de renta que se establezcan, tal y como prevé el apartado 2 del propio artículo 45. Por otro, y consecuencia de lo anterior, que el valor base sobre el que se aplique el bono social podrá ser distinto según las categorías de consumidores vulnerables que se establezcan, y seguirá denominándose tarifa de último recurso, pudiendo haber más de una.

En segundo lugar, se crea como novedad una nueva categoría en la lista de suministros de energía eléctrica que tienen carácter de esenciales según el artículo 52 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Así, se contempla que los suministros a consumidores que tengan la condición de vulnerables severos acogidos a tarifas de último recurso y que estén siendo atendidos por los servicios sociales de las Administraciones Públicas competentes en relación con dichos suministros por hallarse, en atención a su renta, en riesgo de exclusión social tendrán carácter de esenciales. Estos suministros se circunscribirán a personas físicas en su vivienda habitual y el cumplimiento de los requisitos indicados deberá ser acreditado mediante documento expedido por los servicios sociales de las referidas Administraciones Públicas.

En tercer lugar, se complementa esta definición con otras modificaciones en el artículo 52 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, relativas a la excepción para este colectivo de consumidores vulnerables severos de la aplicación de las previsiones relativas a la suspensión del suministro, así como de la aplicación de recargos o afectación por las empresas distribuidoras de los pagos que perciban de aquellos de sus clientes que tengan suministros vinculados a servicios declarados como esenciales en situación de morosidad.

Asimismo, la asunción parcial del coste que pueda derivarse del suministro de energía eléctrica a este nuevo colectivo de suministros esenciales se configura como una nueva obligación de servicio público, según lo dispuesto en la meritada Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE. Esta obligación será asumida, en atención a las razones antes expuestas, por los mismos sujetos a los que corresponde el reparto del coste del bono social en los términos que resultan de la nueva redacción del artículo 45 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, introducida por la presente disposición.

Las aportaciones que deban realizarse por este concepto, estarán diferenciadas de las que correspondan al bono social y tendrán un límite máximo a fijar por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. Dichas aportaciones tendrán carácter parcial o de cofinanciación, complementando las que realicen las Administraciones Públicas competentes encargadas de atender a los suministros que se identifiquen en situación de riesgo de exclusión social.

Reglamentariamente se establecerán los mecanismos y actuaciones necesarios para la asignación de dichas aportaciones.

En cuarto lugar, y en el mismo artículo 52 antes mencionado, se amplía hasta cuatro meses el plazo para suspender el suministro en caso de impago para los consumidores vulnerables que se determinen reglamentariamente.

Los términos y condiciones para la aplicación de las nuevas previsiones de esta Ley se establecerán reglamentariamente. Actualmente, estos procedimientos se encuentran regulados principalmente en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

De esta forma, y de acuerdo con el artículo 45.2 de la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y el artículo 2 de este real decreto-ley se procederá a la definición de diversas categorías de consumidores vulnerables, incluyendo los severos cuyo suministro se considera esencial en los términos de la letra j) del artículo 52.4. La definición de estas categorías responderá a criterios de renta, atenuados en atención a las circunstancias personales y familiares de cada hogar, que podrán referirse al número de miembros de la unidad familiar, la presencia en el mismo de menores a cargo o discapacitados, entre otras cuestiones. Adicionalmente, en el ámbito de la protección y refuerzo de la transparencia en la contratación de los consumidores vulnerables, se introducirán mejoras en los procedimientos de suspensión del suministro de energía eléctrica, estableciendo en particular comunicaciones adicionales antes de proceder a la misma, así como indicadores similares a los que existen en el ámbito financiero para facilitar la comparación de las distintas ofertas comerciales a los clientes minoristas.

Se incluye un mandato al Gobierno para que, en el plazo de tres meses, proceda a la aprobación de un real decreto que desarrolle lo dispuesto en el artículo 1. Ha de tenerse en cuenta que este real decreto-ley introduce innovaciones normativas, como la determinación de los sujetos obligados a financiar el coste del bono social o la consideración como esenciales de los suministros a consumidores vulnerables severos, que, para garantizar la efectiva protección de los consumidores más vulnerables, hacen indispensable una regulación posterior mediante real decreto.

De igual manera, se prevé que el Gobierno colaborará con las Administraciones Públicas competentes en la puesta en marcha de un registro administrativo de puntos de suministro que correspondan a los consumidores referidos en el artículo 52.4.j) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Finalmente, y en tanto no se proceda al desarrollo reglamentario de las previsiones relativas a la fijación de los porcentajes de reparto, se fijan de forma transitoria los porcentajes de reparto del coste del bono social entre los sujetos que se definen en este real decreto-ley. Para ello, se ha tenido en cuenta la información disponible, sobre los sujetos y su número de clientes, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Por todo lo expresado anteriormente, en la adopción del conjunto de medidas que a continuación se aprueban concurren las exigencias de extraordinaria y urgente necesidad requeridas por el artículo 86 de la Constitución. Extraordinaria y urgente necesidad derivada de las razones ya mencionadas de protección a los consumidores más vulnerables, así como de la falta de un mecanismo de financiación del bono social que compense el coste asumido por las comercializadoras de referencia.

Este real decreto-ley se dicta al amparo de lo dispuesto en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 23 de diciembre de 2016,

DISPONGO:

Artículo 1. *Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, queda modificada en los siguientes términos:

Uno. El artículo 45.1 párrafo segundo queda redactado en los siguientes términos:

«La definición de los consumidores vulnerables y de sus categorías y los requisitos que deben cumplir, así como las medidas a adoptar para estos colectivos se determinarán reglamentariamente por el Gobierno.»

Dos. El artículo 45.3 pasa a tener una redacción del siguiente tenor:

«3. El bono social cubrirá la diferencia entre el valor del precio voluntario para el pequeño consumidor y un valor base, que podrá ser distinto según las categorías de consumidores vulnerables que se establezcan, que se denominará tarifa de último recurso y será aplicado por el correspondiente comercializador de referencia en las facturas de los consumidores que estén acogidos al mismo.

El Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, fijará las tarifas de último recurso.»

Tres. Se modifica el apartado 4 del artículo 45 que queda con la siguiente redacción:

«4. El bono social y la asunción del coste de la cofinanciación del suministro de energía eléctrica de aquellos consumidores a los que resulte de aplicación lo previsto en el artículo 52.4.j) de la presente ley, serán considerados obligación de servicio público según lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

El bono social será asumido por las matrices de los grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica, o por las propias sociedades que así lo hagan si no forman parte de ningún grupo societario.

Asimismo, y con el límite máximo que se establezca por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, las citadas sociedades o grupos de sociedades asumirán la cuantía que deban aportar para cofinanciar con las Administraciones Públicas competentes el coste del suministro de los consumidores a que hace referencia el artículo 52.4.j).

Reglamentariamente se establecerán los mecanismos y actuaciones necesarios para la asignación de dichas aportaciones.

El porcentaje de reparto de las cantidades a financiar se calculará para cada sociedad o grupo de sociedades de forma proporcional a la cuota de clientes a los que suministre energía eléctrica, como la relación entre un término que será el valor medio anual de clientes que corresponda a cada uno los sujetos obligados, y otro término que corresponderá a la suma de todos los valores medios anuales de clientes del conjunto de sociedades comercializadoras.

En los grupos societarios de los que forme parte más de una comercializadora de energía eléctrica el cálculo de la cuota de clientes a los que se suministra energía eléctrica se obtendrá agregando las cuotas individuales de cada una de estas.

Este porcentaje de reparto será calculado anualmente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con el procedimiento y condiciones que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno. A estos efectos, la citada Comisión Nacional publicará anualmente en su página web la información, referida al periodo considerado, relativa a los valores medios anuales de clientes de energía eléctrica que correspondan a cada uno de los sujetos, así como la relación de sociedades o grupos de sociedades que hubiera considerado en su propuesta, determinada a partir de los datos del último año completo de que se disponga.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá anualmente al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, en el plazo que se establezca reglamentariamente, una propuesta de fijación de los porcentajes de financiación que correspondan a cada una de las matrices de los grupos de sociedades o, en su caso, a las sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica. El Ministro procederá a su aprobación por orden que será publicada en el “Boletín Oficial del Estado”.

En todo caso, las aportaciones que deba realizar cada uno de los sujetos obligados se depositarán en una cuenta específica en régimen de depósito creada al efecto por el organismo liquidador, que será responsable de su gestión.

Reglamentariamente se podrán establecer mecanismos para regularizar, en sentido positivo o negativo, las cantidades aportadas por los distintos sujetos, reconociendo, en su caso, los derechos de cobro u obligaciones de pago que correspondan, y garantizar la correcta aplicación de lo previsto en el presente artículo.

El mecanismo previsto en este apartado se revisará por el Gobierno al menos cada cuatro años para adecuarlo a la situación del sector eléctrico.»

Téngase en cuenta que se declara la inaplicabilidad del régimen de financiación del bono social y del régimen de cofinanciación con las Administraciones Públicas de aquellos suministros a consumidores que tengan la condición de vulnerables severos acogidos a tarifas de último recurso y que estén en riesgo de exclusión social, en la redacción introducida por este apartado Tres al art. 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, por las Sentencias del TS de 31 de enero de 2022, Ref. BOE-A-2022-4207, de 22 de febrero de 2022, Ref. BOE-A-2022-6557, de 28 de marzo de 2022. Ref. BOE-A-2022-7879 y de 1 de marzo de 2022. Ref. BOE-A-2022-10350

Cuatro. Se modifica el apartado 3 del artículo 52 que queda con la siguiente redacción:

«3. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado cuarto del presente artículo, en las condiciones que reglamentariamente se determinen podrá ser suspendido el suministro de energía eléctrica a los consumidores acogidos a precios voluntarios para el pequeño consumidor o tarifas de último recurso cuando hayan transcurrido al menos dos meses desde que les hubiera sido requerido fehacientemente el pago, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo. A estos efectos, el requerimiento se practicará por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado o su representante, así como de la fecha, la identidad y el contenido del mismo.

En el caso de las categorías de consumidores vulnerables que se determinen reglamentariamente a estos efectos y de las Administraciones públicas acogidas a precios voluntarios para el pequeño consumidor o tarifas de último recurso, si transcurridos cuatro meses desde el primer requerimiento, el pago no se hubiera hecho efectivo, podrá interrumpirse el suministro.»

Cinco. En el apartado 4 del artículo 52 se añade un párrafo j) y se modifica el último párrafo que pasa a tener la siguiente redacción:

«j) En los términos y condiciones que se establezcan reglamentariamente, aquellos suministros a consumidores que tengan la condición de vulnerables severos acogidos a tarifas de último recurso y que estén siendo atendidos, respecto a estos suministros, por los servicios sociales de las Administraciones Públicas competentes por hallarse, en atención a su renta, en riesgo de exclusión social. Estos suministros se circunscribirán a personas físicas en su vivienda habitual. Todo lo anterior deberá ser acreditado mediante documento expedido por los servicios sociales de las referidas Administraciones Públicas.

(…)

Salvo en el supuesto previsto en el párrafo j) las empresas distribuidoras o comercializadoras podrán aplicar recargos o afectar los pagos que perciban de aquellos de sus clientes que tengan suministros vinculados a servicios declarados como esenciales en situación de morosidad, al abono de las facturas correspondientes a dichos servicios, con independencia de la asignación que el cliente, público o privado, hubiera atribuido a estos pagos.»

Seis. Se añaden dos apartados al artículo 64 con la siguiente redacción:

«47. Dejar de ingresar dentro de los plazos legal o reglamentariamente establecidos las cuantías que correspondan al reparto del coste del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4, cuando la cantidad anual a aportar sea superior a 5 millones de euros.

48. El falseamiento u ocultación de datos sobre número de clientes o energía eléctrica suministrada o de cualquier otra información que se solicite por la Administración a efectos de la aplicación del mecanismo de financiación del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4.»

Siete. Se añaden tres apartados al artículo 65 con la siguiente redacción:

«37. Dejar de ingresar dentro de los plazos legal o reglamentariamente establecidos las cuantías que correspondan al reparto del coste del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4, cuando la cantidad anual a aportar sea superior a 500.000 euros e inferior o igual a 5 millones de euros.

38. La comunicación de datos inexactos sobre número de clientes o energía eléctrica suministrada o de cualquier otra información que se solicite por la Administración a efectos de la aplicación del mecanismo de financiación del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4, cuando suponga un beneficio para el infractor.

39. El retraso en la comunicación de los datos sobre número de clientes o energía eléctrica suministrada o de cualquier otra información que se solicite por la Administración, que impida la determinación o fijación de los porcentajes de financiación del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4.»

Ocho. Se añaden cuatro apartados al artículo 66, con la siguiente redacción:

«8. Dejar de ingresar dentro de los plazos legal o reglamentariamente establecidos las cuantías que correspondan al reparto del coste del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4, cuando la cantidad anual a aportar sea igual o inferior a 500.000 euros.

9. La comunicación de datos inexactos sobre número de clientes o energía eléctrica suministrada o de cualquier otra información que se solicite por la Administración a efectos de la aplicación del mecanismo de financiación del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4, cuando no suponga un beneficio para el infractor.

10. El retraso en la comunicación de los datos sobre número de clientes o energía eléctrica suministrada o de cualquier otra información que se solicite por la Administración, que no impida la determinación o fijación de los porcentajes de financiación del bono social y de la cuantía definidos en el artículo 45.4.

11. Cualquier otro incumplimiento de los deberes y obligaciones derivados del mecanismo de reparto del coste del bono social y de la cuantía complementaria definidos en el artículo 45, que no constituya infracción muy grave o grave.»

Artículo 2. *Medidas de protección a los consumidores vulnerables.*

El Gobierno impulsará las medidas de protección y de mejora de transparencia en la contratación del suministro de los consumidores vulnerables.

Asimismo, colaborará con las Administraciones Públicas competentes en la puesta en marcha de un registro administrativo de puntos de suministro que correspondan a los consumidores referidos en el artículo 52.4.j) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, con pleno respeto a lo dispuesto en la Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre, de Protección de Datos de Carácter Personal.

Disposición transitoria única. *Mecanismo para la financiación transitoria del coste del bono social previsto en el artículo 45 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

1. Desde la entrada en vigor de este real decreto-ley y hasta que tenga lugar el desarrollo reglamentario previsto en el artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en la redacción dada por el presente real decreto-ley, resultarán de

aplicación a efectos de la financiación del bono social, los porcentajes de reparto previstos en el anexo.

Las aportaciones que deban realizar cada una de dichas sociedades se depositarán en una cuenta específica en régimen de depósito creada al efecto por el organismo encargado de las liquidaciones, que será responsable de su gestión. En el caso de sociedades que formen parte de un grupo de sociedades, corresponderá a la respectiva matriz o sociedad dominante, determinada con arreglo a lo previsto en el artículo 42.1 del Código de Comercio, realizar la aportación que resulte de la agregación de los porcentajes de reparto individuales de cada una de las sociedades comercializadoras que integran dicho grupo.

A estos efectos antes del día 15 de cada mes, los comercializadores de referencia deberán presentar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información de la facturación correspondiente al mes anterior de los consumidores a quienes han aplicado el bono social, con desglose de períodos y facturación, para determinar la cuantía total del bono social aplicado y las liquidaciones asociadas. Las aportaciones que deban realizar cada una de dichas sociedades se depositarán en una cuenta específica en régimen de depósito creada al efecto por el organismo encargado de las liquidaciones, que será responsable de su gestión.

El primer período de desglose comprenderá desde la entrada en vigor de este real decreto-ley hasta el 31 de diciembre de 2016.

2. En dicho desarrollo reglamentario se establecerá el mecanismo para regularizar, en sentido positivo o negativo, las cantidades que sean aportadas para la financiación del bono social con arreglo a lo previsto en esta disposición transitoria, así como para reconocer, en su caso, los derechos de cobro u obligaciones de pago que correspondan.

Téngase en cuenta que se declara inaplicable esta disposición por Sentencias del TS de 28 de marzo de 2022. Ref. BOE-A-2022-7879 y de 1 de marzo de 2022. Ref. BOE-A-2022-10350

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas todas las normas de igual o inferior rango en cuanto contradigan o se opongan a lo dispuesto en el presente real decreto-ley.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Este real decreto-ley se dicta al amparo de lo dispuesto en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que le atribuyen la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Desarrollo reglamentario.*

En el plazo máximo de tres meses desde la convalidación de este real decreto-ley el Gobierno, a propuesta del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, aprobará un real decreto que desarrolle lo dispuesto en el artículo 1 de este real decreto-ley.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto-ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Porcentajes de reparto del bono social

Sociedad	Porcentaje de reparto asignado
IBERDROLA CLIENTES, S.A.U.	21,959937

Sociedad	Porcentaje de reparto asignado
ENDESA ENERGÍA XXI, S.L.U.	20,699746
ENDESA ENERGÍA, S.A.	16,967865
IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO, S.A.U.	13,538991
GAS NATURAL S.U.R., SDG S.A.	8,191139
GAS NATURAL SERVICIOS SDG, S.A.	7,442031
EDP ENERGÍA, S.A.U.	2,286815
CIDE HCENERGIA	1,430867
VIESGO ENERGIA, S.L.	1,359026
VIESGO COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA, S.L.	0,812955
EDP COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S.A.	0,809596
FENIE ENERGÍA, S.A.	0,750418
EDP COMERCIALIZADORA, S.A.U.	0,454460
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	0,217154
GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.	0,210083
CLIDOM ENERGY, S.L.	0,195203
AUDAX ENERGÍA, S.A.	0,177346
FACTOR ENERGÍA, S.A.	0,146251
SOM ENERGÍA, S.C.C.L.	0,109256
GASELEC DIVERSIFICACIÓN, S.L.	0,107484
NEXUS ENERGÍA, S.A.	0,103225
ENÉRGYA VM Gestión de Energía, S.L.U.	0,102548
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA, S.A.	0,100496
WATIUM, S.L.	0,095760
BASSOLS ENERGÍA COMERCIAL, S.L.	0,071642
ALDRO ENERGIA Y SOLUCIONES, S.L.U.	0,058406
ELECTRICA DEL EBRO, S.A.	0,058383
ELECTRA ENERGÍA, S.A.U.	0,053284
AGUAS DE BARBASTRO ENERGÍA, S.L.	0,052063
ESTABANELL Y PAHISA MERCATOR, S.A.	0,048309
COOPERATIVA ELÉCTRICA BENÉFICA SAN FRANCISCO DE ASÍS, COOP. V.	0,048139
AGRI-ENERGÍA, S.A.	0,045690
UNIELÉCTRICA ENERGÍA, S.L.	0,043576
ELECTRA CALDENSE ENERGÍA, S.A.	0,042482
HIDROELÉCTRICA DEL VALIRA, S.L.	0,041349
SOCIEDAD ELECTRICISTA DE TUY, S.A.	0,039194
ELÉCTRICA SEROSENSE, S.L.	0,037993
ELECTRA DE ALTO MIÑO COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA, S.L.U.	0,035500
INTEGRACIÓN EUROPEA DE ENERGÍA, S.A.U.	0,034691
COMPAÑÍA ESCANDINAVA DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA, S.L.	0,033543
ADURIZ ENERGÍA, S.L.U.	0,032922
ELÉCTRICA SOLLERENSE, S.A.	0,031908
GESTERNOVA, S.A.	0,027394
ALCANZIA ENERGÍA, S.L.	0,026968
HIDROELÉCTRICA EL CARMEN ENERGÍA, S.L.	0,025315
ELECTRA DEL CARDENER ENERGÍA, S.A.	0,023514
ELÉCTRICA DE CALLOSA DE SEGURA, C.V.	0,022933
AURA ENERGÍA, S.L.	0,021985
SUMINISTROS ESPECIALES ALGINETENSES COOP.V	0,020887
HIDROELÉCTRICA DE SILLEDA, S.L.	0,020427
COOPERATIVA ELÉCTRICA-BENÉFICA ALBATERENSE, COOP. V.	0,019290
HIDROELÉCTRICA LUMYMEY, S.L.	0,017586
COMERCIALIZADORA LERSA, S.L.	0,015906
ELECTRA NORTE ENERGÍA, S.A.	0,015501
GOIENER S. COOP	0,015308
ELECTRACOMERCIAL CENTELLES, S.L.	0,014738
ENERCOLUZ ENERGÍA, S.L.	0,014653
CARVISA ENERGÍA, S.L.	0,014606
PEPEENERGY, S.L.	0,014454
ELECTRA AVELLANA COMERCIAL, S.L.	0,014189
NABALIA ENERGÍA 2000, S.A.	0,012738
MOSCOSO ENERGÍA, S.L.	0,012463
LA UNIÓN ELECTRO INDUSTRIAL, S.L. “UNIPERSONAL”	0,012189
MADRILEÑA SUMINISTRO DE GAS, S.L.	0,011878
COOPERATIVA ELÉCTRICA BENÉFICA CATRALENSE, COOP. V.	0,011777
TELEFONICA SOLUCIONES DE INFORMÁTICA Y COMUNICACIONES DE ESPAÑA S.A.U.	0,011249
ELÉCTRICA DE GUADASSUAR COOP. V.	0,010804
ADS ENERGY 8.0, S.L.	0,010402

Sociedad	Porcentaje de reparto asignado
ELÉCTRICA VAQUER ENERGIA, S.A.	0,010399
ENERGÍAS DE BENASQUE, S.L.	0,010362
GODAY ENERGÍA, S.L.	0,010149
AVANZALIA ENERGÍA COMERCIALIZADORA, S.A.	0,009880
COMERCIALIZADORA RIOJANA DE ENERGÍA, S.L.	0,009763
GRUPO ENERGIALICIA, S.L.	0,009761
ZELTRIA ENERGÍA, S.L.	0,009661
A-DOS ENERGÍA, S.L.	0,009369
RESPIRA ENERGÍA, S.L.	0,009362
GALP ENERGÍA ESPAÑA S.A.U.	0,009066
ELECTRICA SERRANÍA DE RONDA ENERGÍA, S.L.	0,008928
AXPO IBERIA, S.L.	0,008881
SOLELEC IBÉRICA, S.L.	0,008880
COOPERATIVA ELÉCTRICA DE CASTELLAR, S.C.V.	0,008843
FOX ENERGÍA, S.L.	0,008347
ELECTRA CUNTIENSE, S.L.U.	0,008245
ON DEMAND FACILITIES, S.L.	0,008122
COMPAÑÍA DE ELECTRIFICACIÓN, S.L.	0,008099
AGENTE DEL MERCADO ELECTRICO, S.A.	0,008025
MULTIENERGÍA VERDE, S.L.	0,007848
ELÉCTRICA DEL POZO, S.COOP.MAD	0,007804
CHC COMERCIALIZADOR DE REFERENCIA, S.L.U.	0,007795
ELÉCTRICA NTRA. SRA. DE GRACIA SDAD. COOP. VALENCIANA	0,007758
ELÉCTRICA DE MELIANA, S.C.V.	0,007703
ACCIONA GREEN ENERGY	0,007234
LABOIL ENERGIA, S.L.	0,007077
INER ENERGIA CASTILLA LA MANCHA, S.L.	0,006796
IBEROELECTRA 3000, S.L.	0,006788
ENERXIA GALEGA MAIS, S.L.	0,006579
EMPRESA MUNICIPAL DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DE ALMENAR, S.L.	0,006317
ELÉCTRICA DE GUIXES ENERGÍA, S.L.	0,006106
SUNAIR ONE ENERGY, S.L.	0,006086
GLOBAL BIOSFERA PROTEC, S.L.	0,005903
ESTRATEGIAS ELÉCTRICAS INTEGRALES, S.A.	0,005864
ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SANTA COLOMA DE QUERALT, S.L.	0,005755
FLUIDO ELÉCTRICO MUSEROS, SCV	0,005550
ELÉCTRICA POPULAR, S. COOP. MAD.	0,005435
ENERGÍA COLECTIVA, S.L.	0,005211
ELÉCTRICA DE VINALESA, S.L.U.	0,005209
FLUID ELECTRIC CAMPRODON II, S.L.	0,004731
INSERIMOS ENERGÍA, S.L.	0,004136
ENERGÍA DLR COMERCIALIZADORA, S.L.	0,004093
DAIMUZ ENERGÍA, S.L.	0,004004
ARACÁN ENERGÍA, S.L.	0,003853
ENELUZ 2025, S.L.	0,003743
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA TORRES DE SEGRE, S.L.	0,003734
EVERGREEN ELÉCTRICA, S.L.	0,003580
NOBE SOLUCIONES Y ENERGÍA, S.L.	0,003381
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA D'ALBATERREC, S.L.	0,003355
ELÉCTRICAS COLLADO BLANCO, S.L.	0,003333
EMPRESA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE CEUTA COM. DE REFERENCIA, S.A.U.	0,003277
PETRONIEVES ENERGIA 1, S.L.	0,003263
ATLAS ENERGIA COMERCIAL, S.L.	0,003242
CONSISA, COMUNICACIÓN, MARKETING Y SERVICIOS, S.L.	0,003183
ELECTRO SALLENT DE GÁLLEGO, S.L.	0,003163
OLE GREEN ENERGY, S.L.U.	0,003156
AURORA ENERGY SUPPLI, S.L.	0,003006
SYDER COMERCIALIZADORA VERDE, S.L.	0,002995
ELECTRODISTRIBUIDORA DE FUERZA Y ALUMBRADO CASABLANCA, S.COOP.V	0,002867
ADELFAS ENERGÍA, S.L	0,002842
GAOLANIA SERVICIOS, S.L.	0,002826
SERVICIOS URBANOS DE CERLER, S.A.	0,002799
INDEXO ENERGÍA, S.L.	0,002761
ELURENERGÍA VERDE, S.L.	0,002758
ELÉCTRICA DE SOT DE CHERA S. COOP.V.	0,002589

Sociedad	Porcentaje de reparto asignado
ELÉCTRICA DE CHERA, S.C.V.	0,002574
ELÉCTRICAS LA ENGUERINA, S.L.U.	0,002570
INSIGNIA ENERGÍA, S.L.	0,002532
DREUE ELECTRIC, S.L.	0,002396
ELÉCTRICA ANTONIO MADRID, S.L.	0,002348
CEPSA GAS Y ELECTRICIDAD, S.A.	0,002325
NINOBE SERVICIOS ENERGÉTICOS, S.L.	0,002317
ELÉCTRICA ALGIMIA DE ALFARA, S.COOP.V.	0,002308
ENERGÍAS DE LA VILLA DE CAMPO, S.L.U.	0,002290
CORPORACIÓN ALIMENTARIA GUISSONA, S.A.	0,002218
ELÉCTRICA NURIEL	0,002104
ENARA GESTIÓN Y MEDIACIÓN, S.L.	0,002089
IBERELÉCTRICA COMERCIALIZADORA, S.L.	0,002070
WATIO WHOLESALE, S.L.	0,002000
ELÉCTRICA ALBATERENSE, S.L.	0,001959
AVALIA ENERGÍA	0,001887
COMPAÑÍA LUMISA ENERGÍAS, S.L.	0,001803
ANOTHER ENERGY OPTION, S.L.	0,001743
ELÉCTRICA SALAS DE PALLARS, S.L.	0,001525
ENERGÍAS DE PANTICOSA, S.L.	0,001519
ENERGY BY COGEN, S.L.	0,001499
ELÉCTRICAS HIDROBESORA, S.L.	0,001488
CYE ENERGÍA, S.L.	0,001467
CATGAS ENERGÍA, S.A.	0,001388
PREMIUM NUEVA ENERGÍA, S.L.	0,001334
ENERPLUS ENERGÍA, S.A.	0,001302
AHORRO ENERGÍA HOGAR INVESTMENTS, S.L.	0,001230
ENERGÍA NARANJA, S.L.	0,001147
ELÉCTRICA SUDANELL, S.L.	0,001089
SAMPOL INGENIERÍA Y OBRAS, S.A.	0,001084
ENERGÍAS DEL ZINQUETA, S.L.	0,001075
FOENER COMERCIALIZACIÓN, S.L.U.	0,001064
TALARN DISTRIBUCIO MUNICIPAL ELECTRICA DE LLAVORSI, S.L.	0,001009
ELYGAS POWER, S.L.	0,000992
ENERGY STROM XXI, S.L.	0,000989
SWAP ENERGÍA, S.A.	0,000989
STAGIONI ENERGÍA RENOVABLES, S.L.	0,000971
ELEVA 2 COMERCIALIZADORA, S.L.	0,000961
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CARIDAD E ILDEFONSO, S.L.	0,000924
LLUM D'AÍN	0,000893
FLIP ENERGIA S.L.	0,000885
ENGIE ESPAÑA S.L.U.	0,000882
ECOEQ ENERGÉTICA, S.L.	0,000879
GESTINER INGENIEROS, S.L.	0,000874
EMPRESA MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ D'ENERGIA ELÉCTRICA DE PONTS	0,000865
NEXUS RENOVABLES, S.L.	0,000840
EPRESA ENERGÍA, S.A.U.	0,000791
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE MONTOLIU, S.L.	0,000788
ELÉCTRICA DE MONTSEC, S.L.	0,000705
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L.	0,000690
MY ENERGÍA ONER, S.L.	0,000663
SERVIGAS S. XXI, S.A.	0,000654
LONJAS TECNOLOGÍA, S.A.	0,000649
WIND TO MARKET, S.A.	0,000645
SUNAIR ONE HOME, S.L.	0,000622
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DEL SURESTE, S.L.	0,000601
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA VIENTOS ALÍSEOS DE LANZAROTE, S.L.	0,000573
COMERCIAL Y ASESORA DE ELECTRICIDAD, S.L.	0,000564
GIGABUSINESS, S.L.	0,000546
COOPERATIVA VALENCIANA ELECTRODIST. DE FUERZA Y ALUMBRADO SERRALLO, S.COOP.V	0,000524
AQUÍ ENERGÍA, S.L.	0,000510
THE YELLOW ENERGY, S.L.	0,000502
APELES ELECTRICIDAD, S.L.	0,000495
INTEGRACIÓN EUROPEA DE ENERGÍA NORTE, S.L.	0,000441
CEMOI ELECTRICITE, S.L.	0,000411
FORTIA ENERGÍA, S.L.	0,000396
ENERGÍA OPERATIVA, S.L.	0,000396

Sociedad	Porcentaje de reparto asignado
ELÉCTRICA CATRALENSE, S.L.	0,000387
VOLTICO ENERGÍA, S.L.	0,000371
GEO ALTERNATIVA, S.L.	0,000348
NOSA ENERXIA SOCIEDADE COOP GALEGA	0,000333
RENEWABLE VENTURES, S.L.	0,000330
HORECA ENERGÍA, S.L.	0,000328
ENERGÍA EUROPEAS DE COMERCIALIZACIÓN, S.L.	0,000328
TRADE UNIVERSAL ENERGY, S.A.	0,000321
PROT ENERGÍA COMERCIALIZACIÓN, S.L.	0,000316
ENERGYSAVE PROJECTS, S.L.	0,000297
ABOUT WHITE, S.L.	0,000297
GAS NATURAL SDG, S.A.	0,000281
REYSE ENEGÍA, S.L.	0,000265
ENERGY TRADER SOLUTIONS, S.L.	0,000250
ELEGRAND ENERGÍA, S.L.	0,000246
IM3 ENERGÍA, S.L.	0,000237
ELECNOVA SIGLO XXI, S.L.	0,000237
INICIATIVA E. NOVA, S.L.	0,000220
EXPORT INNOVATION GROUP, S.L.	0,000215
ACCIÓN ENERGÍA COMERCIALIZADORA, S.L.	0,000206
ASAL DE ENERGÍA, S.L.	0,000190
CATENERIBAS, S.L.	0,000183
ENERGIKA ENERGÍA, S.L.	0,000176
ELÉCTRICA DIRECTA ENERGÍA, S.L.	0,000146
FORTULUZ, S.L.U.	0,000146
HEFAMECOM, S.A.U.	0,000142
NUEVA COMERCIALIZADORA ESPAÑOLA, S.L.	0,000138
RONDA OESTE ENERGÍA, S.L.	0,000135
FUSIONA COMERCIALIZADORA, S.A.	0,000131
MI ELÉCTRICA, S.L.	0,000115
EMASP, S. COOP	0,000112
DRK ENERGY, S.L.	0,000107
INTEGRACIÓN EUROPEA DE ENERGÍA SUR, S.L.	0,000104
ENERGEA SAVING ENERGY, S.L.	0,000100
CORPOLUX, S.L.	0,000097
ADEINNOVA ENERGÍA, S.L.U.	0,000096
LUX FORUM, S.L.U.	0,000080
COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA BENUZA Y BAÑESA, S.L.	0,000066
ROFEICA ENERGÍA, S.A.	0,000058
GESTIONA ENERGÍA, COMERCIALIZADORA ENERGÉTICA, S.L.	0,000053
ENÉRGYA VM Generación, S.L.U.	0,000048
VILLAR MIR ENERGÍA, S.L.	0,000038
GEOATLANTER, S.L.	0,000036
LUVON ENERGÍA, S.L.	0,000033
SHELL ESPAÑA, S.A.	0,000030
NEMON INTELLIGENCE IN BUSINESS, S.L.	0,000029
MUNICIPAL DE SERVICIOS VILLAHERMOSANA, S.L.	0,000027
JORGE ENERGY, S.L.	0,000021
LUBALOO, S.L.	0,000021
ALDEFE COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA, S.L.U.	0,000021
GNERA ENERGÍA Y TECNOLOGÍA, S.L.	0,000019
ENERGÍA LIBRE COMERCIALIZADORA, S.L.	0,000018
ELECTRA CUNTIENSE COMERCIALIZADORA,S.L.U.	0,000017
TERAMELCOR, S.L.	0,000014
THE ENERGY HOUSE GROUP, S.L.	0,000014
UNIC GLOBAL-LOGISTICS, S.L.	0,000014
SWITCH ENERGY, S.L.	0,000010
ENÉRGYA VM ENERGÍAS ESPECIALES, S.L.U.	0,000007
PULSAR SERVICIOS ENERGÉTICOS, S.L.	0,000005
ALPAPAT, S.L.U.	0,000003
ALPIQ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U.	0,000003
NAVARRO GENERACIÓN, S.A.	0,000003
GRUPO ENERGÉTICO ASECOR, S.L.	0,000003
TECNOS INGENIEROS OBRA CIVIL, HIDRÁULICA E INSTALACIONES, S.L.L.	0,000003
ECOEQ ALMERIA, S.L.	0,000003
TOTAL GENERAL	100,000000

§ 22

Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 242, de 6 de octubre de 2018
Última modificación: 19 de octubre de 2022
Referencia: BOE-A-2018-13593

I

La energía es un bien esencial para la sociedad. Representa un insumo principal en los procesos productivos de las empresas, industrias y cooperativas, así como en el sector primario, condicionando la productividad y competitividad de estos sectores.

Para los hogares y las familias, la energía es un bien imprescindible para satisfacer las necesidades básicas, como la iluminación, la alimentación o una climatización que permita mantener unas condiciones de confort suficientes para la salud. Además, debido a la creciente electrificación de los hogares, cada vez más tareas cotidianas requieren un suministro energético fiable y asequible.

El sistema energético ha iniciado un proceso de transición hacia un nuevo paradigma caracterizado por la descarbonización, la descentralización de la generación, la electrificación de la economía, la participación más activa de los consumidores y un uso más sostenible de los recursos.

II

Los precios finales de la energía han sufrido unos incrementos muy significativos en las últimas semanas como consecuencia, principalmente, de dos factores: por un lado, los elevados precios de las materias primas (gas natural, petróleo, carbón) en los mercados internacionales y, por otro, el incremento en la cotización de los derechos de emisión de CO_2 como resultado y anticipo de las decisiones adoptadas en la UE y, en un contexto más amplio, a nivel global tras la Cumbre de París.

En efecto, la media anual de la tonelada de carbón ha pasado de 53 €/t en 2016 a 76 €/t en los nueve primeros meses de 2018, registrando valores cercanos a los 85 €/t en los últimos días. Por su parte, el barril Brent ha pasado de 44 $/barril en 2016 a 72 $/barril en 2018, con precios cercanos a los 80 $/barril en la última semana. Con respecto a los derechos de emisión, el precio de la tonelada de CO_2 ha pasado desde los 5 € en 2016 a valores superiores a 20 € en 2018. Respecto a los precios del gas, la cotización de referencia europea (mercado National Balance Point) se ha incrementado de 17 €/MWh en 2016 a 24 €/MWh en lo que llevamos de 2018, con precios cercanos a 29 €/MWh la última semana.

Como consecuencia, el precio de la electricidad en el mercado mayorista ibérico ha registrado en septiembre un valor medio de 71,35 €/MWh, acercándose al valor máximo histórico mensual, alcanzado en enero de 2006 con 73,14 €/MWh.

Estos elevados precios en el mercado mayorista se trasladan de manera inmediata a aquellos consumidores que bien, son consumidores directos en el mercado, bien están sujetos a contratos cuyos precios están referenciados directamente al precio del mercado mayorista, como es el caso de los consumidores acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) y, para el resto, en el momento de revisión de precios conforme al contrato suscrito con la empresa comercializadora.

III

Existen señales que indican que esta situación no es coyuntural, sino que tiene elementos estructurales: por una parte, las cotizaciones de los futuros de productos energéticos apuntan a precios elevados y sostenidos para los próximos trimestres; y, por otro, la decidida apuesta por la descarbonización de la economía que ha asumido la UE, con España a la cabeza, llevará aparejada necesariamente una señal de precios orientada a la sustitución de las tecnologías energéticas más emisoras.

En relación al carácter estructural de la actual situación de precios, los futuros del barril de Brent con entrega durante los próximos seis meses se mantienen por encima de los 75 $/barril y los de carbón cotizan a 100 $/t. Similar tendencia se observa para los derechos de emisión dado que los futuros de derechos de CO_2 se sostienen por encima de los 20 €/tonelada para el próximo año. Por su parte, las curvas de futuros del gas en el mercado de referencia europeo NBP para los próximos trimestres presentan máximos en torno a los 32 €/MWh, correspondientes a los meses invernales de mayor demanda.

Este momento excepcional requiere la adopción de medidas urgentes para conseguir el objetivo finalista de este real decreto-ley, asegurar que ante unas expectativas de precios finales elevados y sostenidos en el tiempo, los consumidores tienen información e instrumentos para gestionar su demanda, optimizar su consumo y reducir su factura energética, proyectándose esta regulación de forma instantánea sobre la situación jurídica existente (STC 39/2013, de 14 de febrero, FJ 9).

Complementariamente, se pretende acelerar la transición a una economía descarbonizada, mediante una mayor integración de las energías renovables, el fomento de la movilidad sostenible y la eficiencia energética. Se trata de generar un marco regulatorio que incentive y permita que los consumidores, empresas y resto de agentes respondan de manera adecuada a las señales económicas que la cotización de los derechos de CO_2 envía, produciéndose la deseada transformación tecnológica y de usos que haga posible una energía más limpia y barata. Por tanto, la transición energética contribuye igualmente al objetivo finalista de reducción de precios que persigue este real decreto-ley, lo que justifica su impulso en la presente norma.

Sin embargo, esta transición debe ser justa por lo que es necesario dotar a aquellos consumidores vulnerables, y con menor capacidad económica para afrontar este escenario de precios elevados, de mecanismos de protección específicos.

El presente real decreto-ley obedece a la situación descrita, y persigue dar respuesta inmediata a la misma, conteniendo una serie de medidas urgentes que permitan la consecución de los referidos objetivos, agrupadas en tres títulos y una parte final que incluye las disposiciones adicionales, finales y transitorias necesarias para completar la regulación.

IV

El título I contiene medidas de protección de los consumidores, agrupadas en dos capítulos: un primer capítulo dedicado a los consumidores vulnerables y la lucha contra la pobreza energética; y un segundo capítulo, que contiene medidas tendentes a aumentar la información, protección y racionalización de los mecanismos de contratación, aumentando la protección del conjunto de los consumidores de electricidad.

En relación al consumidor vulnerable, materia que se aborda en el capítulo I del título I, se ha constatado que el actual bono social de electricidad resulta insuficiente para dar respuesta a las situaciones de vulnerabilidad identificadas, lo que hace necesario acometer

con urgencia su reforma, corrigiendo las insuficiencias detectadas y ampliando tanto su ámbito subjetivo como material.

Así, se incrementarán en un 15 % los límites de energía anual con derecho a descuento de manera que se compensen los incrementos de precios que se están produciendo y se acerquen éstos límites a los consumos reales de los hogares más vulnerables, que con frecuencia son superiores a los consumos medios al ser más intensivos en el uso de la electricidad, tener electrodomésticos menos eficientes y viviendas peor aisladas. También se flexibiliza el cómputo de estos límites de energía con derecho a descuento entre los meses del año, para evitar que los hogares queden desprotegidos en los meses de mayor consumo, coincidentes con los de mayor frío.

Las familias monoparentales son un reflejo del sesgo de género en el fenómeno de la pobreza, en general, y de la pobreza energética, en particular. Por un lado, los hogares monoparentales son más vulnerables que los biparentales, presentando niveles de renta inferiores que la media de hogares, lo que dificulta su acceso a los suministros energéticos. Por otro, los hogares monoparentales en los que el progenitor es mujer suponen cerca del 85 por ciento del total, lo cual demuestra que la pobreza energética presenta un componente femenino no contemplado hasta el momento. Para abordarlo, se establece una nueva circunstancia especial para el acceso al bono social, de manera que el umbral de renta máximo fijado para acceder a la condición de consumidor vulnerable o de vulnerable severo en el caso de las familias monoparentales será 0,5 veces el IPREM superior al de las biparentales.

Por su parte, la circunstancia especial derivada de la existencia de un miembro del hogar con una discapacidad reconocida de al menos el 33 %, vigente hasta ahora, se amplía a aquellas situaciones en las que uno de los miembros del hogar tenga una situación de dependencia de grado II o III.

Como medida adicional de protección a la infancia, las viviendas acogidas al bono social en las que vivan menores de 16 años serán consideradas un suministro esencial y no podrán ser objeto de corte de suministro. De la misma protección ante el corte de suministro gozarán los hogares en los que uno de sus miembros se encuentre en situación de dependencia reconocida de grado II o III, o bien con una discapacidad reconocida igual o superior al 33 %.

Además, ante el próximo fin del periodo transitorio previsto en la disposición transitoria primera del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, para que los consumidores acogidos al anterior régimen de bono social puedan acreditar la condición de consumidor vulnerable con arreglo a la nueva normativa, se reconoce el derecho a percibir el bono social desde el 8 de octubre a todos aquellos que cumplan los requisitos del real decreto y estuvieran acogidos al bono social antiguo, siempre que lo soliciten y presenten la documentación completa antes del 31 de diciembre de 2018. Como medida de protección adicional, en orden a asegurar que los potenciales beneficiarios del bono social solicitan el nuevo mecanismo de protección, se establecen en la norma obligaciones de comunicación a los consumidores por parte de las comercializadoras de referencia.

Por último, se refuerza el régimen sancionador, introduciendo un nuevo tipo de infracción en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que permita sancionar adecuadamente las conductas de las empresas comercializadoras que supongan un incumplimiento de las obligaciones en relación al bono social y a los consumidores vulnerables.

Además de las referidas mejoras del marco vigente, se considera necesario ampliar la protección a otros usos energéticos, para lo que se crea un bono social para usos térmicos, que permitirá aliviar la factura energética de los hogares para los combustibles para calefacción, agua caliente sanitaria o cocina. Los consumidores vulnerables que estén acogidos al bono social de electricidad a 31 de diciembre de 2018, o que hayan presentado la solicitud completa antes de esa fecha y resulten beneficiarios, recibirán a lo largo del invierno un bono que les permitirá sufragar otros usos energéticos del hogar distintos de la electricidad. La cuantía del bono se modulará por la zona climática en la que se encuentre la vivienda y dependerá del grado de vulnerabilidad del hogar. Se prevé en el real decreto-ley

que la gestión y el pago del bono social térmico corresponderá a las Comunidades Autónomas y las Ciudades con Estatuto de Autonomía si bien con carácter excepcional, y dada el calendario en que nos hallamos, la necesidad de que el bono social térmico llegue a sus destinatarios en invierno exige que este ejercicio 2018 el pago de la ayuda será realizado por el Ministerio para la Transición Ecológica.

Todas estas actuaciones tendrán efectos inmediatos beneficiosos para los consumidores vulnerables, que les permitirán aliviar los efectos sobre su renta disponible de los elevados precios de la energía en los próximos meses, lo cual justifica su adopción urgente mediante un instrumento como el real decreto-ley.

Por otro lado, resulta fundamental disponer de un instrumento estratégico que permita abordar el fenómeno de la pobreza energética desde una perspectiva integral y con visión de largo plazo. Para ello, la presente norma establece un mandato al Gobierno para que apruebe, en el plazo de seis meses, una Estrategia Nacional de Lucha Contra la Pobreza Energética. La Estrategia, para cuya elaboración se contará con las Comunidades Autónomas y Entidades Locales, las asociaciones de consumidores, los representantes del tercer sector y las empresas energéticas, realizará un diagnóstico y caracterización del problema, diseñará indicadores oficiales de medición, establecerá objetivos de reducción de la pobreza energética en un horizonte de medio y largo plazo y propondrá medidas concretas para la consecución de dichos objetivos, así como sus vías de financiación, que deberán tener en cuenta los recursos presupuestarios de cada una de las Administraciones Públicas participantes en estas políticas.

V

El capítulo II del título I contiene una serie de medidas tendentes a incrementar la protección del conjunto de consumidores de electricidad, lo que les permitirá optimizar la contratación de este suministro y reducir su factura eléctrica.

Varias de las medidas tienen por objeto facilitar el acceso por parte de los consumidores a modalidades de contratación con discriminación horaria para lo cual resulta fundamental una mejor formación del consumidor y un mayor conocimiento de las posibilidades de contratación de que disponen, así como de los potenciales ahorros derivados del cambio de contrato.

Para ello, se impone a las comercializadoras de referencia, por un lado, la obligación de informar a los consumidores acogidos al PVPC de los ahorros que obtendrían con el cambio a peajes de acceso con discriminación horaria, mediante el envío de simulaciones de la facturación real con cada una de las modalidades. Por otro lado, se regula la posibilidad de que las comercializadoras puedan acceder a cierta información relativa al consumo y la potencia máxima demandada de los consumidores, con la finalidad de que puedan ofrecerles actuaciones tendentes a favorecer la gestión de la demanda, optimizar la contratación u otro tipo de medidas de eficiencia energética, respetando en todo caso la protección de los datos de carácter personal.

También se aborda la regulación de prácticas fraudulentas en la actividad de comercialización, que provocan alarma social, generan deuda para los sujetos acreedores de los mercados y, en último término, mayores precios para los consumidores y desconfianza en este segmento de la cadena de valor. En este ámbito, se permite la inhabilitación directa de las comercializadoras que realicen prácticas fraudulentas en el mercado, entre ellas, el incumplimiento de las obligaciones de compra de energía en los mercados diario e intradiarios, que hasta ahora debían ser sancionadas con carácter previo a la inhabilitación.

Asimismo, se aborda una práctica que ha generado un elevado número de reclamaciones ante los organismos de consumo y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en los últimos años, cual es la contratación del suministro eléctrico en la modalidad «puerta a puerta», que queda prohibida para el segmento de consumidores domésticos.

Todas las disposiciones contenidas en esta sección supondrán un beneficio inmediato para los consumidores y su adopción por real decreto-ley está justificada por la situación excepcional de elevados precios que requiere una actuación urgente, algo que no sería posible con la tramitación normativa ordinaria.

VI

La apuesta por una transición energética es indispensable y urgente. Partiendo de esta premisa y en el contexto de elevación de precios en el mercado eléctrico en el que nos encontramos, el autoconsumo eléctrico renovable es un elemento imprescindible para lograr que el consumidor pueda obtener una energía más limpia y barata.

En España, la actividad de autoconsumo apenas ha iniciado su despliegue debido a una serie de barreras regulatorias existentes, que dificultan, desincentivan o hacen inviable económicamente esta actividad.

Lo anterior impide que los consumidores-productores, y la sociedad en su conjunto, puedan beneficiarse de las ventajas que puede acarrear esta actividad, en términos de menores necesidades de red, mayor independencia energética y menores emisiones de gases de efecto invernadero.

La implantación del autoconsumo renovable permitirá disminuir la factura energética con carácter inmediato a los consumidores que lo instalen y, adicionalmente, detraerá demanda de energía en el mercado mayorista, contribuyendo de esta manera a una contención y disminución de precios en el mercado mayorista de energía eléctrica, a una mejora de las condiciones ambientales y a una reducción de la importación de hidrocarburos que redundará en una mejora de la balanza de pagos

El presente real decreto-ley, en su título II, asume el contenido de la Proposición de Ley sobre autoconsumo presentada por la mayoría de los grupos políticos del Congreso, como reflejo del amplio consenso existente en la materia. En esencia, introduce tres principios fundamentales que regirán esta actividad: i) se reconoce el derecho a autoconsumir energía eléctrica sin cargos; ii) se reconoce el derecho al autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores para aprovechar las economías de escala; y iii) se introduce el principio de simplificación administrativa y técnica, especialmente para las instalaciones de pequeña potencia.

En definitiva, el desarrollo del autoconsumo permitirá la puesta a disposición inmediata para los consumidores de alternativas más económicas para su suministro eléctrico, operando como un seguro ante los elevados precios de la electricidad que se están registrando en los mercados de futuros. Lo anterior, junto con el retraso en el desarrollo de esta actividad en España, en comparación con otros países, justifica la adopción urgente de estas medidas mediante la presente norma.

VII

En el título III se introduce una serie de actuaciones normativas encaminadas a acelerar la transición a una economía descarbonizada, de forma que se eliminen de manera inmediata las barreras normativas que impiden a los agentes tomar las decisiones necesarias para que la referida transición se lleve a cabo con la mayor celeridad.

Las medidas se agrupan en dos ámbitos, cada uno de los cuales es objeto de un capítulo dentro del título III.

El primero está dedicado a la integración de electricidad de fuentes de energía renovables, con el objetivo de asegurar que se lleven a cabo y se culminen las inversiones necesarias para cumplir los objetivos de penetración de renovables asumidos en 2020. Además, tratándose de proyectos con un extenso periodo de maduración, es necesario que las señales regulatorias se den con la suficiente antelación, por lo que se adoptan algunas disposiciones tendentes a dar visibilidad, estabilidad y confianza a los inversores, de tal forma que se pueden movilizar desde este momento las cuantiosas inversiones requeridas para la transición energética, que se materializará en unos ambiciosos objetivos en la Unión Europea y en España en el horizonte 2030.

En este sentido, mediante la modificación de la disposición transitoria octava de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se otorga una prórroga excepcional y por una sola vez, para los permisos de acceso y conexión otorgados con anterioridad a la entrada en vigor de esta Ley 24/2013, en cuya ausencia caducarían el próximo 31 de diciembre de 2018. Mediante esta prórroga, se posibilitará la entrada en funcionamiento en 2020 de los 9.000 MW de potencia adjudicada en las últimas subastas de renovables, evitando una nueva solicitud,

tramitación y otorgamiento que, con seguridad, impediría alcanzar el objetivo del 20 % de energía final renovable en ese año.

En la misma línea, mediante dos disposiciones adicionales, se adoptan medidas tendentes a evitar la especulación y asegurar la finalización de los proyectos con derechos de acceso a la red otorgados, elevando las garantías exigidas e imponiendo obligaciones de reporte del grado de avance de los proyectos, lo que redundará en unos menores costes y, en último término, menores precios para los consumidores.

Con el objetivo de impulsar las fuentes de energía renovables mediante nuevas subastas para el otorgamiento del derecho a la percepción del régimen retributivo específico, se modifican los artículos 21 y 24 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, para dar cumplimiento a la condición previa establecida por la Comisión Europea sobre Ayudas de Estado para la realización de nuevas subastas.

El capítulo II del título III está dedicado a la movilidad sostenible, otro de los vectores de la transición energética. El transporte, tanto de mercancías como de pasajeros, es el sector que más energía consume en España, con un 40 % de la energía final –el 15% correspondiendo a los turismos–. Además, es responsable de aproximadamente el 25 % de las emisiones de gases de efecto invernadero, así como de otros contaminantes locales que, especialmente en los entornos urbanos, generan cuantiosos costes para la salud.

Las alternativas a los combustibles fósiles, especialmente los vehículos eléctricos, requieren un impulso normativo que resuelva los problemas de coordinación que impiden su implantación masiva. Entre las barreras principales se encuentra el insuficiente desarrollo de las infraestructuras de recarga, que detrae a muchos usuarios de adquirir un vehículo eléctrico enchufable ante la baja disponibilidad de puntos de recarga públicos.

Para resolver la situación descrita, el presente real decreto-ley liberaliza la actividad de recarga eléctrica, eliminando la figura del gestor de cargas prevista en la Ley del Sector Eléctrico, pues se ha revelado como excesivamente rígida y desincentivadora de la actividad. Esta supresión no supondrá en ningún caso una merma de la seguridad de las instalaciones, que deberán cumplir con la normativa correspondiente en el ámbito de la seguridad industrial y de las que se llevará un registro de la información para el seguimiento de la actividad por las Administraciones. Esta información estará además disponible a través de medios electrónicos para todos los ciudadanos y se integrará en el futuro en el punto de acceso único, armonizando la información con la del resto de países de la Unión Europea, creando una gran base de datos de información sobre la ubicación y características de los puntos de recarga públicos.

Esta medida contribuirá a alcanzar los objetivos fijados en la Estrategia de Impulso del vehículo con energías alternativas (VEA) en España (2014-2020).

La aceleración de la integración de energías renovables en el sector eléctrico y en la movilidad, a través del vehículo eléctrico, permitirá a los consumidores consumir una energía más barata y menos contaminante, por lo que las medidas anteriores coadyuvan a la consecución del objetivo finalista del presente real decreto-ley de mitigar los efectos de los altos precios sobre los consumidores y, en consecuencia, su adopción reúne las circunstancias de extraordinaria y urgente necesidad exigidas por el artículo 86 de la Constitución.

VIII

Por último, se adoptan una serie de medidas relacionadas con la normativa fiscal, con el objetivo principal de moderar la evolución de los precios en el mercado mayorista de electricidad.

En primer lugar, se procede a exonerar del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica a la electricidad producida e incorporada al sistema eléctrico durante seis meses, coincidentes con los meses de mayor demanda y mayores precios en los mercados mayoristas de electricidad, en consonancia con el fin último perseguido por la presente norma.

Ello conlleva modificar el cómputo de la base imponible y de los pagos fraccionados regulados en la normativa del tributo.

En segundo lugar, se modifica la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, para introducir una exención en el Impuesto sobre Hidrocarburos para los

productos energéticos destinados a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas. Este gravamen, que afecta principalmente a las centrales de ciclo combinado de gas natural, es trasladado a los precios finales en las horas en que esta tecnología fija los precios del mercado mayorista, por lo que su exención, que ya existía antes de la entrada en vigor de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, permitirá eliminar el efecto multiplicador de estos impuestos sobre los precios del mercado mayorista con carácter permanente, teniendo un impacto tanto mayor cuanto mayor sea el comportamiento marginal del gas natural en dicho mercado.

En la medida en que los impuestos anteriores son tenidos en cuenta a los efectos del cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se establece un mandato para la revisión de dichos parámetros con efectos inmediatos.

IX

El real decreto-ley constituye un instrumento constitucionalmente lícito, siempre que el fin que justifica la legislación de urgencia, sea, tal como reiteradamente ha exigido nuestro Tribunal Constitucional (sentencias 6/1983, de 4 de febrero, F. 5; 11/2002, de 17 de enero, F. 4, 137/2003, de 3 de julio, F. 3 y 189/2005, de 7 julio, F. 3), subvenir a una situación concreta, dentro de los objetivos gubernamentales, que por razones difíciles de prever requiere una acción normativa inmediata en un plazo más breve que el requerido por la vía normal o por el procedimiento de urgencia para la tramitación parlamentaria de las leyes, máxime cuando la determinación de dicho procedimiento no depende del Gobierno.

En su sentencia 142/2014, de 11 de septiembre (FJ 5), el Tribunal Constitucional recordó «la relevancia, desde la perspectiva del artículo 86.1 CE, de la ordenación de los procesos que se desarrollan en el sector energético» (SSTC 170/2012, de 4 de octubre, FJ 6; 233/2012, de 13 de diciembre, FJ 2; y 39/2013, de 14 de febrero, FJ 8). Así, en la última resolución afirmamos, con relación a la concurrencia de la situación de extraordinaria y urgente necesidad en la adopción de un Real Decreto-ley, que «la importancia del sector energético para el desarrollo de la actividad económica en general determina que su ordenación, introduciendo reformas en el mismo a fin de mejorar el funcionamiento de los distintos subsectores que lo integran, sea susceptible de constituir una necesidad cuya valoración entra dentro del ámbito de atribuciones que corresponde al Gobierno…»

En suma, y tal y como se ha justificado caso por caso, se considera que la adopción del conjunto de medidas contempladas en el presente real decreto-ley reúne, por su naturaleza y finalidad, las circunstancias de extraordinaria y urgente necesidad exigidas por el artículo 86 de la Constitución como presupuestos habilitantes para su aprobación. Extraordinaria y urgente necesidad derivadas de las razones expuestas de situación excepcional de elevados precios de la factura eléctrica y de protección de los consumidores, y cuya vigencia inmediata es imprescindible para que la modificación normativa pueda tener la eficacia que se pretende.

X

Este real decreto-ley se dicta en virtud de las competencias atribuidas al Estado en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y bases del régimen minero y energético por el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución. Por lo demás, y en relación con el bono social térmico, ha sido dictado al amparo del amparo de la soberanía financiera que tiene el Estado para asignar fondos públicos a una u otra finalidades (por todas, y como más reciente, STC 88/2018, de 19 de julio, F.J.4.ª).

Así, en relación con el primer título competencial, cabe recordar como para el Tribunal Constitucional son bases del sector eléctrico «la ordenación del suministro de electricidad y de gas, los derechos y obligaciones de los sujetos intervinientes, entre los que se encuentran la obligación de las empresas comercializadoras de suministrar la electricidad y el gas, el derecho a exigir el pago del suministro y a adoptar medidas respecto a los consumidores que estén en situación de impago», pues todo ello «incide directamente en la configuración del contenido del régimen jurídico de uno de los sujetos que intervienen en el sector eléctrico

y de gas, al afectar directamente a sus obligaciones y derechos, y también conciernen a la garantía del suministro al tener como finalidad introducir una causa de suspensión de la interrupción del mismo en caso de impago» (STC 62/2016, de 17 de marzo).

Por tanto, el establecimiento de derechos y obligaciones para los consumidores y empresas suministradoras, estableciendo un régimen homogéneo que asegura un tratamiento común en cuanto a las consecuencias derivadas del impago del suministro eléctrico y de gas en todo el territorio nacional es una regulación que le corresponde realizar al Estado con fundamento en su competencia sobre sector eléctrico.

Este real decreto-ley se adecua a la doctrina del Tribunal Constitucional con relación al alcance de las normas básicas en materia de energía respetando las competencias que, en su caso, se atribuyan a las Comunidades Autónomas en sus respectivos Estatutos de Autonomía.

Especialmente en materia de autoconsumo, el presente real decreto-ley modifica la normativa vigente para adecuarse a los dictados del Tribunal Constitucional en materia de registro de autoconsumo habilitando a las Comunidades Autónomas a crear y gestionar los correspondientes registros territoriales de autoconsumo.

Asimismo, al configurarse el Bono Social Térmico como una ayuda directa con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, y ser considerado por lo tanto como una actuación que cabe encuadrar en materia de asistencia social, competencia que ha sido asumida estatutariamente por todas las CC.AA., corresponde su gestión por ello a las CC.AA., sin perjuicio de la competencia del legislador estatal para establecer los criterios y metodología para el reparto y cálculo de la ayuda unitaria.

La presente norma se adecua a los principios de buena regulación establecidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

En su virtud, haciendo uso de la autorización contenida en el artículo 86 de la Constitución Española, a propuesta conjunta de la Ministra para la Transición Ecológica y la Ministra de Hacienda y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 5 de octubre de 2018,

DISPONGO:

TÍTULO I

Medidas de protección de los consumidores

CAPÍTULO I

Pobreza energética y consumidores vulnerables

Artículo 1. *Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética.*

1. La Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética se configura como un instrumento que permite abordar el fenómeno de la pobreza energética desde una perspectiva integral y con visión de largo plazo. Mediante esta Estrategia se realizará un diagnóstico y caracterización del problema, se diseñarán indicadores oficiales de medición, se establecerán objetivos de reducción de la pobreza energética en un horizonte a medio y largo plazo y se propondrán medidas concretas para la consecución de dichos objetivos, así como sus vías de financiación. En dicha Estrategia se tendrán especialmente en cuenta los umbrales de renta y la situación de vulnerabilidad de los colectivos afectados.

2. En el plazo de seis meses desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley, el Gobierno aprobará la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética que, partiendo de un diagnóstico de la situación de la pobreza energética, realice un análisis de la eficacia y eficiencia de los instrumentos existentes, establezca objetivos de reducción de la pobreza energética en el medio y largo plazo, y determine los ejes de actuación para su consecución, incluyendo la reforma, en su caso, de dichos mecanismos.

3. Para la elaboración de la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética, el Gobierno contará con la participación de las Comunidades Autónomas y las Entidades Locales, así como con la de los agentes y colectivos sociales afectados.

Artículo 2. *Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

Se modifica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en los siguientes aspectos:

Uno. Se modifican los párrafos primero y tercero del artículo 45.4 que quedan con la siguiente redacción:

> «4. El bono social y la asunción tanto de los impagos del artículo 52.4.k) de la presente ley como del coste de la cofinanciación del suministro de energía eléctrica de aquellos consumidores a los que resulte de aplicación lo previsto en el artículo 52.4.j) de la presente ley, serán considerados obligación de servicio público según lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.
>
> (…)
>
> Asimismo, y con el límite máximo que se establezca por orden de la Ministra para la Transición Ecológica, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, las citadas sociedades o grupos de sociedades asumirán la cuantía que deban aportar para cofinanciar con las Administraciones Públicas competentes el coste del suministro de los consumidores a que hacen referencia los párrafos j) y k) del artículo 52.4.»

Dos. Se añade un nuevo apartado r en el artículo 46.1 con el siguiente tenor:

> «r. La empresa comercializadora, en el supuesto de impago de la factura eléctrica, remitirá al órgano que designe cada Comunidad Autónoma, único para todo el ámbito territorial de la Comunidad Autónoma, el listado de los puntos de suministro de electricidad, en baja tensión, de hasta 10 kW de potencia contratada, a los que se haya requerido el pago para que puedan ser adoptadas las medidas necesarias que en su caso se consideren oportunas, conforme el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.»

Tres. Se modifica el apartado j) y se añade un nuevo apartado k) al artículo 52.4, que quedarán redactados como sigue:

> «j) En los términos y condiciones que se establezcan reglamentariamente, aquellos suministros a consumidores que tengan la condición de vulnerables severos acogidos a tarifas de último recurso y que estén siendo atendidos, respecto a estos suministros, por los servicios sociales de las Administraciones Públicas competentes por hallarse, en atención a su renta, en riesgo de exclusión social. Estos suministros se circunscribirán a personas físicas en su vivienda habitual. Todo lo anterior deberá ser acreditado mediante documento expedido por los servicios sociales de las referidas Administraciones Públicas.
>
> k) Aquellos suministros que incurran en impago de la factura eléctrica cuyo titular sea beneficiario del bono social y para su aplicación haya acreditado formar parte de una unidad familiar en la que haya al menos un menor de dieciséis (16) años, o bien el titular, o alguno de los miembros de la unidad familiar se encuentre en situación de dependencia reconocida de grado II o III, o bien tenga una discapacidad reconocida igual o superior al 33 %, todo ello en los términos establecidos en la normativa. La situación de vulnerabilidad social de estos colectivos deberá ser acreditada mediante documento expedido por los servicios sociales de las Administraciones Públicas competentes. Estos suministros se circunscribirán a personas físicas en su vivienda habitual.

En ningún caso podrá suspenderse el suministro de energía eléctrica a aquellas instalaciones cuyos servicios hayan sido declarados como esenciales de conformidad con esta ley.

Salvo en los supuestos previstos en los párrafos j) y k), en el caso de morosidad de los clientes que tengan suministros vinculados a servicios declarados como esenciales, las empresas distribuidoras o comercializadoras podrán aplicar recargos o afectar los pagos que perciban de dichos clientes al abono de las facturas correspondientes a estos servicios, con independencia del destino que el cliente, público o privado, hubiera atribuido a estos pagos.»

Cuatro. Se añaden los siguientes nuevos apartados en el artículo 64 con el siguiente tenor:

«49. Imponer injustificadamente condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de las solicitudes, o con la aplicación del bono social, cuando se cause un grave daño a los intereses generales.

50. La comisión reiterada de tres o más infracciones tipificadas como graves en el artículo 65 de esta ley.

51. El incumplimiento de la obligación de remitir en plazo a la Dirección General de Política Energética y Minas la información necesaria para determinar el importe de la ayuda del Bono Social Térmico y proceder a su pago, el envío incompleto de la misma, así como el incumplimiento de las obligaciones de información a los consumidores relativas al Bono Social Térmico.»

Cinco. Se añaden los siguientes nuevos apartados al artículo 65 con la siguiente redacción:

«40. Imponer injustificadamente condiciones, dificultades o retrasos en relación con la tramitación de las solicitudes, o con la aplicación del bono social, cuando se cause un grave perjuicio a los consumidores.

41. El incumplimiento del plazo máximo para comunicar al solicitante del bono social el resultado de las comprobaciones efectuadas para su aplicación, así como la omisión, en su caso, de la razón de la denegación.

42. La comisión reiterada de tres o más infracciones tipificadas como leves en el artículo 66 de esta Ley.»

Seis. Se añaden los siguientes nuevos apartados al artículo 66 con la siguiente redacción:

«12. El incumplimiento del plazo máximo para comunicar al solicitante del bono social la documentación acreditativa de la que adolezca su solicitud en el caso de que esta fuera incompleta, siempre y cuando se causara un perjuicio al solicitante.

13. Exigir al solicitante del bono social, la presentación de documentación o acreditación de requisitos adicionales no establecidos en la normativa reguladora del bono social.»

Siete. Se modifica el artículo 73.3 en los siguientes términos:

«3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ámbito de sus competencias, podrá imponer sanciones por la comisión de las infracciones administrativas siguientes:

a) Las tipificadas como muy graves en los párrafos 1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 15, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 42, 45, 46, 49, 50 y 51 del artículo 64.

b) Las tipificadas como graves a que se hace referencia en el párrafo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse de muy graves y, en particular, las tipificadas en los párrafos 1, 4, 5, 6, 13, 14, 15, 18, 19, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 30, 31, 32, 33, 34, 40, 41, 42 y 43 del artículo 65.

c) Las tipificadas como leves en los párrafos 1, 2, 3, 4, 5, 12, 13, 14 y 15 del artículo 66.»

Artículo 3. *Modificación del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.*

El Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, queda modificado como sigue:

Uno. El artículo 1.3 queda redactado de la siguiente manera:

«3. Definir el mecanismo de financiación y cálculo del bono social, así como del coste del suministro de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.»

Dos. La letra c) del apartado 2 del artículo 3.1 queda redactada como sigue:

«c) Que el propio consumidor y, en el caso de formar parte de una unidad familiar, todos los miembros de la misma que tengan ingresos, sean pensionistas del Sistema de la Seguridad Social por jubilación o incapacidad permanente, percibiendo la cuantía mínima vigente en cada momento para dichas clases de pensión, y no perciban otros ingresos cuya cuantía agregada anual supere los 500 euros.»

Tres. Se añaden sendos párrafos d) y e) en el artículo 3.3 con la siguiente redacción:

«d) Que el consumidor o alguno de los miembros de la unidad familiar se encuentre en situación de dependencia reconocida de grado II o III, conforme a lo establecido en la legislación vigente.

e) Que el consumidor acredite que la unidad familiar está integrada por un único progenitor y, al menos, un menor. A los únicos efectos de comprobación de esta circunstancia especial, el comercializador comprobará a través del libro de familia y del certificado de empadronamiento que no reside en la vivienda a cuyo suministro se encuentra ligado el bono social, un segundo progenitor.»

Cuatro. El artículo 6.3 pasa a tener la siguiente redacción:

«3. La TUR de aplicación al consumidor vulnerable será el precio resultante de aplicar un descuento del 25 por ciento en todos los términos que componen el PVPC.

En el caso del consumidor vulnerable severo, el descuento será del 40 por ciento.

En ambos casos, el descuento será aplicado teniendo en cuenta el límite de energía suministrada previsto para la facturación del término de energía del PVPC por periodo de facturación, calculado según se establece en el anexo I.

El descuento del 25 por ciento o, en su caso, del 40 por ciento, que corresponda aplicar en la factura sobre el término de energía del PVPC, se aplicará sobre el valor obtenido como resultado de multiplicar el importe que hubiese correspondido por facturación del término de energía del PVPC sin descuento, por la relación entre el límite máximo de energía en el periodo de facturación calculado según se establece en el anexo I y el consumo de energía total en dicho periodo de facturación.

La energía suministrada al consumidor vulnerable y vulnerable severo por encima de dicho límite en el periodo de facturación le será facturada al PVPC.»

Cinco. Se modifica el artículo 7.5 en los siguientes términos:

«5. Asimismo, en la citada solicitud tanto el titular del punto de suministro como los restantes miembros mayores de 14 años y con capacidad para obrar que, en su caso, integren la unidad familiar a la que pertenezca, darán su consentimiento expreso para que la comercializadora de referencia pueda recabar en cualquier momento información de las Administraciones correspondientes, bien de las autonómicas o locales cuyos servicios sociales estén atendiendo o vayan a atender al consumidor que cumpla los requisitos para ser vulnerable, bien de la Administración General del Estado, a través del Ministerio para la Transición Ecológica.

El consentimiento otorgado a la comercializadora de referencia en ningún caso implicará la autorización para tener acceso a información sobre las circunstancias especiales a), b), c) y d) que se recogen en el artículo 3.3.»

Seis. El artículo 13 queda redactado como sigue:

«Artículo 13. *Financiación del bono social y del coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley del Sector Eléctrico.*

1. Conforme establece el artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, el bono social será asumido por las matrices de los grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica, o por las propias sociedades que así lo hagan si no forman parte de ningún grupo societario. A estos efectos, la definición de grupo de sociedades será la establecida en el artículo 42 del Código de Comercio, publicado por Real Decreto de 22 de agosto de 1885.

2. Del mismo modo, de acuerdo con lo dispuesto en el referido artículo de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, las citadas sociedades o grupos de sociedades asumirán, tanto el coste derivado de los impagos a que hace referencia el artículo 52.4.k como las cuantías que resulten de aplicar lo dispuesto en el artículo 12 para cofinanciar con las administraciones autonómicas o locales correspondientes el coste del suministro de electricidad de los consumidores en riesgo de exclusión social.

3. Las Administraciones Públicas no se considerarán sujetos obligados a financiar el bono social, ni los impagos del artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, ni el coste de la cofinanciación del suministro de electricidad de energía eléctrica de los consumidores en riesgo de exclusión social. Sí serán considerados como tales sujetos obligados las sociedades mercantiles de titularidad pública y las empresas participadas por las Administraciones Públicas que desarrollen la actividad de comercialización.

4. En el caso de empresas participadas por más de una sociedad matriz con obligación de asumir el coste del bono social y el coste de la cofinanciación del suministro de electricidad de energía eléctrica de los consumidores en riesgo de exclusión social, se asignarán a dichas sociedades matrices el número de clientes, de forma proporcional a su participación.

Este mismo criterio será de aplicación en el caso de empresas participadas por una sociedad matriz con obligación de asumir dichos costes y otros sujetos sin la obligación de financiarlos.

Si la empresa participada fuese, a su vez, sujeto obligado sólo tendrá la obligación sobre el porcentaje de clientes o suministro de electricidad no incluidos en las participaciones ya contabilizadas.»

Siete. En el artículo 14, además del coste de la cofinanciación del suministro de electricidad de energía eléctrica de los consumidores en riesgo de exclusión social, se incluirá el de los consumidores definidos en el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. La redacción queda de la siguiente manera:

«Artículo 14. *Método de cálculo de los porcentajes de reparto.*

1. El porcentaje de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social, a la cofinanciación del suministro de electricidad de energía eléctrica de los consumidores en riesgo de exclusión social y el coste de los consumidores definidos en el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, será calculado anualmente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, el porcentaje de reparto de las cantidades a financiar se calculará para cada sociedad o grupo de sociedades de forma proporcional a la cuota de clientes a los que suministre energía eléctrica, como la relación entre un término que será el valor medio anual de clientes que corresponda a cada uno de los

sujetos obligados, y otro término que corresponderá a la suma de todos los valores medios anuales de clientes del conjunto de sociedades comercializadoras.

En los grupos societarios de los que forme parte más de una comercializadora de energía eléctrica, el cálculo de la cuota de clientes a los que se suministra energía eléctrica se obtendrá agregando las cuotas individuales de cada una de estas.

2. Para realizar el cálculo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia seguirá el siguiente método:

a) Solicitud de información. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia requerirá información a las empresas que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica, a efectos de determinar si dichas empresas en el último año completo, natural o móvil, disponible en el momento en que dicha Comisión elabore la propuesta de porcentajes de reparto:

1.º Son sociedad matriz de un grupo de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica.

2.º Forman parte de un grupo de sociedades en el que sociedades del grupo realicen la actividad de comercialización de energía eléctrica.

Las empresas a las que se solicitará información serán aquellas que pudieran encontrarse en cualquiera de las situaciones descritas en los dos párrafos anteriores.

Asimismo, se podrá requerir cualquier otra información necesaria a fin de poder determinar la participación de las sociedades en alguna de estas actividades.

b) Contraste de la información obtenida. Una vez obtenida la información requerida de acuerdo con el párrafo a) anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia contrastará la información declarada por cada una de las sociedades con la información de la que disponga dicha Comisión para el ejercicio de sus competencias.

En el caso de que, como consecuencia de la comprobación realizada, sea necesario tomar en consideración datos que difieran de los aportados por las sociedades o se tengan en cuenta otros distintos, la citada Comisión tomará la información que considere adecuada, justificándolo y sin perjuicio de que esta circunstancia se ponga de manifiesto a los interesados.

c) Identificación de sociedades. Una vez analizada la información disponible, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia identificará a las sociedades matrices de los grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica, o a las propias sociedades que así lo hagan si no forman parte de ningún grupo societario, que deben asumir las cantidades relativas al bono social, a la cofinanciación del suministro de electricidad de energía eléctrica de los consumidores en riesgo de exclusión social y el coste de los consumidores definidos en el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, utilizando como criterio lo dispuesto en el artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en el artículo 13 de este real decreto.

d) Cálculo del porcentaje de financiación. Identificadas las sociedades, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calculará del porcentaje de financiación del bono social, de la cofinanciación del suministro de electricidad de energía eléctrica de los consumidores en riesgo de exclusión social y el coste de los consumidores definidos en el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, aplicable a cada matriz del grupo empresarial o, en su caso, sociedad, correspondientes al último año completo, natural o móvil, de acuerdo con la información que se disponga según el apartado anterior, de forma proporcional a la cuota de clientes a los que suministre energía eléctrica, como la relación entre un término que será el valor medio anual de clientes que corresponda a cada uno los sujetos obligados, y otro término que corresponderá a la suma de todos los valores medios anuales de clientes del conjunto de sociedades comercializadoras.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá solicitar los datos e informaciones que resulten necesarios para la aplicación de lo previsto en el presente real decreto, que deberán ser proporcionados por las sociedades, en los

términos y plazos que se establezcan, rigiéndose su incumplimiento por la normativa aplicable, en concreto, por las disposiciones de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Para ello, la citada Comisión podrá, en el ejercicio de sus funciones y, en concreto, en virtud del artículo 7, apartado 36 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, dictar las oportunas instrucciones de desarrollo y de ejecución del presente real decreto.

4. Con el fin de asegurar la adecuación del reparto a las concretas circunstancias del sector y posibilitar su público conocimiento y eventual control, la referida Comisión publicará en su página web, antes del 10 de noviembre de cada año, la siguiente información, referida al periodo considerado:

a) La relación de grupos de sociedades o, en su caso, sociedades, que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica que cumplan los requisitos previstos en el artículo 45 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y el artículo 13.

b) Las medias anuales del número de clientes de las citadas sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica y los porcentajes que resultan para cada una de ellas en la propuesta de reparto.

5. Una vez identificadas las matrices de los grupos empresariales o en su caso sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica que deben asumir el coste del bono social, el coste de la cofinanciación del suministro de electricidad de energía eléctrica de los consumidores en riesgo de exclusión social y el de los consumidores definidos en el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y realizado asimismo el cálculo del porcentaje de reparto de las cantidades relativas a ambos costes, la citada Comisión remitirá su propuesta al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital antes de 1 de diciembre del año anterior al que corresponda fijar los porcentajes para su aprobación por orden del Ministro que será publicada en el “Boletín Oficial del Estado”.»

Ocho. Los apartados 2 y 3 del artículo 15 quedarán redactados como sigue:

«2. La empresa comercializadora de referencia declarará, en los mismos plazos establecidos para el bono social en el artículo 9.5, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las cantidades abonadas por las Administraciones de las Comunidades Autónomas y de las Entidades Locales correspondientes para los consumidores en riesgo de exclusión social, así como las cantidades asumidas en concepto de coste de los suministros de los consumidores a que hace referencia el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

3. La comercializadora de referencia sólo declarará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las cantidades correspondientes a la cofinanciación una vez haya sido abonada la factura correspondiente por la administración autonómica o local y haya sido emitido el correspondiente certificado de pago.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en los mismos plazos y condiciones análogas a las de las liquidaciones efectuadas para el bono social, procederá a abonar a la empresa comercializadora de referencia tanto las cantidades que haya asumido del coste de cofinanciación en estos casos, hasta el límite anual que se establezca por orden del Ministro para la Transición Ecológica previo acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos, como el coste asumido como consecuencia del coste del suministro a los consumidores a que hace referencia el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.»

Nueve. El artículo 16 quedará modificado como sigue:

«Artículo 16. *Regularización de las cantidades a financiar.*

1. A fin de garantizar la correcta aplicación de lo previsto en el presente capítulo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá regularizar las cantidades aportadas por los distintos sujetos reconociendo, en su caso, los derechos de cobro u obligaciones de pago que correspondan.

2. A estos efectos, las cuantías derivadas de los porcentajes de reparto establecidos en la correspondiente orden ministerial según lo dispuesto en el artículo 14.5 que dejen de ser aportadas por comercializadoras que hayan cesado en su actividad o que hayan sido inhabilitadas para el ejercicio de la misma, serán asumidas por el resto de sujetos obligados. Esta regularización se llevará a cabo en el mismo plazo que la última liquidación del sistema eléctrico antes de la de cierre y posteriormente, si fuera necesario, en una liquidación realizada al mismo tiempo que la liquidación de cierre. En el caso de que, tras efectuarse dichas liquidaciones, queden cantidades pendientes de ser aportadas, éstas serán asumidas por los sujetos obligados en virtud de la orden ministerial que sea publicada para la financiación del bono social, de la cofinanciación de la energía eléctrica suministrada a los consumidores en riesgo de exclusión social y la financiación de los suministros de los consumidores a que hace referencia el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del año siguiente, atendiendo en lo referente al reparto de porcentajes a lo dispuesto en el artículo 14.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia informará al Ministerio para la Transición Ecológica y dará publicidad e información de manera transparente en su página web relativa a dicha regularización.»

Diez. El artículo 17 queda redactado con el siguiente tenor:

«Artículo 17. *Carácter revisable del mecanismo de financiación.*

De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el Gobierno revisará al menos cada cuatro años el mecanismo de financiación del bono social, el coste de la cofinanciación del suministro de electricidad de energía eléctrica de los consumidores en riesgo de exclusión social y el coste de los suministros de los consumidores a que hace referencia el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.»

Once. El artículo 20 queda redactado como sigue:

«Artículo 20. *No suspensión del suministro de electricidad al consumidor en riesgo de exclusión social ni al consumidor a que hace referencia el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.*

El suministro de electricidad del consumidor que tenga la condición de vulnerable severo acogido a la correspondiente TUR y que esté siendo atendido, respecto a su suministro de electricidad, por los servicios sociales de una Administración autonómica o local, en virtud de lo dispuesto en el artículo 52.4.j) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, no podrá ser suspendido cuando la administración autonómica o local cuyos servicios sociales estén atendiendo al consumidor asuma al menos el 50 por ciento del importe de su factura a PVPC previo a la aplicación del descuento por bono social, y el pago sea efectuado y acreditado mediante el correspondiente certificado ante el comercializador de referencia en el plazo de cinco meses desde la emisión de la factura.

Tampoco podrá ser suspendido el suministro del consumidor que incurra en impago de la factura eléctrica cuando sea beneficiario del bono social y para su aplicación haya acreditado formar parte de una unidad familiar, en los términos establecidos en la normativa, en la que haya al menos un menor de 16 años, o cuando el consumidor beneficiario del bono social o alguno de los miembros de la unidad familiar a la que pertenezca se encuentre en situación de dependencia reconocida de grado II o III, o tenga una discapacidad reconocida igual o superior al 33 %, según se recoge en el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y se acredite la vulnerabilidad social de estos colectivos mediante documento expedido por los servicios sociales de las Administraciones Públicas competentes.»

Doce. El anexo I pasa a quedar redactado del siguiente modo:

«ANEXO I

Límite de energía en cada periodo de facturación sobre la que se aplicará el descuento en el término de facturación de energía del PVPC del consumidor acogido al bono social

1. Para cada periodo de facturación, el límite máximo de energía al que hace referencia el artículo 6 al que será aplicado el descuento sobre el término de facturación de energía del PVPC, calculado conforme a lo dispuesto en el artículo 8 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, que resulte de aplicación al consumidor acogido al bono social, dependiendo de la situación de la unidad familiar a la que pertenezca, se calculará de acuerdo con los siguiente:

a) El comercializador de referencia prorrateará la energía anual máxima recogida en la tabla del apartado 2 entre el número de días que conformen el período de facturación.

b) A la cantidad de energía obtenida según el apartado anterior para el periodo de facturación, se añadirá la energía no consumida con derecho a descuento de los periodos de facturación correspondientes a los doce meses completos anteriores.

2. En la factura se informará de forma separada el consumo facturado con derecho a descuento y el consumo que excede del límite, y que por tanto no será objeto de descuento en factura.

Categorías	Límites máximos al consumo – kWh
Unidad familiar sin menores /demandante individual	1.380
Unidad familiar con un menor	1.932
Unidad familiar con dos menores	2.346
Unidad familiar familias numerosas	4.140
Unidad familiar /demandante individual-pensionistas (cuantía mínima)	1.932»

Trece. Se modifica el anexo VII, que queda redactado como sigue:

«ANEXO VII

Modelo de Renuncia a la aplicación del bono social

Mediante la firma del presente documento, como titular del contrato de suministro de energía eléctrica con la empresa [incluir nombre de comercializadora de referencia], RENUNCIO expresamente a la aplicación del bono social y, por tanto, renuncio al correspondiente descuento en la factura sobre el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) a la que tendría derecho si yo, o mi unidad familiar, cumpliese alguno de los requisitos siguientes:

– Cumplir los umbrales de renta establecidos, teniendo en cuenta la posible concurrencia de las circunstancias especiales que aumentan dichos umbrales (discapacidad reconocida igual o superior al 33 %, acreditar la situación de violencia de género, condición de víctima de terrorismo, en situación de dependencia de grado II o III o unidad familiar integrada por un único progenitor y, al menos, un menor).

– Estar en posesión del título de familia numerosa.

– Ser pensionista, o que todos los miembros de la unidad familiar lo sean, del Sistema de la Seguridad Social por jubilación o incapacidad permanente, percibiendo la cuantía mínima vigente en cada momento para dichas clases de pensión, y no percibiendo otros ingresos cuya cuantía agregada anual supere los 500 euros.

Lugar y fecha

Firmado,

[Incluir datos del consumidor]»

Artículo 4. *Modificación de la Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.*

La Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica se modifica en los siguientes términos:

Uno. En el apéndice I y en el apéndice II del anexo I, en el inciso «para acreditar el cumplimiento de los requisitos, aporta:», los párrafos siguientes:

«– Si se ha marcado la casilla correspondiente al cumplimiento de alguna de las circunstancias especiales que se recogen en el artículo 3.3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, aporta:

Certificado u otro documento acreditativo válido de los servicios sociales del órgano competente o del órgano designado por la Comunidad Autónoma.»

Se sustituyen por los párrafos:

> «– Si se ha marcado la casilla correspondiente al cumplimiento de alguna de las circunstancias especiales que se recogen en el artículo 3.3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, aporta:
>
> Certificado u otro documento acreditativo válido de los servicios sociales del órgano competente designado para la Comunidad Autónoma en caso de cumplir alguna de las circunstancias especiales recogidas en los apartados a), b), c) o d) del artículo 3.3 del Real Decreto 897/2017 de 6 de octubre.
>
> Fotocopia del libro de familia y del certificado de empadronamiento en caso de cumplir la circunstancia especial recogida en el artículo 3.3 e).»

Dos. En el apéndice I y en el apéndice II del anexo I, en el inciso «Requisitos necesarios para ser consumidor vulnerable», los párrafos siguientes:

«c) Que el propio consumidor y, en el caso de formar parte de una unidad familiar, todos los miembros de la misma que tengan ingresos, sean pensionistas del Sistema de la Seguridad Social por jubilación o incapacidad permanente, y perciban por ello la cuantía mínima vigente en cada momento para dichas clases de pensión, y no perciban otros ingresos cuya cuantía agregada anual supere los 500 euros.

Los multiplicadores de renta respecto del índice IPREM de 14 pagas establecidos en el apartado a) se incrementarán, en cada caso, en 0,5, siempre que concurra alguna de las siguientes circunstancias especiales (artículo 3.3 del real decreto mencionado):

– Que el consumidor o alguno de los miembros de la unidad familiar tenga discapacidad reconocida igual o superior al 33 %.

– Que el consumidor o alguno de alguno de los miembros de la unidad familiar acredite la condición de víctima de violencia de género, conforme a lo establecido en la legislación vigente.

– Que el consumidor o alguno de los miembros de la unidad familiar tenga la condición de víctima de terrorismo, conforme a lo establecido en la legislación vigente.»

Se sustituyen por los párrafos:

> «c) Que el propio consumidor y, en el caso de formar parte de una unidad familiar, todos los miembros de la misma que tengan ingresos, sean pensionistas del Sistema de la Seguridad Social por jubilación o incapacidad permanente, y perciban por ello la cuantía mínima vigente en cada momento para dichas clases de pensión y no perciban otros ingresos cuya cuantía agregada anual supere los 500 euros.

Los multiplicadores de renta respecto del índice IPREM de 14 pagas establecidos en el apartado a) se incrementarán, en cada caso, en 0,5, siempre que concurra alguna de las siguientes circunstancias especiales (artículo 3.3 del real decreto mencionado):

– Que el consumidor o alguno de los miembros de la unidad familiar tenga discapacidad reconocida igual o superior al 33 %.

– Que el consumidor o alguno de alguno de los miembros de la unidad familiar acredite la condición de víctima de violencia de género, conforme a lo establecido en la legislación vigente.

– Que el consumidor o alguno de los miembros de la unidad familiar tenga la condición de víctima de terrorismo, conforme a lo establecido en la legislación vigente.

– Que el consumidor o alguno de los miembros de la unidad familiar se encuentre en situación de dependencia reconocida de grado II o III, conforme a lo establecido en la legislación vigente.

– Que el consumidor acredite que la unidad familiar está integrada por un único progenitor y, al menos, un menor.»

Artículo 5. *Bono Social Térmico.*

1. Se crea el programa de concesión directa de ayudas destinadas a paliar la pobreza energética en consumidores vulnerables, en lo que respecta a energía destinada a calefacción, agua caliente sanitaria o cocina, denominado Bono Social Térmico.

2. La ayuda a conceder tiene como finalidad compensar gastos necesarios para garantizar el suministro de energía para usos térmicos o el apoyo a actuaciones de ahorro o mejoras de la eficiencia energética a los consumidores vulnerables.

Artículo 6. *Compatibilidad con otras modalidades de ayuda.*

Esta ayuda es compatible con la percepción de otras subvenciones, ayudas, ingresos o recursos para la misma finalidad procedentes de cualesquiera Administraciones o entes públicos o privados, nacionales o internacionales, de las que pudieran beneficiarse los destinatarios de la ayuda. Asimismo, será compatible con la percepción del Bono Social de Electricidad.

Artículo 7. *Financiación del Bono Social Térmico.*

1. El Bono Social Térmico se financiará con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

2. El otorgamiento de ayudas en concepto de Bono Social Térmico estará condicionado a la existencia de disponibilidad presupuestaria y, en todo caso, sujeta al límite de disponibilidad presupuestaria fijado en cada año en la Ley de Presupuestos Generales del Estado para este concepto.

Artículo 8. *Beneficiarios.*

En cada ejercicio serán beneficiarios del Bono Social Térmico aquellos consumidores que sean beneficiarios del bono social de electricidad previsto en el artículo 45 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, a 31 de diciembre del año anterior.

Artículo 9. *Criterios de distribución de la ayuda del Bono Social Térmico entre los beneficiarios.*

1. La cantidad consignada en la partida presupuestaria con cargo a la que se financie el Bono Social Térmico en cada ejercicio presupuestario se distribuirá, entre todos los beneficiarios del artículo 8, **mediante la concesión de un pago único anual.**

Téngase en cuenta que se declara inconstitucional y nulo el inciso destacado del apartado 1 por Sentencia del TC 134/2020, de 23 de septiembre. Ref. BOE-A-2020-13463

2. La cuantía a percibir por cada beneficiario se determinará atendiendo a su grado de vulnerabilidad según se defina en la normativa reguladora del bono social eléctrico, así como a la zona climática en la que se localice la vivienda en la que se encuentre empadronado, todo ello en aplicación de la metodología contemplada en el anexo I del presente real decreto-ley.

Artículo 10. *Procedimiento para la determinación y pago del importe de la ayuda.*

1. El número total de beneficiarios del Bono Social Térmico se determinará, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 8, atendiendo al número total de consumidores que sean beneficiarios del Bono Social de Electricidad previsto en el artículo 45 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, a 31 de diciembre del año anterior.

2. La gestión y el pago de las ayudas corresponderá a las Comunidades Autónomas y a las Ciudades con Estatuto de Autonomía. A estos efectos, el Ministerio para la Transición Ecológica, **a partir de la información a que hace referencia el artículo 11**, calculará la distribución territorial del presupuesto disponible en el ejercicio para este fin y transferirá los importes a las Administraciones competentes para su pago, **junto con la información de los beneficiarios y los importes que les corresponden de acuerdo con lo previsto en los apartados anteriores.**

3. Las Comunidades Autónomas y Ciudades con Estatuto de Autonomía realizarán el pago de la ayuda a los beneficiarios **durante el primer trimestre del año**, en la forma que estimen más procedente de acuerdo a sus procedimientos, organización y el colectivo de beneficiarios, garantizando en todo caso la posibilidad de renuncia a la ayuda por parte de los beneficiarios que así lo soliciten.

Téngase en cuenta que se declaran inconstitucionales y nulos los incisos destacados de los apartados 2 y 3 por Sentencia del TC 134/2020, de 23 de septiembre. Ref. BOE-A-2020-13463

4. En las comunicaciones y procedimientos que las Administraciones competentes para la gestión y el pago establezcan en relación al Bono Social Térmico, se especificará con claridad que la ayuda es otorgada con cargo al presupuesto del Ministerio para la Transición Ecológica.

5. Las Comunidades Autónomas y Ciudades con Estatuto de Autonomía podrán ampliar la cuantía otorgada con cargo a sus propios presupuestos, debiendo especificarse el porcentaje de cofinanciación de las Administraciones participantes en las comunicaciones a que se refiere el apartado anterior.

6. Una vez realizado el pago, las Comunidades Autónomas y Ciudades con Estatuto de Autonomía remitirán en el primer semestre del año un informe a la Secretaría de Estado de Energía detallando las ayudas otorgadas, las renuncias registradas, el grado de cofinanciación que, en su caso, se haya producido y los remanentes que se pudieran haber generado, a los efectos de su consideración en el cálculo del reparto del siguiente ejercicio.

Artículo 11. *Obligaciones de los Comercializadores de Referencia.*

(Anulado)

CAPÍTULO II

Otras medidas de protección de los consumidores de electricidad

Artículo 12. *Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

Se modifica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico en los siguientes aspectos:

Uno. Se añaden los siguientes apartados al artículo 46 con la siguiente redacción:

«s) Las comercializadoras eléctricas no podrán realizar publicidad no solicitada en visitas domiciliarias sobre sus productos, excepto en el caso de que el destinatario haya solicitado por iniciativa propia recibir información sobre el servicio por dicho medio. La entidad anunciante será considerada la responsable del cumplimiento del presente apartado.

t) Las comercializadoras eléctricas no podrán realizar prácticas de contratación en los domicilios de los clientes de forma directa, salvo que exista una petición expresa por parte del cliente y a propia iniciativa para establecer la cita.»

Dos. Se modifica el artículo 47.2 con la siguiente redacción:

«2. En caso de que un comercializador incumpla alguno de los requisitos exigidos para el ejercicio de su actividad, el órgano competente del Ministerio para la Transición Ecológica podrá, previa la tramitación de un procedimiento en el que se garantice la audiencia del interesado, declarar la extinción de la habilitación para actuar como comercializador durante el plazo máximo de un año, en los términos que se desarrollen reglamentariamente.

En estos casos, la Ministra para la Transición Ecológica podrá determinar, previo trámite de audiencia y de forma motivada, objetiva y transparente, el traspaso de los clientes de dicho comercializador a un comercializador de referencia, y las condiciones de suministro de dichos clientes.»

Tres. Se añade un apartado 3 en el artículo 50 con el siguiente tenor:

«3. Por real decreto del Consejo de Ministros se regularán los términos y condiciones en los que los comercializadores de energía eléctrica podrán acceder a determinada información relativa al consumo y la potencia demandada de los consumidores con la finalidad de que puedan ofrecerles actuaciones tendentes a favorecer la gestión de demanda, optimizar la contratación, u otro tipo de medidas de eficiencia energética, bien directamente, o bien a través de empresas de servicios energéticos, respetando en todo caso la protección de datos de carácter personal.»

Cuatro. Se añade un apartado al artículo 65 con la siguiente redacción:

«43. El incumplimiento por parte de los comercializadores de las obligaciones establecidas en la normativa relativas a prácticas de contratación y relación con los clientes.»

Artículo 13. *Modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.*

Se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en los siguientes aspectos:

Uno. Se añaden los siguientes apartados al artículo 81.2 con la siguiente redacción:

«r) Los comercializadores de gas natural no podrán realizar publicidad no solicitada en visitas domiciliarias sobre sus productos, excepto en el caso de que el destinatario haya solicitado por iniciativa propia recibir información sobre el servicio por dicho medio. La entidad anunciante será considerada la responsable del cumplimiento del presente apartado.

s) Los comercializadores de gas natural no podrán realizar prácticas de contratación en los domicilios de los clientes de forma directa, salvo que exista una petición expresa por parte del cliente y a propia iniciativa para establecer la cita.»

Dos. Se añade un nuevo párrafo al final del artículo 85 con la siguiente redacción:

«Por real decreto del Consejo de Ministros se regularán los términos y condiciones en los que los comercializadores de gas natural podrán acceder a determinada información relativa al consumo de los consumidores con la finalidad de que puedan ofrecerles actuaciones tendentes a favorecer la gestión de demanda u otro tipo de medidas de eficiencia energética, bien directamente, o bien a través de empresas de servicios energéticos, respetando en todo caso la protección de datos de carácter personal.»

Tres. Se añade un apartado al artículo 110 con la siguiente redacción:

«ao) El incumplimiento por parte de los comercializadores de las obligaciones establecidas en la normativa relativas a prácticas de contratación y relación con los clientes.»

Cuatro. El artículo 116.3.b) queda redactado como sigue:

«b) Las tipificadas como graves a que se hace referencia en el párrafo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse como muy graves y, en particular, las tipificadas en los párrafos c), d), f), k), l), m), n), o), p), s), t), u), v), w), ad), ae), af), ag) y bg) del artículo 110.»

Artículo 14. *Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*

Uno. Se añaden dos nuevos apartados 3 bis y 3 ter en el artículo 73, en los siguientes términos:

«3 bis. La compra de energía para los consumidores en el mercado es un requisito de capacidad técnica y económica cuyo cumplimiento será verificado a través de los informes de seguimiento de Red Eléctrica de España, S.A., como operador del sistema.

3 ter. El pago de los peajes de acceso a la red y de los cargos es un requisito de capacidad económica que se acreditará conforme a derecho.»

Dos. Se modifica el artículo 83.5, que queda redactado como sigue:

«5. No obstante lo anterior, para los incrementos de potencia de los contratos en baja tensión cuya antigüedad sea superior a veinte años, las empresas distribuidoras deberán proceder a la verificación de las instalaciones, autorizándose a cobrar, en este caso, los derechos de verificación vigentes, no siendo exigible en otro tipo de modificaciones. Si efectuada dicha verificación se comprobase que las instalaciones no cumplen las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias, la empresa distribuidora deberá exigir la adaptación de las instalaciones y la presentación del correspondiente boletín del instalador.»

Artículo 15. *Modificación del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.*

Se modifica el artículo 20.2 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, en los términos siguientes:

«2. Los comercializadores de referencia deberán informar en todas sus facturas a los consumidores que cumplan las condiciones para acogerse a los precios voluntarios para el pequeño consumidor de las opciones de contratación existentes, y de la obligación de dichos comercializadores de suministrarles de acuerdo a lo dispuesto en la normativa de aplicación.

Adicionalmente, en cada período de facturación deberán incluir en la factura de cada consumidor que tenga contratado el PVPC el importe al que hubiera ascendido de haberse aplicado el resto de modalidades de discriminación horaria asociadas a los peajes de acceso que puede contratar el consumidor con derecho a PVPC.

Asimismo, detallarán en sus facturas las referencias a las páginas web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia donde se encuentre el listado de todas empresas comercializadoras, tanto de referencia como en mercado libre, indicando sus teléfonos gratuitos y páginas web, y deberán incluir en todas las facturas la referencia a la página web donde se recogerá la información relativa a los requisitos que deben cumplir para tener derecho a la tarifa de último recurso los consumidores vulnerables con derecho a la aplicación del bono social y los datos del servicio de atención donde obtener dicha información.

Toda la nueva información que se recoge en este artículo deberá aparecer con el mismo tamaño de letra y la misma relevancia que la de las partes principales de la factura.»

Artículo 16. *Modificación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.*

El Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, se modifica en los aspectos siguientes:

Uno. Se modifica el párrafo 1.º del artículo 5.4, que queda redactado en los siguientes términos:

«1.º El consumidor o su mandatario, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, podrá elegir la tarifa y modalidad que estime más conveniente a sus intereses entre las oficialmente autorizadas para el uso de las redes por el suministro de energía que el mismo desee demandar, siempre que cumpla las condiciones establecidas en el presente Real Decreto. Asimismo, el consumidor podrá elegir la potencia a contratar, debiendo ajustarse, en su caso, a los escalones correspondientes a los de intensidad normalizados para los aparatos de control.

No obstante, lo anterior, el consumidor podrá contratar la potencia en múltiplos de 0,1 kW siempre que la potencia contratada no supere los 15 kW y disponga de contador que permitan la discriminación horaria y la telegestión.»

Dos. Se modifica el artículo 7.1 en los siguientes términos:

«1. Tarifas 2.0A y 2.1.A: tarifas simples para baja tensión. Se podrán aplicar a cualquier suministro en baja tensión, con potencia contratada no superior a 15 kW.

Los suministros acogidos a estas tarifas podrán optar por la modalidad de tarifa de acceso con discriminación horaria (2.0.DHA, 2.0.DHS y 2.1.DHA).

En estas modalidades se aplican precios diferenciados para la energía consumida en cada uno de los dos (punta y valle) o tres periodos (punta, llano y valle).

En cualquier caso, para estos suministros la potencia a contratar será la máxima potencia prevista a demandar considerando tanto las horas punta como las horas llano y valle.»

Tres. Se modifica el artículo 7.4 que queda redactado con el siguiente tenor:

«4. Peaje de acceso 6: peajes de acceso generales para alta tensión. Serán de aplicación a cualquier suministro en tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV con potencia contratada en alguno de los períodos tarifarios superior a 450 kW y a cualquier suministro en tensiones superiores a 36 kV, en el escalón de tensión que corresponda en cada caso, excepto el peaje de conexiones internacionales que se aplicará a las exportaciones de energía y a los tránsitos de energía no contemplados en el artículo 1.3 del presente real decreto.

Este peaje se diferenciará por niveles de tensión y estará basado en seis períodos tarifarios en que se dividirá la totalidad de las horas anuales.

A estos peajes de acceso les será de aplicación la facturación por energía reactiva, en las condiciones fijadas en el artículo 9.3.

Las potencias contratadas en los diferentes períodos serán tales que la potencia contratada en un período tarifario (Pn+1) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el período tarifario anterior (Pn).

Sus modalidades, en función de la tensión de servicio, son:

Nivel de tensión	Peaje
>= 1 kV y < 30 kV	6.1A
>= 30 kV y < 72,5 kV	6.2
>= 72,5 kV y < 145 kV	6.3
>= 145 kV	6.4
Conexiones internacionales	6.5

Cuatro. Se modifica el artículo 9, apartado 1.2.a).1, en los siguientes términos:

«1. Tarifa 2.0 y 2.1: En los suministros con contadores que permitan la discriminación horaria y la telegestión el control de la potencia demandada se realizará mediante la apertura del elemento de corte del contador de energía instalado tarado a la correspondiente potencia o potencias contratadas.

En los puntos de suministro donde no se disponga de contador que permitan la discriminación horaria y la telegestión, el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación del interruptor de control de potencia (ICP) tarado al amperaje correspondiente a la potencia contratada.

Alternativamente, en aquellos casos en que, por las características del suministro, éste no pueda ser interrumpido, el consumidor podrá optar a que la determinación de la potencia que sirva de base para la facturación se realice por maxímetro. En estos casos la potencia contratada no podrá ser inferior a la potencia que, en su caso, figure en el Boletín de Instalador para los equipos que no puedan ser interrumpidos. En todos los casos, los maxímetros tendrán un período de integración de 15 minutos.»

Cinco. Se modifica el artículo 9, apartado 1.2.b).1, en los siguientes términos:

«1. Tarifa 2.0 y 2.1: la potencia a facturar en cada período tarifario será la potencia contratada, en el caso en el que el control de potencia se realice con un interruptor de control de potencia o, en su caso, mediante el contador que permita la discriminación horaria y la telegestión, o según la fórmula que se establece en el punto 1.2.b.2 del presente artículo, si dicho control de potencia se realiza por medio de maxímetro.»

Seis. Se modifica el artículo 9.3 en los siguientes términos:

«3. Término de facturación de energía reactiva. –El término de facturación por energía reactiva será de aplicación para todos los consumidores excepto para los suministros acogidos a los peajes 2.0 y 2.1. Los consumidores a los que se les facture el término de energía reactiva deberán disponer del contador de energía reactiva permanentemente instalado.

Este término se aplicará sobre todos los períodos tarifarios, excepto en el período 3, para las tarifas 3.0A y 3.1A, y en el período 6, para las tarifas 6, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por 100 del consumo de activa durante el período de facturación considerado (cos ψ < 0,95) y únicamente afectará a dichos excesos.

El precio de kVArh de exceso se establecerá en céntimos de euro/kVArh.

Para la determinación de su cuantía, se deberá disponer del contador de energía reactiva instalado.

Las facturaciones que obtengan las empresas distribuidoras por este término no estarán sujetas al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, quedando en poder de cada una de ellas, y se dedicarán a las acciones necesarias para cumplir los requisitos de control de tensión exigidos a las empresas distribuidoras respecto a la red de transporte, para lo cual deberán presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas, dentro

de los tres primeros meses de cada año, un Plan de Actuaciones para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá recabar cuanta información sea necesaria y realizar las comprobaciones que estime oportunas, bien directamente o a través de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para garantizar la correcta dedicación de dichas recaudaciones.

Las condiciones particulares que se establecen para la aplicación de este término, así como las obligaciones en relación con el mismo, son las siguientes:

a) Corrección obligatoria del factor de potencia: Cuando un consumidor con potencia contratada superior a 15 KW tenga un consumo de energía reactiva superior a 1,5 veces el de energía activa en tres o más mediciones, la empresa distribuidora que le suministra podrá comunicarlo al organismo competente de la Comunidad Autónoma, quien podrá establecer al consumidor un plazo para la mejora de su factor de potencia y, si no se cumpliera el plazo establecido, podrá llegar a ordenar la suspensión del ejercicio del derecho al acceso a las redes en tanto no se mejore la instalación en la medida precisa».

Artículo 17. *Modificación del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.*

Se añade un cuarto párrafo en el artículo 7.2, del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión, con la siguiente redacción:

«Adicionalmente, las empresas comercializadoras no podrán acceder a la información del apartado ac), quedando accesible para la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ejercicio de sus funciones.»

TÍTULO II

Autoconsumo de electricidad

Artículo 18. *Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se modifica de la siguiente manera:

Uno. Se modifica el artículo 9, el cual queda redactado como sigue:

«Artículo 9. *Autoconsumo de energía eléctrica.*

1. A los efectos de esta Ley, se entenderá por autoconsumo el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.

Se distinguen las siguientes modalidades de autoconsumo:

a) Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes. Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto consumidor.

b) Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes. Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.

2. Reglamentariamente se desarrollará el concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo. En todo caso se entenderán como tales las que estén conectadas en la red interior de los consumidores asociados, estén unidas a estos a

través de líneas directas o estén conectadas a la red de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.

3. Las instalaciones de producción no superiores a 100 kW de potencia asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes estarán exentas de la obligación de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. No obstante, las Comunidades Autónomas y las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla podrán dar de alta, de oficio, dichas instalaciones en sus respectivos registros administrativos de autoconsumo. Reglamentariamente se establecerá el procedimiento por el Gobierno el procedimiento para la remisión de dicha información al Ministerio para la Transición Ecológica para su incorporación en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

4. Para el seguimiento de la actividad de autoconsumo de energía eléctrica, desde el punto de vista económico, y de su incidencia en el cumplimiento de los objetivos de energías renovables y en la operación del sistema, se crea en el Ministerio para la Transición Ecológica el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica que será telemático, declarativo y de acceso gratuito.

Las Comunidades Autónomas con competencias en la materia podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales en los que deberán estar inscritas todos los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica ubicados en el ámbito territorial de aquéllas.

Para aquellos sujetos consumidores conectados a baja tensión, en los que la instalación generadora sea de baja tensión y la potencia instalada de generación sea menor de 100 kW que realicen autoconsumo, la inscripción se llevará a cabo de oficio por las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla en sus respectivos registros a partir de la información remitida a las mismas en virtud del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Reglamentariamente, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, se establecerá por el Gobierno la organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica. En dicho reglamento, se recogerá la información que las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla deberán remitir al Ministerio para la Transición Ecológica para su incorporación en registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica estatal. Esta información deberá ser remitida aun cuando no dispusieran de registro administrativo autonómico.

5. La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes. En el caso en que se produzca transferencia de energía a través de la red de distribución en instalaciones próximas a efectos de autoconsumo se podrán establecer las cantidades que resulten de aplicación por el uso de dicha red de distribución. Los excedentes de las instalaciones de generación asociadas al autoconsumo estarán sometidos al mismo tratamiento que la energía producida por el resto de las instalaciones de producción, al igual que los déficits de energía que los autoconsumidores adquieran a través de la red de transporte o distribución estarán sometidos al mismo tratamiento que los del resto de consumidores.

Sin perjuicio de lo anterior, reglamentariamente podrán desarrollarse mecanismos de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas, que en todo caso estarán limitados a potencias de estas no superiores a 100 kW.

6. Reglamentariamente se establecerán las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a la red de las instalaciones de producción asociadas al autoconsumo. Estos requisitos serán proporcionales al tamaño de la instalación y a la modalidad de autoconsumo.

Las instalaciones en modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes de hasta 100 kW se someterán exclusivamente a los reglamentos técnicos correspondientes. En particular, las instalaciones de suministro con autoconsumo

conectadas en baja tensión se ejecutarán de acuerdo a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Las configuraciones de medida que sean de aplicación en las instalaciones de autoconsumo serán definidas reglamentariamente por el Gobierno. En todo caso, estas configuraciones deberán contener los equipos de medida estrictamente necesarios para la correcta facturación de los precios, tarifas, cargos o peajes que le resulten de aplicación.»

Dos. Se modifica el apartado 43 del artículo 64, que queda redactado como sigue:

«43. El incumplimiento de alguno de los requisitos técnicos de aplicación a las distintas modalidades de autoconsumo cuando se produjeran perturbaciones que afecten a la calidad de suministro en el ámbito de la red a la que están conectados.»

Tres. Se añade un apartado 14 al artículo 66, que queda redactado como sigue:

«14. En relación con el autoconsumo, el incumplimiento de los requisitos y obligaciones establecidos, cuando no estuviera tipificado como muy grave; así como la aplicación incorrecta de las modalidades y de sus regímenes económicos asociados contemplados en esta Ley y su normativa de desarrollo.»

Cuatro. Se añade un nuevo párrafo el artículo 67.2, al cual se le añade el párrafo siguiente:

«En los casos en los cuales la infracción esté relacionada con el autoconsumo, la sanción máxima será la mayor de entre las dos cuantías siguientes: el 10 % de la facturación anual por consumo de energía eléctrica o el 10 % de la facturación por la energía vertida a la red.»

TÍTULO III

Medidas para la transición energética

CAPÍTULO I

Integración de renovables

Artículo 19. *Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

Se modifica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico en los siguientes aspectos:

Uno Se modifica el artículo 44.1.c), que queda redactado como sigue:

«c) Elegir su suministrador, pudiendo contratar el suministro con uno o varios de los siguientes sujetos, en los términos y condiciones que reglamentariamente se establezca por el Gobierno:

i) Las correspondientes empresas de comercialización.

ii) Otros sujetos del mercado de producción. Estos consumidores directos en mercado contratarán la energía en el mercado de producción y el correspondiente contrato de acceso a las redes directamente con el distribuidor al que están conectadas sus instalaciones o con el distribuidor de la zona en caso de estar conectado a la red de transporte.

Aquellos consumidores que por sus características técnicas no puedan constituirse en consumidores directos de mercado, podrán adquirir la energía mediante la contratación bilateral con un productor en los términos que reglamentariamente se determine.»

Dos. Se modifica la disposición transitoria octava que queda redactada con el siguiente tenor:

«Disposición transitoria octava. *Caducidades de los derechos de acceso y conexión concedidos.*

Los derechos de acceso y conexión a un punto de la red determinado ya concedidos con anterioridad a la entrada en vigor de la presente ley caducarán si concurre alguna de las siguientes circunstancias:

a) No haber obtenido autorización de explotación de la instalación de generación asociada en el mayor de los siguientes plazos:

1.º Antes del 31 de marzo de 2020.
2.º Cinco años desde de la obtención del derecho de acceso y conexión en un punto de la red.

b) Para aquellas instalaciones de generación que, habiendo obtenido autorización de explotación, cesen en el vertido de energía a la red durante un periodo superior a tres años por causas imputables al titular distintas al cierre temporal.»

Artículo 20. *Modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

Uno. Se añade al artículo 21.2 un último párrafo con la siguiente redacción:

«A los efectos del cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento no se considerará la energía vendida en el mercado ni, en el caso de las cogeneraciones, la energía generada en barras de central, en aquellas horas durante las cuales los precios de mercado diario de la electricidad son cero durante seis horas consecutivas o más.»

Dos. Se sustituye el cuarto párrafo del artículo 24.1 por el siguiente párrafo:

«En el caso de que se perciban ayudas públicas, el régimen retributivo específico se reducirá a fin de cumplir con la normativa comunitaria relativa a la acumulación de ayudas estatales.»

CAPÍTULO II

Movilidad sostenible

Artículo 21. *Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

Se modifica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico en los siguientes aspectos:

Uno. Se modifica el artículo 6.1.g) que queda redactado con el siguiente tenor:

«g) Los consumidores, que son las personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para su propio consumo y para la prestación de servicios de recarga energética de vehículos.
Aquellos consumidores que adquieran energía directamente en el mercado de producción se denominarán Consumidores Directos en Mercado.»

Dos. Se elimina el artículo 6.1 h).

Tres. Se añade un párrafo 10 en el artículo 38, con la siguiente redacción:

«10. Sin perjuicio de lo previsto en el artículo 6.1.g, las empresas distribuidoras podrán ser titulares de último recurso de infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos, siempre que tras un procedimiento en concurrencia se resuelva que no existe interés por la iniciativa privada, en los términos y condiciones que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno.
El Gobierno podrá regular procedimientos para la transmisión de estas instalaciones por parte de las empresas distribuidoras a otros titulares, cuando se

den las condiciones de interés económico, recibiendo las primeras una compensación adecuada.»

Cuatro. Se modifica el artículo 48, que queda redactado como sigue:

«Artículo 48. *Servicios de recarga energética.*

1. El servicio de recarga energética tendrá como función principal la entrega de energía a título gratuito u oneroso a través de servicios de carga de vehículos y de baterías de almacenamiento en unas condiciones que permitan la carga de forma eficiente y a mínimo coste para el propio usuario y para el sistema eléctrico.

2. Los servicios de recarga energética podrán ser prestados por cualquier consumidor debiendo cumplir para ello los requisitos que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno.

La prestación de servicios de recarga en una o varias ubicaciones podrá realizarse directamente o a través de un tercero, de manera agregada por un titular o por varios titulares a través de acuerdos de interoperabilidad.

3. Las instalaciones de recarga de vehículos deberán estar inscritas en un listado de puntos de recarga gestionado por las Comunidades Autónomas y por las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla correspondientes al emplazamiento de los puntos, que estará accesible para los ciudadanos por medios electrónicos.

La información que conste en dichos listados deberá ser comunicada por las Comunidades Autónomas y las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla al Ministerio para la Transición Ecológica, para su adecuado seguimiento.

4. Por orden de la Ministra para la Transición Ecológica se determinarán la información que deban remitir los titulares de los puntos de recarga y en qué condiciones.

Los términos y condiciones para la remisión de información, así como las instalaciones obligadas al envío de la misma, serán fijados en atención a la potencia de carga de las instalaciones, o ubicación en puntos de especial relevancia por el tránsito de vehículos o en vías rápidas de la red de carreteras.»

Cinco. Se modifica el artículo 66, para añadir un número 15, que queda redactado con el siguiente tenor:

«Artículo 66. *Infracciones leves.*

Son infracciones leves:

[…]

15. El incumplimiento, por parte de los consumidores que presten servicios de recarga energética, de las obligaciones que les sean establecidas normativamente por orden de la Ministra para la Transición Ecológica.»

Seis. Se añade una disposición adicional vigésimo primera, con el siguiente tenor:

«Disposición adicional vigésima primera. *Suministro eléctrico a embarcaciones, aeronaves y ferrocarriles.*

Sin perjuicio de lo previsto en esta Ley, excepcionalmente, los gestores de puertos, aeropuertos e infraestructuras ferroviarias, en su condición de consumidores, podrán prestar servicios de suministro eléctrico a embarcaciones, aeronaves y ferrocarriles y servicios inherentes a la prestación del servicio, respectivamente.»

Disposición adicional primera. *Destino del superávit del Sector Eléctrico.*

1. Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en la disposición adicional centésima trigésima novena de la Ley 6/2018, de 3 de julio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018, el superávit

de ingresos del sistema eléctrico podrá aplicarse para cubrir los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema de 2018 y 2019.

2. Por orden de la Ministra para la Transición Ecológica se aprobarán las cantidades, términos y plazos de la aplicación a que hace referencia el apartado anterior.

Disposición adicional segunda. *Aplicación del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.*

Estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión para generación las instalaciones de autoconsumo siguientes:

a) Las acogidas a la modalidad sin excedentes recogida en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

b) Aquellas con potencia de producción igual o inferior a 15 kW que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística.

Disposición adicional tercera. *Medidas destinadas a asegurar la finalización de los proyectos de producción con derecho de acceso a la red.*

1. Se modifican las cuantías a que hacen referencia los artículos 59 bis.1 y 66 bis.1 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, las cuales se fijan en 40 €/kW instalado.

2. En los puntos de conexión de tensión superior a 36 kV, en los que la totalidad o parte de las actuaciones realizadas en las redes de transporte o distribución deban ser sufragadas por los titulares de los permisos de acceso y conexión y éstas deban ser desarrolladas por el transportista o distribuidor, los titulares de dichos permisos deberán presentar al titular de la red un pago de un diez por ciento del valor de la inversión de las actuaciones en la red, en un plazo no superior a 12 meses desde la obtención de los permisos. El porcentaje y el plazo indicados podrán modificarse por real decreto del Consejo de Ministros.

Transcurridos el plazo anterior sin que se abonen al titular de la red el importe las cuantías económicas señaladas en el párrafo anterior, se producirá la caducidad de los permisos de acceso y conexión.

3. Una vez abonado el importe indicado en el apartado anterior y obtenida la autorización administrativa previa de la instalación de producción, el titular del permiso de acceso y conexión suscribirá con el titular de la red, antes de que transcurran cuatro meses desde el último de los dos hitos anteriores, un contrato de encargo de proyecto por las instalaciones de la red a las que el productor conectará su instalación. En este contrato deberán recogerse los pagos, adicionales a los importes referidos en los apartados 2, para el desarrollo y ejecución de la instalación por parte del titular de la red que deban sufragar los sujetos que desean conectarse a la red. El plazo indicado podrá modificarse por real decreto del Gobierno.

En caso de desistimiento por parte del solicitante, podrá recuperar los costes abonados a excepción de los costes no recuperables incurridos hasta ese momento por el titular de la red, en relación a la tramitación y construcción de la instalación de la red, y se producirá la caducidad de los permisos de acceso y conexión.

4. Los titulares de los permisos de acceso y conexión deberán de acreditar hitos de avance en los proyectos. A tal efecto, reglamentariamente se establecerán los plazos en los que el solicitante deberá acreditar que ha realizado las solicitudes de declaración de impacto ambiental y de autorizaciones administrativas previas, de construcción y de explotación, y los plazos en que deberá haber logrado la obtención de las mismas.

5. Los permisos de acceso y conexión de una instalación de generación, sólo serán válidos para la construcción y funcionamiento de dicha instalación. A tal efecto, reglamentariamente se definirán los criterios para que una instalación sea considerada la misma a los efectos de validez de los permisos de acceso y conexión.

6. El incumplimiento de lo previsto en los apartados 2, 3 y 5 anteriores por causas imputables al interesado supondrá la ejecución de las garantías económicas presentadas para la tramitación de la solicitud de acceso a las redes de transporte y distribución.

Disposición adicional cuarta. *Instalaciones planificadas e incluidas en los planes de inversión.*

1. Tendrán consideración de instalaciones planificadas de la red de transporte e incluidas en los planes de inversión, hasta un máximo de posiciones equivalente al de una calle de acuerdo con la configuración de la subestación, adicionales a las existentes y a las incluidas en el documento de planificación de la red de transporte aprobado en virtud de lo previsto en el artículo 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, así como aquellas posiciones de la red de transporte que dejen de ser utilizadas por sus usuarios en las que se produzca la caducidad de los permisos de acceso y conexión por los motivos previstos en el artículo 23.2.

2. Los titulares de instalaciones de la red de transporte y los gestores de ésta podrán otorgar permisos de acceso y conexión para evacuar generación o para conectar distribución o consumo sobre las posiciones señaladas en el apartado anterior, siempre que se cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:

a) Sea posible técnicamente y físicamente.

b) En el caso de generadores, no sea posible conectarse a través de posiciones ya existentes o incluidas expresamente en la planificación de la red de transporte, por motivos técnicos, administrativos o por falta de acuerdo con los titulares de las infraestructuras de evacuación de generación para poder evacuar a través de éstas.

c) Los costes de inversión asociados serán sufragados por los sujetos que deseen conectarse a dicha posición, excepto en el caso de conexión de titulares de red a otra red.

Téngase en cuenta que, desde el 25 de junio de 2020, queda sin efectos para nuevas solicitudes de acceso a la red de transporte lo previsto en esta disposición, según establece la disposición transitoria 1.3 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio. Ref. BOE-A-2020-6621

Disposición adicional quinta. *Modelo de carta a remitir por las comercializadoras de referencia a los beneficiarios del bono social al amparo de la normativa anterior.*

Las empresas comercializadoras de referencia deberán remitir a los consumidores que, a la entrada en vigor de este real decreto-ley estuvieran percibiendo el bono social al amparo del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, y que no hayan acreditado el cumplimiento de los nuevos requisitos establecidos mediante el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, el modelo de carta que se adjunta como anexo II.

Esta carta se remitirá en el plazo máximo de quince días naturales posteriores a la entrada en vigor del presente real decreto-ley.

Disposición adicional sexta. *Determinación de la base imponible y del importe de los pagos fraccionados del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica durante el ejercicio 2018.*

Para el ejercicio 2018 la base imponible del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica estará constituida por el importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, por cada instalación en el período impositivo minorada en las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante el último trimestre natural.

Los pagos fraccionados del último trimestre se calcularán en función del valor de la producción de energía eléctrica en barras de central realizada durante el período impositivo minorado en las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante el último trimestre natural, aplicándose el tipo impositivo previsto en el artículo 8 de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para sostenibilidad energética y deduciendo el importe de los pagos fraccionados previamente realizados.

Disposición adicional séptima. *Determinación de la base imponible y del importe de los pagos fraccionados del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica durante el ejercicio 2019.*

Para el ejercicio 2019 la base imponible del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica estará constituida por el importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, por cada instalación en el período impositivo minorada en las retribuciones correspondiente a la electricidad incorporada al sistema durante el primer trimestre natural.

Los pagos fraccionados se calcularán en función del valor de la producción de energía eléctrica en barras de central realizada desde el inicio del período impositivo hasta la finalización de los tres, seis, nueve o doce meses a que se refiere el apartado anterior minorado en el importe de las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante el primer trimestre natural, aplicándose el tipo impositivo previsto en el artículo 8 de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para sostenibilidad energética y deduciendo el importe de los pagos fraccionados previamente realizados.

Disposición adicional octava. *Revisión de los parámetros retributivos aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos como consecuencia de la modificación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética y de la modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.*

1. El Ministerio para la Transición Ecológica aprobará en el plazo de tres meses, mediante orden ministerial, los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, revisados teniendo en cuenta las modificaciones de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética y de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, a que hacen referencia las disposiciones adicionales sexta y séptima, y la disposición final primera del presente real decreto-ley, respectivamente.

2. Los parámetros retributivos aprobados serán de aplicación desde la entrada en vigor de las modificaciones de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre y de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, citadas anteriormente, sin perjuicio de las revisiones previstas en el artículo 14 de la Ley 24/2013 y en los desarrollos reglamentarios correspondientes.

Disposición adicional novena. *Gestión y pago de las ayudas en concepto de Bono Social Térmico con cargo a los Presupuestos Generales del Estado para el año 2019.*

1. Excepcionalmente, la gestión y pago de las ayudas en concepto de Bono Social Térmico que proceda otorgar con cargo a la partida presupuestaria que a tal fin se consigne en los Presupuestos Generales del Estado para el año 2019 se realizará directamente por el Ministerio para la Transición Ecológica en concertación con las CC.AA. conforme al procedimiento que se detalla a continuación.

2. Antes del 7 de enero de 2019, las Comercializadoras de Referencia remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas el listado de sus clientes que, a fecha 31 de diciembre de 2018, fueran beneficiarios del Bono Social Eléctrico, junto con la información establecida en el artículo 11.1 del presente real decreto-ley. Las Comercializadoras de Referencia informarán igualmente de aquellas solicitudes del Bono Social Eléctrico que se hayan presentado de forma completa antes del 31 de diciembre de 2018 y se encuentren pendientes de resolver.

3. Con arreglo a dicha información, el Ministerio para la Transición Ecológica informará a los consumidores de su condición de potenciales beneficiarios de la ayuda en concepto de Bono Social Térmico, otorgándoles un plazo de 10 días desde la recepción de la comunicación para que puedan ejercitar la opción de renuncia a la ayuda.

4. Antes del 31 de enero de 2019, las Comercializadoras de Referencia remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas el listado de los clientes que, como resultado de la tramitación de las solicitudes pendientes a 31 de diciembre de 2018, hayan resultado beneficiarios del Bono Social Eléctrico con efectos anteriores a la fecha de 1 de enero de 2019.

5. El número total de beneficiarios del Bono Social Térmico se determinará en función de los consumidores a los que se refieren los apartados 2 y 4 de la presente disposición que no hubieran presentado renuncia a la ayuda en el plazo concedido. La cantidad consignada en la partida presupuestaria correspondiente se distribuirá entre todos los beneficiarios según la metodología prevista en el Anexo I del presente real decreto-ley.

6. La cantidad que con arreglo a los dispuesto en el apartado anterior corresponda percibir a cada uno de los beneficiarios del bono social térmico será abonada por el Ministerio para la Transición Ecológica en forma de pago único mediante una transferencia bancaria.

Téngase en cuenta que esta disposición se declara inconstitucional en los términos del fundamento jurídico 7 de la Sentencia del TC 134/2020, de 23 de septiembre. Ref. BOE-A-2020-13463

Disposición transitoria primera. *Solicitudes de bono social completadas con posterioridad al 8 de octubre de 2018 y antes del 31 de diciembre de 2018.*

A los consumidores que fueran beneficiarios del bono social el 7 de octubre de 2017 y que, cumpliendo los requisitos para percibir el bono social establecidos en el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, completen su solicitud para renovar el bono social bajo el marco normativo del referido real decreto con posterioridad al 8 de octubre de 2018 y en todo caso antes del 31 de diciembre de 2018, se les aplicará el bono social con efectos desde el 8 de octubre de 2018.

En todo caso, a aquellos consumidores que solicitaran o completaran su solicitud para renovar el bono social con posterioridad al 31 de diciembre de 2018, en caso de estimarse su solicitud, el bono social se devengará a partir del primer día del ciclo de facturación tras la recepción de la solicitud completa, y se aplicará en sucesivas facturas, en los términos y plazos recogidos en el artículo 9.1 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre.

Disposición transitoria segunda. *Puesta en marcha del Registro Administrativo de Autoconsumo.*

El registro administrativo de autoconsumo definido en el artículo 9.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, estará operativo en el plazo de 3 meses desde la aprobación del reglamento que establezca su organización previsto en dicho artículo. Este periodo transitorio no supondrá ningún retraso ni en la entrada en funcionamiento de las instalaciones ni en la aplicación de las modificaciones normativas relativas a autoconsumo previstas en el presente real decreto-ley.

Las Comunidades Autónomas y las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla dispondrán de un plazo máximo de cuatro meses desde la desde la aprobación del reglamento señalado anteriormente para la remisión de la información que deba ser incorporada en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica.

Disposición transitoria tercera. *Aplicación transitoria a las instalaciones que dispongan de los permisos de acceso y conexión antes de la entrada en vigor del presente real decreto-ley.*

1. Las instalaciones que dispongan de los permisos de acceso y conexión antes de la entrada en vigor del presente real decreto-ley y no vayan a cumplir los plazos introducidos mediante el presente real decreto-ley, podrán renunciar a su derecho de acceso y conexión en el plazo de tres meses a contar desde la entrada en vigor de este real decreto-ley, procediendo la devolución de la garantía.

2. Las instalaciones anteriores, que no renuncien en el plazo indicado dispondrán de un plazo de doce meses para el cumplimiento de lo previsto en el apartado segundo de la disposición adicional tercera.

Asimismo, para el cumplimiento de lo previsto en el apartado 3 de mencionada disposición adicional tercera, el plazo se aplicará desde la fecha más tardía de las tres siguientes, la fecha de abono del importe indicado en el apartado 2 de la citada disposición adicional tercera, la obtención de la autorización administrativa previa de la instalación de producción y la fecha de entrada en vigor del real decreto-ley.

Transcurridos los plazos anteriores sin que se abonen al titular de la red el importe las cuantías económicas señaladas en los párrafos anteriores, se producirá la caducidad de los permisos de acceso y conexión, procediéndose a la ejecución de las garantías económicas presentadas.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

1. Quedan derogadas todas las normas de igual o inferior rango que contradigan o se opongan a lo dispuesto en el presente real decreto-ley. En particular, quedan derogados expresamente:

a. El apartado 35 del artículo 65 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

b. El Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética, excepto sus disposiciones adicionales, transitorias y finales.

c. En lo relativo a las instalaciones de energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos:

– Los artículos 7.1 y 7.2 del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, en lo relativo a instalaciones de autoconsumo sin excedentes o con excedentes y potencia de generación igual o inferior a 15 kW.

– Los artículos 3.1.m), 5.1.a), 5.1.b), 5.1.c), 5.2.a), 5.2.b), 8.1, 12.2, 13.2, 17, 18, 23 y 25, las disposiciones adicionales cuarta y séptima, las disposiciones transitorias primera, cuarta, sexta y novena, el apartado 9 del anexo I y los anexos II, III y IV del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre.

Disposición final primera. *Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.*

Se modifica la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, en los siguientes términos:

Uno. Se modifica el segundo párrafo del apartado 1 del artículo 14, que queda redactado de la siguiente forma:

> «En los suministros de gas natural efectuados en los términos del artículo 50.4 de la Ley, los sujetos pasivos que hayan repercutido el importe de las cuotas devengadas en función de un porcentaje provisional comunicado por el consumidor final, deberán regularizar el importe de las cuotas repercutidas conforme al porcentaje definitivo de destino del gas natural, una vez conocido, mediante el procedimiento que se establezca reglamentariamente.»

Dos. Se suprimen los epígrafes 1.16 y 1.17 de la tarifa 1.ª del apartado 1 del artículo 50.

Tres. Se modifica el apartado 4 del artículo 50, que queda redactado de la siguiente forma:

«4. En los suministros de gas natural a instalaciones con un único punto de suministro y destinado a ser utilizado como combustible tanto a usos profesionales, como a otros usos, se aplicarán los tipos impositivos regulados en los epígrafes 1.10.1 y 1.10.2 del apartado 1 de este artículo en función del porcentaje utilizado en cada uno de los distintos usos, conforme al procedimiento que se establezca reglamentariamente.»

Cuatro. Se añade una letra c) al apartado 2 del artículo 51, que queda redactada de la siguiente forma:

«c) La producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas.

A los efectos de la aplicación de esta exención se consideran:

"Central eléctrica": La instalación cuya actividad de producción de energía eléctrica queda comprendida en el ámbito de aplicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y cuyo establecimiento y funcionamiento hayan sido autorizados con arreglo a lo establecido en el título IV de dicha Ley.

"Central combinada": La instalación cuya actividad de producción de electricidad o de cogeneración de energía eléctrica y calor útil para su posterior aprovechamiento energético queda comprendida en el ámbito de aplicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y cuyo establecimiento y funcionamiento han sido autorizados con arreglo a lo establecido en el título IV de dicha Ley.

La aplicación de esta exención deberá ser solicitada previamente a la oficina gestora por el titular de las centrales de producción eléctrica o de las centrales combinadas de cogeneración de electricidad y autorizada por dicha oficina.»

Cinco. Se suprime el apartado 5 del artículo 54.

Seis. Se suprime la letra d) del apartado 2 del artículo 55.

Siete. Se modifica la letra a) del apartado 1 del artículo 92, que queda redactada de la siguiente forma:

«1. Está sujeto al impuesto:

a) El suministro de energía eléctrica a una persona o entidad que adquiere la electricidad para su propio consumo, entendiéndose por suministro de energía eléctrica tanto la prestación del servicio de peajes de acceso a la red eléctrica como la entrega de electricidad.

A los efectos de este impuesto, siempre tendrán la condición de consumidores las personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para la prestación de servicios de recarga energética de vehículos.»

Disposición final segunda. *Modificación de la Disposición adicional centésima trigésima de la Ley 6/2018, de 3 de julio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018.*

El apartado Uno de la disposición adicional centésima trigésima de la Ley 6/2018, de 3 de julio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018, queda redactado como sigue:

«Uno. Con vigencia exclusiva para el presupuesto del año 2018, cuando el 90 por ciento de la recaudación efectiva por los ingresos por subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, a que se refiere el apartado 1.b) de la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013, supere la cantidad prevista en el crédito inicial de la aplicación 20.18.000X.737 "A la CNMC para financiar costes del sector eléctrico de acuerdo con el apartado b) de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética", se podrá generar crédito hasta un límite en el crédito final de 750 millones de euros.»

Disposición final tercera. *Título competencial.*

Este real Decreto-ley tiene carácter básico y se dicta al amparo de la competencia que las reglas 13.ª, 14.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución Española atribuyen al Estado en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, de Hacienda general y bases del régimen minero y energético.

Téngase en cuenta que esta disposición se declara inconstitucional en los términos del fundamento jurídico 6 e) de la Sentencia del TC 134/2020, de 23 de septiembre. Ref. BOE-A-2020-13463

Disposición final cuarta. *Habilitación para el desarrollo reglamentario.*

Se habilita al Gobierno para desarrollar reglamentariamente lo previsto en este real decreto-ley.

En particular, el Gobierno dictará en el plazo máximo de tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto-ley cuantas disposiciones reglamentarias sean precisas para el desarrollo y ejecución de lo dispuesto en el artículo 18.

Disposición final quinta. *Modificación de disposiciones reglamentarias.*

Las determinaciones incluidas en normas reglamentarias que son objeto de modificación por este real decreto-ley podrán ser modificadas por normas del rango reglamentario correspondiente a la norma en que figuran.

Asimismo, se habilita al Gobierno a modificar los artículos 10 y 11 y a la Ministra para la Transición Ecológica a modificar los anexos I y II.

Disposición final sexta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto-ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Metodología para el cálculo de la cuantía de la ayuda del Bono Social Térmico

Para determinar la cuantía anual a asignar a cada uno de los beneficiarios del Bono Social Térmico se aplicará la siguiente metodología:

1. Se consideran seis zonas climáticas, con los siguientes intervalos de Severidad Climática Invernal (SCI), de acuerdo con el Documento Descriptivo «Climas de Referencia» del Código Técnico de Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo:

– α: SCI≤0.
– A: 0<SCI≤0,23.
– B: 0,23<SCI≤0,5.
– C: 0,5<SCI≤0,93.
– D: 0,94<SCI≤1,51.
– E: SCI<1,51.

2. Se identificará la zona climática a la que pertenece la vivienda de cada beneficiario, en función de la altitud sobre el nivel del mar de la localidad en la que ubique y su capital de provincia, conforme a los valores establecidos en el apéndice B del documento básico «Ahorro de Energía» del Código Técnico de Edificación.

3. La ayuda mínima por beneficiario, para el caso de que exista disponibilidad presupuestaria, será de 40 euros.

La ayuda para un consumidor vulnerable en la zona climática «i» se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$Ayuda_{zona\ climática\ "i"}(€) = 40 + \alpha \times \frac{SCI_i}{SCI_A}$$

Donde:

$_i$ = zona climática comprendida entre los valores α y E.

SCI_i = valor medio del rango de SCI para la zona climática "i".

En el caso de la zona α, se utilizará una SCI=0.

En el caso de la zona E, se utilizará una SCI=1,51.

SCI_A = valor medio del rango de SCI para la zona climática A.

α = coeficiente a calcular en función de la disponibilidad presupuestaria anual, siendo siempre a > 0.

4. La ayuda correspondiente a un consumidor vulnerable severo o en riesgo de exclusión social será un 60 % superior a la asignada en su zona climática a un consumidor vulnerable.

ANEXO II

Modelo de comunicación a remitir por las comercializadoras de referencia a los consumidores que percibían el bono social al amparo de la normativa anterior y no hayan solicitado el bono social al amparo del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica

Aviso importante. Renovación obligatoria del bono social

Le informamos de acuerdo con la normativa recientemente aprobada [1], si **antes del 31 de diciembre de 2018 no ha solicitado usted la renovación** del bono social bajo las nuevas condiciones, dejará de resultarle de aplicación esta bonificación en su factura eléctrica.

[1] Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores (BOE de 6 de octubre).

Puede consultar los nuevos requisitos que deben cumplir los consumidores vulnerables que pueden quedar acogidos al bono social recogidos en la norma[2], en la hoja adjunta/en la parte de atrás de esta hoja.

[2] Artículo 3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.

Si usted cumple los requisitos señalados y desea solicitar la aplicación del bono social en su factura, puede solicitarlo presentando el modelo de solicitud disponible en nuestra página web y en nuestras oficinas [3]:

a) Por teléfono, en el número disponible en nuestra página web y en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

b) En nuestras oficinas [4].

c) Por fax o por medio de la dirección de correo electrónico disponibles en nuestra página web y en nuestras facturas.

[inclúyase la dirección de la página web donde está indicado el número de fax y la dirección de correo electrónico]

d) Por correo postal en la dirección disponible en nuestra página web y en nuestras facturas.

e) A través de nuestra página web.

---

[3] Incluir la cita a «nuestras oficinas», sólo si el comercializador de referencia dispone de oficinas de atención al ciudadano.

[4] Incluir el apartado b) sólo si el comercializador de referencia dispone de oficinas de atención al ciudadano.

[inclúyase la dirección de la página web donde está indicada la dirección de correo postal]

El modelo de solicitud de bono social está disponible en el siguiente enlace:

[inclúyase enlace a la dirección de la página web donde está disponible la solicitud del bono social.]

En el caso en su solicitud se presente con posterioridad al 8 de octubre de 2018, es posible que en sus facturas correspondientes a los meses de octubre, noviembre y diciembre no se refleje el descuento del bono social. Si su solicitud es presentada antes del 31 de diciembre de 2018 y es finalmente resuelta favorablemente, el descuento correspondiente a dichos meses le será aplicado en las facturas posteriores.

[Inclúyase en la siguiente página o en la parte de atrás de la página el texto del artículo 3 del citado Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.]

§ 23

Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 296, de 8 de diciembre de 2018
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2018-16791

TÍTULO I

Medidas en materia de industria

[. . .]

CAPÍTULO II

Medidas de apoyo para la transición justa de la industria electrointensiva

Artículo 3. *Redes de distribución de energía eléctrica cerrada.*

1. Se habilita al Gobierno a desarrollar reglamentariamente la figura de la red de distribución de energía eléctrica cerrada, para el suministro de electricidad a actividades industriales que, por razones fundamentalmente de seguridad, se encuentren integradas en ámbitos geográficos reducidos.

2. A tal efecto, el Gobierno desarrollará en el plazo máximo de seis meses desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley un reglamento que recoja el procedimiento y los requisitos que deberán cumplirse para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerrada. Entre dichos requisitos deberán contemplarse, al menos, los relativos a la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, garantía de la seguridad en la operación, la evitación de la fragmentación y redundancia en las redes para alimentar a los consumidores, la evitación de la discriminación entre grupos de consumidores que reúnan características similares, y la minimización del impacto ambiental provocado por las redes. La autorización podrá ser revocada si dejan de cumplirse los requisitos que se establezcan para su autorización.

El real decreto señalado, adicionalmente, podrá regular aspectos relativos a la propiedad de los activos, las condiciones de acceso a las redes de distribución de energía eléctrica cerradas, los tipos de contratos y las obligaciones económicas y técnicas con el sistema eléctrico.

3. Las redes de distribución cerradas deberán ser autorizadas por la Dirección General de Política Energéticas y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el que se analice el

cumplimiento de los requisitos indicados en el apartado 2 y, en particular, la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

Artículo 4. *Estatuto de Consumidores Electrointensivos.*

1. En el plazo de seis meses desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley el Gobierno aprobará, mediante real decreto, un Estatuto de Consumidores Electrointensivos que reconozca las particularidades de aquellos consumidores eléctricos con un elevado uso de la electricidad, un elevado consumo en horas de baja demanda eléctrica y una curva de consumo estable y predecible.

2. El Estatuto de Consumidores Electrointensivos establecerá la caracterización de dichos consumidores atendiendo a variables objetivas vinculadas a las pautas y volumen de potencia y energía demandadas, así como a su contribución potencial a una mejor gestión técnica y económica del sistema eléctrico.

3. El Estatuto de Consumidores Electrointensivos desarrollará mecanismos a los que se podrán acoger estos consumidores, encaminados a mitigar los efectos de los costes energéticos sobre la competitividad, de conformidad con la normativa comunitaria, así como las obligaciones y compromisos que deberán asumir dichos consumidores en el ámbito de la eficiencia energética, sustitución de fuentes energéticas emisoras y contaminantes, inversión en I+D+i y empleo, entre otros.

Artículo 5. *Obligaciones de los beneficiarios de ayudas a la industria electrointensiva.*

1. Los beneficiarios de las ayudas a la industria electrointensiva previstas en el artículo 4 y en la disposición adicional sexta de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, deberán mantener la actividad productiva durante un periodo de tres años, a partir de la fecha en que se dicte la resolución de concesión de las ayudas.

2. Se entenderá que los beneficiarios incumplen esta obligación de mantenimiento de la actividad cuando, durante el referido periodo de tres años, incurran en alguno de los siguientes supuestos:

a) Procedan de manera efectiva a reducir en más de un 85 por ciento su capacidad de producción.

b) Se comunique la decisión empresarial de despido colectivo, conforme a lo recogido en artículo 12.1 del Reglamento de los procedimientos de despido colectivo y de suspensión de contratos y reducción de jornada, aprobado por el Real Decreto 1483/2012, de 29 de octubre, y que ésta comunicación implique una reducción de más de un 85 por ciento de toda su plantilla.

No se considerará incumplida esta obligación en los supuestos de transformación, fusión, escisión o cesión global de activos y pasivos siempre que la entidad adquirente mantenga la actividad en los términos previstos en este apartado. Tampoco se considerará incumplida esta obligación cuando el presupuesto de incumplimiento derive de un procedimiento de liquidación en el marco de un proceso concursal previsto en la Ley 22/2003, de 9 de julio, Concursal.

3. El incumplimiento de la obligación de mantenimiento de la actividad dentro del periodo de tres años, a partir de la fecha en que se dicte la resolución de concesión de las ayudas, será causa de reintegro de las mismas para lo que se seguirá el procedimiento previsto en el Capítulo II del Título II de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones.

4. Se podrán excluir del reintegro, en las condiciones y de acuerdo con el procedimiento que se desarrolle reglamentariamente, a aquellas empresas industriales que, a pesar de haber reducido su capacidad productiva o su plantilla en más de un 85 por ciento, lo hagan de forma temporal durante el proceso de búsqueda de nuevos inversores, siempre que dicho proceso desemboque en el reinicio de la actividad productiva de la instalación recuperando, al menos, el 50 ciento de su producción y de su nivel de empleo anteriores.

5. No podrán obtener la condición de beneficiarios de estas ayudas las empresas en las que concurra alguno de los supuestos establecidos en el apartado 2 o que estén incursas en un procedimiento concursal de conformidad con la Ley 22/2003, de 9 de julio, Concursal.

[. . .]

Disposición transitoria primera. *Expedientes en curso de ayudas.*

Lo dispuesto en el artículo 5 será de aplicación a los procedimientos de concesión de ayudas en tramitación en los que en el momento de la entrada en vigor de este real decreto-ley no se haya dictado resolución de concesión de las ayudas por el órgano competente.

[. . .]

Disposición transitoria tercera. *Instalaciones de cogeneración que utilicen combustibles renovables o gas natural que han agotado su vida útil regulatoria.*

Las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia que utilicen combustibles renovables o gas natural, y que superen su vida útil regulatoria con fecha posterior al 1 de enero de 2018, podrán percibir el término de retribución a la operación correspondiente a su instalación tipo por la energía que produzcan desde la entrada en vigor de este real decreto-ley y hasta un periodo máximo de dos años a contar desde la entrada en vigor de este real decreto-ley. Este derecho a la percepción de la retribución a la operación se extinguirá en el caso de que se desarrolle reglamentariamente un régimen regulador de estas tecnologías.

Para la percepción de esta retribución, las instalaciones de producción de energía eléctrica con cogeneración a las que sea de aplicación esta disposición deberán mantenerse en el cumplimiento de las condiciones de eficiencia energética y de los demás requisitos recogidos en la normativa de aplicación.

[. . .]

§ 24

Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 11, de 12 de enero de 2019
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2019-315

TÍTULO I

Orientaciones de política energética y mecanismos de cooperación

Artículo 1. *Orientaciones de política energética.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ámbito de sus competencias de regulación, deberá tener en consideración las prioridades estratégicas establecidas por el Gobierno, que se materializarán en unas orientaciones de política energética adoptadas por orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

2. Las orientaciones de política energética abarcarán aspectos tales como la seguridad de suministro, la seguridad pública, la sostenibilidad económica y financiera de los sistemas eléctrico y gasista, la independencia del suministro, la calidad del aire, la lucha contra el cambio climático y respeto al medio ambiente, la gestión óptima y el desarrollo de los recursos nacionales, la gestión de la demanda, la gestión de las elecciones tecnológicas futuras, la utilización racional de la energía, así como cualesquiera otros que guarden relación directa con las competencias del Gobierno en materia energética.

3. El plan de actuación previsto en el artículo 39 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, incluirá una previsión de las circulares de carácter normativo en materia de energía cuya tramitación tenga previsto iniciar dicho organismo durante el año siguiente, indicando la fecha prevista para el inicio de su tramitación, los objetivos que se pretenden alcanzar en cada una de ellas y la fecha prevista para su adopción. Dicha previsión será comunicada al Ministerio para la Transición Ecológica antes del 1 de octubre de cada año.

Para aquellas propuestas de Circulares de carácter normativo que puedan incidir en los aspectos de política energética y, en particular, para las Circulares de metodología de peajes de transporte y distribución, de la retribución de las actividades reguladas, de las condiciones

de acceso y conexión y de las normas técnicas y económicas de funcionamiento del sistema eléctrico y gasista, el Ministerio para la Transición Ecológica podrá adoptar las orientaciones de política energética que deberá tener en cuenta la regulación que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con el fin de asegurar la consistencia de la regulación y su adecuación a los objetivos y principios de política energética previstos. Las orientaciones de política energética se remitirán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con al menos un mes de antelación a la fecha prevista para el inicio de la tramitación de la Circular según la previsión del plan de actuación comunicada con arreglo a lo previsto en el párrafo anterior.

4. En los casos previstos en el apartado anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá remitir al Ministerio para la Transición Ecológica, con carácter previo a su aprobación, las Circulares referidas junto con una memoria justificativa de las mismas, con una antelación mínima de dos meses a la fecha prevista para su aprobación. En el plazo de un mes desde la remisión de las referidas Circulares, el Ministerio para la Transición Ecológica podrá emitir un informe valorando la adecuación de las Circulares de carácter normativo a las orientaciones de política energética previamente adoptadas. Si en el informe se estima que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia no ha tenido en cuenta dichas orientaciones generales, se convocará a la Comisión de Cooperación prevista en el artículo siguiente con el objeto de buscar el entendimiento entre ambas partes.

5. Lo dispuesto en el apartado anterior también será de aplicación en aquellos casos en los que, no habiéndose adoptado por el Ministerio para la Transición Ecológica orientaciones de política energética en los términos del apartado tercero anterior, así se solicite de manera expresa por el Ministerio durante la tramitación de las Circulares referidas.

6. Las Circulares previstas en los apartados 4 y 5 que se aprueben por el Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia indicarán si se adoptan «de acuerdo con las orientaciones de política energética del Ministerio para la Transición Ecológica», en caso de conformidad, u «oído el Ministerio para la Transición Ecológica», en caso de discrepancia.

Artículo 2. *Comisión de Cooperación entre el Ministerio para la Transición Ecológica y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

1. La Comisión de Cooperación es un mecanismo de conciliación previa que tendrá por objeto alcanzar una solución consensuada entre la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y el Ministerio para la Transición Ecológica en el caso de que este último emita informe considerando que la propuesta de Circular normativa remitida no se ajusta a las orientaciones de política energética previamente adoptadas.

También podrá convocarse a la Comisión de Cooperación en los demás supuestos legalmente previstos.

2. La Comisión de Cooperación estará compuesta por los siguientes miembros:

a) Tres personas en representación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que desempeñen cargos, al menos, con rango de subdirección general.

b) Tres personas en representación de la Secretaría de Estado de Energía, que desempeñen cargos, al menos, con rango de subdirección general o equivalente. Los cargos de las personas que desempeñen la presidencia y la secretaría de la Comisión de Cooperación corresponderán a ambas partes de forma alternativa y rotatoria, con una periodicidad de un año.

Las personas representantes de la Comisión de Cooperación serán nombradas, en cada caso, por el titular del Ministerio para la Transición Ecológica y por la persona que ostente la presidencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, oído el Pleno.

La citada Comisión de Cooperación deberá atender al principio de presencia equilibrada entre mujeres y hombres, salvo por razones fundadas y objetivas, debidamente motivadas.

3. Las conclusiones de la citada Comisión se formalizarán en un acta en la que deberán justificarse las posiciones de ambas partes. El acta correspondiente será extendida por el secretario y firmada por todos los asistentes.

TÍTULO II

Funciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

Artículo 3. *Modificación de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

Se modifica la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en los siguientes aspectos:

Uno. Se modifica el artículo 7.1, se añaden las letras g), h) e i), y se incluye un párrafo final, que queda redactado en los siguientes términos:

> **«Artículo 7.** *Supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural.*
>
> La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejercerá las siguientes funciones en el ámbito del sector eléctrico y del sector del gas natural:
>
> 1. Establecer, mediante circulares dictadas de conformidad con el artículo 30 de esta ley, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, y de acuerdo con las orientaciones de política energética:
>
> a) La estructura y la metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución. La estructura y metodología deberán respetar las orientaciones de política energética y, en particular, el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico de conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.
>
> b) La metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en los sectores de electricidad y gas.
>
> c) Las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.
>
> d) La estructura y la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas destinados a cubrir la retribución asociada al uso de las instalaciones de las redes de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado. La estructura y la metodología deberán respetar las orientaciones de política energética y, en particular, el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista de conformidad con la Ley 18/2014, de 15 de octubre.
>
> e) La metodología relativa a la prestación de servicios de balance de forma que proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren sus entradas y salidas del sistema gasista. Los servicios de balance se facilitarán de manera justa y no discriminatoria y se basarán en criterios objetivos dentro del marco normativo de acceso y funcionamiento del sistema establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre.
>
> f) Las metodologías utilizadas para calcular las condiciones para la conexión y acceso a las redes de gas y electricidad.
>
> g) La metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica conforme las orientaciones de política energética.
>
> Entre otros, corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fijar, en su caso, los valores unitarios de inversión, de operación y mantenimiento y la vida útil regulatoria de las instalaciones con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada periodo regulatorio.
>
> Asimismo, le corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fijar la tasa de retribución financiera de las instalaciones con derecho a

retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada periodo regulatorio. Esta tasa no podrá exceder de lo que resulte de conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y demás normativa de aplicación.

Excepcionalmente, el referido valor podrá superarse por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica, en casos debidamente justificados. En este supuesto, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

h) La metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de gas natural y plantas de gas natural licuado, conforme orientaciones de política energética.

Entre otros, corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fijar, en su caso, los valores unitarios de inversión, de operación y mantenimiento y la vida útil regulatoria de los activos con derecho a retribución a cargo del sistema de gas natural de las empresas de distribución, transporte y plantas de gas natural licuado para cada periodo regulatorio.

Asimismo, le corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fijar la tasa de retribución financiera de los activos de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado con derecho a retribución a cargo del sistema gasista para cada periodo regulatorio. Esta tasa no podrá exceder de la que resulte de conformidad con lo establecido en la ley 18/2014, de 15 de octubre y demás normativa de aplicación.

Excepcionalmente, el referido valor podrá superarse por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica, en casos debidamente justificados. En este supuesto, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

i) La metodología para el cálculo de la retribución del operador del sistema eléctrico y del gestor técnico del sistema gasista, en función de los servicios que efectivamente presten. Dichas retribuciones podrán incorporar incentivos, que podrán tener signos positivos o negativos, a la reducción de costes de los sistemas eléctricos y gasistas derivados de la operación de los mismos u otros objetivos.

Las Circulares anteriormente mencionadas, así como los actos de ejecución y aplicación de las mismas, serán publicados en el “Boletín Oficial del Estado”.»

Dos. Se añade un nuevo apartado 1 bis al artículo 7, que queda redactado de la siguiente forma:

«1 bis. Aprobar, mediante resolución, los valores de los peajes de acceso a las redes de electricidad y gas, así como las cuantías de la retribución de las actividades de transporte y distribución de electricidad, y de transporte y distribución de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, para lo que habrá de atenerse a las respectivas metodologías aprobadas conforme a lo previsto en el apartado anterior».

Tres. Se modifica el apartado 7 del artículo 7 que queda redactado de esta manera:

«7. Supervisar los planes de inversión de los gestores de red de transporte, en particular, en lo que se refiere a su adecuación al plan de desarrollo de la red en el ámbito de la Unión Europea, pudiendo realizar recomendaciones para su modificación. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluirá los resultados de dicha supervisión en su informe anual remitido a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía y a la Comisión Europea.

Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá un informe a la propuesta del gestor de la red de transporte en el inicio de la planificación que refleje sus recomendaciones sobre las implicaciones económicas de las inversiones planeadas y su impacto en la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico y gasista.

De igual modo, en el trámite de audiencia a la propuesta de planificación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia informará al Ministerio para la Transición Ecológica sobre la planificación y el control de las inversiones, y señalará aquellos aspectos no considerados en su informe inicial, pudiendo convocarse la Comisión de Cooperación para obtener un mejor entendimiento de la postura de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al respecto.»

Cuatro. Se añade un nuevo apartado 38 al artículo 7, que queda redactado de la siguiente forma:

«38. Determinar las reglas de los mercados organizados en su componente normativa, en aquellos aspectos cuya aprobación corresponda a la autoridad regulatoria nacional, de conformidad con las normas del derecho comunitario europeo». Dichas reglas se publicarán en el "Boletín Oficial del Estado".»

Cinco. Se añade un nuevo apartado 39 al artículo 7, que queda redactado de la siguiente forma:

«39. Inspeccionar, a través de la Dirección de Energía, todas aquellas materias sobre las que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tenga atribuida competencia.»

Seis. El apartado 1 del artículo 29 queda redactado como sigue:

«1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tendrá facultades de inspección en el ejercicio de sus competencias. Asimismo, podrá imponer sanciones de acuerdo con lo previsto en el Capítulo II del Título IV de la Ley 15/2007, de 3 de julio, en el Título VI de la Ley 7/2010, de 31 de marzo, General de la Comunicación Audiovisual, en el Título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en el Título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en el Título VIII de la Ley 9/2014, de 9 de mayo, General de Telecomunicaciones, en el título VII de la Ley 43/2010, de 30 de diciembre, del servicio postal universal, de los derechos de los usuarios y del mercado postal y en el Título VII de la Ley 38/2015, de 29 de septiembre, del sector ferroviario.»

[. . .]

Disposición transitoria primera. *Coordinación de los planes de regulación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con las orientaciones de política energética.*

1. En el plazo de dos meses desde entrada en vigor de este Real Decreto-ley, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia informará al Ministerio para la Transición Ecológica sobre las Circulares de carácter normativo que se encuentren en tramitación y que puedan incidir en los aspectos de política energética a que se refiere el artículo 1 del este Real Decreto-ley, indicando la fecha prevista para su adopción, así como sobre las que tenga previsto comenzar a tramitar hasta la presentación del próximo plan de actuación conforme a lo establecido en el artículo 39 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con indicación expresa de la fecha prevista para el inicio de la tramitación.

2. El Ministerio para la Transición Ecológica podrá adoptar y remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el plazo de un mes desde la remisión de la información prevista en el párrafo anterior, para las Circulares de carácter normativo en tramitación, y con al menos un mes de antelación a la fecha prevista para el inicio de la tramitación en los demás supuestos, las orientaciones de política energética que deberá tener en cuenta la regulación que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con el fin de asegurar la consistencia de la regulación y su adecuación a los objetivos y principios previstos.

3. En los casos previstos en el apartado anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá remitir al Ministerio para la Transición Ecológica, con carácter previo a su aprobación, las Circulares de carácter normativo junto con una memoria justificativa de las mismas, con una antelación mínima de dos meses a la fecha prevista para su aprobación. En el plazo de un mes desde la remisión de las referidas Circulares, el

Ministerio para la Transición Ecológica podrá emitir un informe valorando la adecuación de las Circulares de carácter normativo a las orientaciones de política energética previamente adoptadas. Si en el informe se estima que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia no ha tenido en cuenta dichas orientaciones generales se convocará la Comisión de Cooperación prevista en el artículo 2 de este Real Decreto-ley con el objeto de alcanzar un acuerdo entre ambas partes.

4. Lo dispuesto en el apartado anterior también será de aplicación en aquellos casos en los que, no habiéndose adoptado por el Ministerio para la Transición Ecológica orientaciones de política energética en los términos del apartado tercero anterior, así se solicite de manera expresa por el Ministerio durante la tramitación de una disposición de carácter normativo.

5. Las Circulares previstas en los apartados 3 y 4 que se aprueben por el Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia indicarán si se adoptan «de acuerdo con las orientaciones de política energética del Ministerio para la Transición Ecológica», en caso de conformidad, u «oído el Ministerio para la Transición Ecológica», en caso de discrepancia.

Disposición transitoria segunda. *Régimen transitorio en la asunción de funciones por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

1. Las funciones de aprobación de los valores de los peajes de acceso y cánones previstas en los artículos 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, atribuidas hasta la entrada en vigor de este Real Decreto-ley al Ministerio para la Transición Ecológica, pasarán a ser ejercidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una vez ésta apruebe, de acuerdo con la disposición final tercera, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las plantas de gas natural licuado y a las redes de transporte y distribución de gas y electricidad que, en todo caso, no será de aplicación antes del 1 de enero de 2020.

Las metodologías, parámetros y la base de activos de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural y de las plantas de gas natural licuado aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resultarán de aplicación una vez finalizado el primer periodo regulatorio.

La fijación de las cuantías de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica, regasificación, transporte y distribución de gas recogidas en el artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, pasarán a ser ejercidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y serán aplicables a partir del 1 de enero de 2020.

2. Durante el periodo regulatorio en curso a la entrada en vigor de este este Real Decreto-ley, las tasas de retribución financiera de los activos de regasificación, transporte y distribución con derecho a retribución a cargo de los sistemas gasista y eléctrico serán las establecidas en las correspondientes leyes sectoriales.

Disposición transitoria tercera. *Procedimientos iniciados con anterioridad a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley.*

1. En los ámbitos afectados por la distribución de funciones a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia contenida en este Real Decreto-ley, los procedimientos que hayan sido iniciados con anterioridad a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley se sustanciarán de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente en el momento en que se iniciaron.

2. Los procedimientos que, aun no habiendo sido iniciados a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley, se refieran a ejercicios anteriores a 2019, se regirán íntegramente por la ley anterior a la presente norma que estuviera vigente en el ejercicio al que se refieran.

Disposición transitoria cuarta. *Funciones y competencias cuyo ejercicio se mantiene transitoriamente en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

Sin perjuicio de las modificaciones introducidas por este Real Decreto-ley en el título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en el título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, de conformidad con lo establecido en la

disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia seguirá desempeñando las funciones a que se hace referencia en la disposición adicional octava de dicha Ley 3/2013, de 4 de junio.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas todas las disposiciones de igual o inferior rango que se opongan a este Real Decreto-ley.

Disposición final primera. *Cláusula de salvaguardia para modificaciones de norma de inferior rango.*

Se mantiene el rango de las normas modificadas por este Real Decreto-ley cuando las mismas sean de rango inferior.

Disposición final segunda. *Títulos competenciales.*

Este Real Decreto-ley se dicta conjuntamente al amparo de las competencias exclusivas del Estado previstas en el artículo 149.1.13.ª de la Constitución, en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y en el artículo 149.1.25.ª de la Constitución, de bases del régimen minero y energético.

Disposición final tercera. *Aprobación de las metodologías de peajes y cargos.*

1. Antes del 1 de enero de 2020 el Gobierno, a propuesta del titular del Ministerio para la Transición Ecológica, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará mediante real decreto las metodologías de cálculo de los cargos que cubrirán los costes del sistema eléctrico y del sistema gasista.

Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará antes del 1 de enero de 2020, previa adopción, en su caso, de las correspondientes orientaciones de política energética, las circulares normativas con las metodologías para el cálculo de los cánones y peajes de acceso a las redes, así como las retribuciones afectas a las actividades reguladas de los sectores de electricidad y de gas.

2. Tanto el Gobierno como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobarán las metodologías para el cálculo de los cargos, retribuciones reguladas, cánones y peajes de acceso con suficiente antelación respecto de su entrada en vigor y garantizarán que el impacto de la aplicación de las referidas metodologías en los consumidores y demás agentes de los sistemas gasista y eléctrico sea gradual.

A estos efectos, el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerán periodos transitorios en las citadas metodologías de peajes, cánones y cargos, según corresponda, de forma que las variaciones del conjunto de peajes, cánones y cargos resultantes de aplicar las nuevas metodologías respecto de los vigentes a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley se absorban de manera gradual en un periodo máximo de cuatro años desde la entrada en vigor de la metodología de cargos que establezca el Gobierno.

Disposición final cuarta. *Desarrollo reglamentario.*

Se habilita al Gobierno para que en, el ámbito de sus competencias, apruebe cuantas disposiciones sean necesarias para la aplicación, ejecución y desarrollo de lo establecido en este Real Decreto-ley.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

Este Real Decreto-ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 25

Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 282, de 23 de noviembre de 2019
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2019-16862

I

La emergencia climática y la necesaria respuesta a la misma están poniendo en riesgo el modelo de desarrollo actual, acrecentando la desigualdad e impactando en los más vulnerables. El proceso de transición del sistema energético español hacia uno climáticamente neutro ya ha comenzado y requiere de actuaciones urgentes para conseguir que esta transición sea socialmente justa.

En este contexto, está previsto el cierre en los próximos meses de una serie de centrales térmicas de carbón, donde proyectos de nueva generación renovable pueden ofrecer una alternativa de actividad y empleo en los territorios afectados por estos cierres.

La generación de energía eléctrica con centrales de carbón ha representado en España en los últimos años un 15 % del total de la energía eléctrica demandada. Sin embargo, diversos factores de mercado y regulatorios han provocado que la mayoría de estas centrales hayan dejado de ser competitivas y que sus titulares hayan decidido solicitar su cierre o anunciar su intención de adelantarlo respecto a los calendarios previstos.

Así, de las 14 centrales de carbón existentes en la península, en la actualidad el Ministerio para la Transición Ecológica está tramitando las solicitudes de cierre de 8 de ellas, que dejarán de funcionar antes del 30 de junio de 2020. Lo anterior supondrá la reducción del parque de generación en cerca de 5.000 MW en los próximos meses, afectando a comarcas fuertemente dependientes de la actividad directa e indirecta de estas centrales y que, en algunos casos, se han visto afectadas recientemente por el cierre de las minas de carbón.

Por este motivo y ante los inminentes cierres, resulta ineludible la adopción inmediata de una nueva regulación del acceso a la red en los nudos afectados por los cierres de centrales térmicas de carbón y termonucleares y de las concesiones de uso privativo de aguas tras el cierre de estas instalaciones de generación, para incorporar en su otorgamiento criterios sociales, económicos y medioambientales que permitan, de manera inmediata, la creación de empleo y el desarrollo de territorios con escasas alternativas económicas.

Por otra parte, resulta necesario actualizar antes del inicio del próximo periodo regulatorio ciertos parámetros retributivos de instalaciones de generación con régimen

retributivo específico, así como las ubicadas en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional. En concreto, es necesario actualizar el valor de la rentabilidad razonable de aplicación al régimen retributivo específico, así como la tasa de retribución financiera para la actividad de producción de electricidad en los territorios no peninsulares, siguiendo las propuestas metodológicas y numéricas realizadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para estas actividades. Esta actualización requiere de su aprobación antes del inicio del nuevo periodo retributivo el 1 de enero de 2020, por norma con rango de ley.

Por otro lado, y coincidiendo necesariamente con dicho inicio, y para proporcionar estabilidad al marco retributivo de las instalaciones con derecho a retribución primada con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, se les permite optar a mantener durante un periodo de 12 años la tasa de rentabilidad fijada para el primer periodo regulatorio.

II

En respuesta a las referidas circunstancias, se adopta el presente Real Decreto-ley, que consta de un preámbulo y una parte dispositiva estructurada en un artículo, una disposici*ón* adicional y cuatro disposiciones finales.

El apartado 1 del artículo único aborda la rentabilidad razonable para la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que aglutina a más de 60.000 instalaciones. Es necesario regular con urgencia este aspecto ya que de el depende la actualización del régimen retributivo específico para el segundo periodo regulatorio (2020-2025), cuya entrada en vigor debe producirse antes del inicio del próximo periodo regulatorio el 1 de enero de 2020. La ausencia de regulación supondría una gran incertidumbre sobre los ingresos futuros de las instalaciones lo que dificultaría la financiación de nuevos proyectos, paralizando nuevas inversiones necesarias para hacer posible una transición justa y cumplir con los objetivos asumidos por España en materia de energía y clima.

En la misma línea, la disposición final segunda introduce una modificación puntual de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Así, en el caso de las instalaciones con derecho a la percepción de régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se encuentran pendientes diversos procedimientos arbitrales que acumulan cuantiosas reclamaciones y que afectan de manera especial a la capacidad de atraer inversiones, por lo que resultan necesarias medidas que contribuyan a estabilizar la retribución de esas instalaciones y a reducir en lo posible el planteamiento de nuevos procedimientos arbitrales o, en su caso, poner fin a los existentes.

Para ello, esta norma introduce una previsión que tiene por objeto garantizar la posibilidad, para aquellos titulares que deseen acogerse a ella, de que la tasa de rentabilidad razonable que se fijó para el primer periodo regulatorio, que finaliza el 31 de diciembre de 2019, no pueda ser modificada durante los dos periodos regulatorios que se sucedan consecutivamente desde el 1 de enero de 2020.

Esta medida supone que la renuncia a la continuación o inicio de nuevos procesos arbitrales, así como la renuncia a una posible percepción de indemnización o compensación, garantizará certidumbre económica a la instalación, permitiendo percibir una rentabilidad razonable del 7,398 % durante el periodo 2020-2031, superior al 7,09 % establecido durante el periodo 2020-2025, y evitando la incertidumbre del periodo 2026-2031.

Debido al inminente inicio del siguiente periodo regulatorio el próximo 1 de enero de 2020 y la previsión de prórroga automática de todos los parámetros retributivos, incluida la rentabilidad razonable, es urgente la adopción de esta medida. La incertidumbre sobre los ingresos futuros de las instalaciones que generaría la no adopción de forma urgente de esta medida limitaría significativamente la efectividad de esta, precisamente destinada a ofrecer estabilidad y certidumbre en los dos próximos periodos regulatorios.

Asimismo, en lo que hace referencia a las instalaciones de renovables, cogeneración y residuos, la disposición adicional única amplía el plazo de aprobación de la orden ministerial por la que se revisan de los parámetros del régimen retributivo específico hasta el 29 de febrero de 2020. Esta disposición se justifica por las circunstancias excepcionales derivadas

del prolongado periodo en el que el Gobierno se ha encontrado en funciones, que han impedido completar la tramitación necesaria de la revisión de dichos parámetros con las garantías jurídicas suficientes antes del inicio del nuevo periodo regulatorio, al ser necesario para calcular dichos parámetros retributivos partir de una rentabilidad razonable, que es la que establece el propio real decreto-ley.

Esta ampliación del plazo para la revisión de los parámetros retributivos, revisión que tendrá efectos desde el inicio del periodo regulatorio, el 1 de enero de 2020, requiere una norma con rango legal al estar regulado en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que la no revisión de dichos parámetros antes del inicio del nuevo periodo supondrá que se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente.

Por tanto, su no adopción implicaría un grave perjuicio para el interés general, al afectar a las retribuciones de un elevado número de instalaciones y debido a que son los cargos que pagan los consumidores de electricidad los que financian, principalmente, la retribución del régimen específico de energías renovables, cogeneración y residuos.

Por su parte, el apartado 2 del artículo único fija un nuevo valor de la tasa de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. Es necesario que esta medida entre en vigor antes del inicio del periodo regulatorio 2020-2025 para evitar, en aplicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la prórroga automática del valor vigente, que supondría una retribución por encima de la propuesta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para actividades de bajo riesgo. La no adopción de esta disposición con carácter urgente implicaría, por tanto, un grave perjuicio tanto para los consumidores de electricidad como para el conjunto de los contribuyentes, pues el sistema eléctrico y los Presupuestos Generales del Estado financian al cincuenta por ciento el sobrecoste de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares. En paralelo, ello supondría un nivel de retribución adicional en estos territorios que no está justificado ni amparado por los principios que rigen la retribución de esta actividad.

En relación a los inminentes cierres de centrales térmicas, el apartado Uno de la Disposición final segunda, que modifica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, incorpora un mecanismo para el otorgamiento de acceso que permitirá ponderar desde el primer momento tanto los beneficios técnicos y económicos como los medioambientales y sociales, incluida la generación de empleo, en el otorgamiento de permisos de acceso a la red para nuevos proyectos renovables en las zonas en transición. Estos proyectos ofrecen, en las áreas geográficas donde se están dando los procesos de cierre de centrales térmicas de carbón y termonucleares, soluciones sostenibles de dinamización de la actividad económica y empleo asociado.

Por último, con este mismo fin, la disposición final primera contempla que, en el otorgamiento de las nuevas concesiones para el uso privativo de aguas tras la extinción de una concesión debido al cierre de instalaciones de generación, se puedan ponderar los beneficios económicos, sociales y medioambientales de proyectos en los territorios afectados por dichos cierres.

Ante los inminentes cierres de centrales térmicas de carbón, resulta ineludible la adopción inmediata de las medidas anteriores, al objeto de permitir el desarrollo de alternativas de actividad y empleo en los territorios afectados.

III

El artículo 86 de la Constitución permite al Gobierno dictar decretos-leyes «en caso de extraordinaria y urgente necesidad», siempre que no afecten al ordenamiento de las instituciones básicas del Estado, a los derechos, deberes y libertades de los ciudadanos regulados en el Título I de la Constitución, al régimen de las Comunidades Autónomas ni al Derecho electoral general.

El real decreto-ley constituye un instrumento constitucionalmente lícito, siempre que, tal como reiteradamente ha exigido nuestro Tribunal Constitucional (sentencias 6/1983, de 4 de febrero, F. 5; 11/2002, de 17 de enero, F. 4, 137/2003, de 3 de julio, F. 3, y 189/2005, de 7 julio, F. 3; 68/2007, F. 10, y 137/2011, F. 7), el fin que justifica la legislación de urgencia sea subvenir a una situación concreta, dentro de los objetivos gubernamentales, que por razones difíciles de prever requiere una acción normativa inmediata en un plazo más breve que el

requerido por la vía normal o por el procedimiento de urgencia para la tramitación parlamentaria de las leyes, máxime cuando la determinación de dicho procedimiento no depende del Gobierno.

Debe quedar, por tanto, acreditada «la existencia de una necesaria conexión entre la situación de urgencia definida y la medida concreta adoptada para subvenir a ella (SSTC 29/1982, de 31 de mayo, FJ 3; 182/1997, de 20 de octubre, FJ 3, y 137/2003, de 3 de julio, FJ 4)».

En este sentido, el objeto del presente real decreto-ley es el establecimiento de las medidas que, en materia de transición justa y retribución de las actividades reguladas, dentro del ámbito de competencias del Estado, son imprescindibles para garantizar una transición económica y socialmente justa, especialmente en los territorios más afectados y para el cumplimiento por España de los compromisos comunitarios asumidos.

Dada la urgencia requerida para su aprobación y habida cuenta de que las cámaras se encuentran disueltas, resulta claro que dilatar estas medidas hasta la constitución de las Cortes Generales, y aun utilizándose entonces el trámite de urgencia, no permitiría su adopción a tiempo.

Los motivos que acaban de exponerse justifican ampliamente la concurrencia de los requisitos constitucionales de extraordinaria y urgente necesidad, que habilitan al Gobierno para aprobar el presente real decreto-ley dentro del margen de apreciación que, en cuanto órgano de dirección política del Estado, le reconoce el artículo 86.1 de la Constitución (STC 142/2014, FJ 3 y STC 61/2018, FFJJ 4 y 7).

El presente real decreto-ley respeta los límites constitucionalmente establecidos para el uso de este instrumento normativo pues no afecta al ordenamiento de las instituciones básicas del Estado, a los derechos, deberes y libertades de los ciudadanos regulados en el Título I de la Constitución, al régimen de las Comunidades Autónomas ni al Derecho electoral general.

IV

El artículo 21.3 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, habilita al Gobierno en funciones para adoptar medidas distintas al despacho ordinario de los asuntos públicos en «casos de urgencia debidamente acreditados», así como «por razones de interés general cuya acreditación expresa así lo justifique».

Por su parte, los apartados 4 y 5 del artículo 21 de la Ley 50/1997 recogen una serie de facultades cuyo ejercicio está expresamente vetado al Gobierno en funciones, sin que ninguna de ellas se refiera a la aprobación de reales decretos-leyes. Dichas funciones de ejercicio prohibido para el Ejecutivo en funciones se refieren a cuestiones netamente distintas. En efecto, el artículo 21.4 establece que el Presidente del Gobierno en funciones no podrá proponer al Rey la disolución de alguna de las Cámaras, o de las Cortes Generales, ni plantear la cuestión de confianza, ni tampoco proponer al Rey la convocatoria de un referéndum consultivo. Por su parte, el artículo 21.5 de la Ley 50/1997 dispone que el Gobierno en funciones no podrá aprobar el Proyecto de Ley de Presupuestos Generales del Estado, ni tampoco presentar proyectos de ley al Congreso de los Diputados o, en su caso, al Senado.

La facultad del Gobierno en funciones de aprobar decretos leyes es congruente, por lo demás, con la exigencia de que concurra el presupuesto habilitante de extraordinaria y urgente necesidad previsto en el artículo 86 de la Constitución Española.

V

Este real decreto-ley se adecua a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. De este modo, se cumple con el principio de necesidad que ha quedado plenamente justificado. Igualmente, se da cumplimiento a los principios de seguridad jurídica, proporcionalidad y eficacia, destacándose que las medidas que incorpora son congruentes con el Ordenamiento jurídico e incorporan la mejor alternativa posible dada la situación de excepcionalidad al contener la regulación necesaria e imprescindible para la consecución de los objetivos previamente mencionados. En cuanto al principio de

transparencia, dado que se trata de un real decreto-ley, su tramitación se encuentra exenta de consulta pública previa y de los trámites de audiencia e información públicas. Finalmente, respecto del principio de eficiencia, no se imponen más cargas que las estrictamente necesarias.

VI

Este real decreto-ley se dicta conjuntamente al amparo de las competencias exclusivas del Estado previstas en el artículo 149.1.13.ª de la Constitución, en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica; en el artículo 149.1.22.ª de la Constitución, en materia de legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando las aguas discurran por más de una Comunidad Autónoma, y la autorización de las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a otra Comunidad o el transporte de energía salga de su ámbito territorial; en el artículo 149.1.23.ª de la Constitución, en materia de legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las Comunidades Autónomas de establecer normas adicionales de protección; y en el artículo 149.1.25.ª de la Constitución, de bases del régimen minero y energético.

En su virtud, haciendo uso de la autorización contenida en el artículo 86 de la Constitución Española, a propuesta de la Ministra para la Transición Ecológica y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 22 de noviembre de 2019.

DISPONGO:

Artículo único. *Valor de la rentabilidad razonable de aplicación al régimen retributivo específico y tasa de retribución financiera para la actividad de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional.*

1. Sin perjuicio de lo establecido en la Disposición final tercera bis de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la rentabilidad razonable aplicable en lo que reste de vida útil regulatoria de las instalaciones tipo, que se utilizará para la revisión y actualización de los parámetros retributivos que serán de aplicación durante el segundo periodo regulatorio a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, según lo previsto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en los artículos 19 y 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, antes de impuestos, será de 7,09 %.

2. La tasa de retribución financiera de la actividad de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional en el segundo periodo regulatorio será el 5,58 %, de acuerdo con lo previsto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en los artículos 21 y 28 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

No obstante, en ningún caso, la variación de la tasa de retribución financiera empleada entre dos años consecutivos podrá ser superior en valor absoluto a 50 puntos básicos. En el caso de que se produjera una variación superior, la propuesta de cambio del valor en la tasa de retribución se efectuará en el número de años que resulte necesario a fin de no superar dicho límite.

Disposición adicional única. *Plazo para la aprobación de la orden por la que se revisan los parámetros retributivos de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico de aplicación al segundo periodo regulatorio.*

Excepcionalmente, para el periodo regulatorio que comienza el 1 de enero de 2020, el plazo para la aprobación de la orden ministerial prevista en el artículo 20.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se revisan los parámetros retributivos aplicables a la totalidad de las instalaciones que desarrollan la actividad de producción a partir de fuentes

de energía renovables, cogeneración y residuos con derecho a la percepción del régimen retributivo específico, previsto en el artículo 14.4, párrafo segundo, de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, finalizará el 29 de febrero de 2020.

Los parámetros retributivos resultantes de dicha revisión serán de aplicación desde el inicio del periodo regulatorio, sin perjuicio de las revisiones previstas en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Hasta la aprobación de dicha orden se procederá a liquidar a las instalaciones las cantidades devengadas a cuenta de acuerdo con la retribución que viniesen percibiendo. Una vez aprobada la orden antes citada, se liquidarán las aplicaciones de pago, o en su caso, los derechos de cobro que resulten de aplicación con cargo a la siguiente liquidación.

Disposición final primera. *Modificación del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio.*

Se introduce la disposición adicional decimosexta en el texto refundido de la Ley de Aguas, con el siguiente tenor literal:

> **«Disposición adicional decimosexta.** *Concesiones de agua para transición justa.*
>
> Cuando quede extinguida una concesión al amparo de lo previsto en el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, debido al cierre de instalaciones de energía térmica de carbón o termonuclear, se podrá decidir el otorgamiento de una nueva concesión para el uso privativo de las aguas a nuevas iniciativas y proyectos en el área geográfica donde se encontraba la instalación. Para el otorgamiento se ponderarán criterios económicos, sociales y medioambientales. A estos efectos, los usos del agua que se prevean en tales iniciativas y proyectos prevalecerán sobre el orden de preferencia establecido en los planes hidrológicos de cuenca o, en su defecto, en el artículo 60 del texto refundido de la Ley de Aguas, con la excepción del uso para abastecimiento de población, que será siempre prioritario».

Disposición final segunda. *Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se modifica como sigue:

Uno. Se introduce una disposición adicional vigésima segunda, con la siguiente redacción:

> **«Disposición adicional vigésima segunda.** *Otorgamiento de los permisos de acceso y conexión para garantizar una transición justa.*
>
> No obstante lo dispuesto en el artículo 33 de esta Ley, cuando se proceda al cierre de instalaciones de energía térmica de carbón o termonuclear, y para promover un proceso de transición justa, la Ministra para la Transición Ecológica, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá regular procedimientos y establecer requisitos para la concesión de la totalidad o de parte de la capacidad de acceso de evacuación de los nudos de la red afectados por dichos cierres a las nuevas instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables que, además de los requisitos técnicos y económicos, ponderen los beneficios medioambientales y sociales».

Dos. Se introduce una disposición final tercera bis con el siguiente tenor literal:

> **«Disposición final tercera bis.** *Rentabilidad razonable de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.*
>
> 1. Excepcionalmente, para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran

reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable fijada para el primer periodo regulatorio, no podrá ser revisado durante los dos periodos regulatorios que se sucedan, de manera consecutiva, a partir del 1 de enero de 2020.

2. Estas instalaciones podrán renunciar a la aplicación de lo previsto en el apartado anterior, debiendo manifestar su renuncia de manera fehaciente ante la Dirección General de Política Energética y Minas antes del 1 de abril de 2020. En este caso, para el cálculo de la retribución que les corresponda percibir se tendrá en cuenta, con efectos desde el día de inicio del período regulatorio, el valor de la rentabilidad razonable que se fije para cada periodo regulatorio de conformidad con lo dispuesto en el artículo 14 de esta ley.

3. La medida prevista en el apartado 1 no será de aplicación cuando sobre la rentabilidad de estas instalaciones se inicie o se haya iniciado previamente un procedimiento arbitral o judicial fundado en la modificación del régimen retributivo especial operado con posterioridad al Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, incluyendo las derivadas de la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y de sus normas de desarrollo.

No obstante, podrán acogerse al régimen excepcional del apartado 1 de esta disposición las instalaciones antes mencionadas cuando se acredite ante la Dirección General de Política Energética y Minas antes del 30 de septiembre de 2020, la terminación anticipada del procedimiento arbitral o judicial y la renuncia fehaciente a su reinicio o a su continuación, o la renuncia a la percepción de indemnización o compensación que haya sido reconocida como consecuencia de tales procedimientos.

4. A los efectos de esta disposición:

a) Se entenderá que en los procedimientos arbitrales se incluyen aquellos que, al amparo de Tratados internacionales en los que el Reino de España sea parte, se inicien o se hayan iniciado y se fundamenten en las modificaciones del régimen retributivo especial de las instalaciones de producción energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos operadas con posterioridad al Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, incluyendo las derivadas de la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y de sus normas de desarrollo.

b) Sin carácter limitativo, se entienden comprendidos en los procedimientos arbitrales y judiciales señalados en esta disposición:

1.º Los procedimientos planteados por el titular, directo o indirecto, de la instalación. En el caso de ser varios los titulares, los que se hayan planteado por cualquiera de ellos. La aplicación de lo dispuesto en el apartado 3 de esta disposición a estos procedimientos no quedará afectada por el hecho de que, con posterioridad al inicio del procedimiento, se hayan transmitido la totalidad o parte de las instalaciones a un tercero, reservándose el transmitente los derechos que pudieran reconocerse en el procedimiento arbitral o judicial.

2.º Los procedimientos planteados por quienes pretendan hacer valer sus derechos como consecuencia de ser titulares de una inversión en relación con esas instalaciones en los términos del Tratado respectivo.

3.º Los procedimientos planteados por terceros en virtud de cesión, subrogación, sucesión procesal y cualesquiera otro título jurídico de efecto análogo o equivalente, y en los que la pretensión resarcitoria se fundamente en la modificación del régimen retributivo especial de esas instalaciones operada con posterioridad al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, incluyendo las derivadas de la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y de sus normas de desarrollo.

5. En el caso de que se constate que, respecto de alguna de las instalaciones acogidas al apartado 1 de esta disposición, se ha percibido la indemnización o compensación referida en el apartado 3, por la Dirección General de Política Energética y Minas se acordará la revocación del régimen retributivo excepcional

previsto en el apartado 1 con efectos desde el 1 de octubre de 2020. A tal efecto, el órgano encargado de las liquidaciones detraerá, de la retribución que corresponda percibir a la instalación, la cantidad a que ascienda la diferencia entre la retribución que haya sido abonada y la que hubiese correspondido percibir de conformidad con el valor actualizado de la tasa de rentabilidad razonable del periodo regulatorio correspondiente.

Reglamentariamente el Gobierno establecerá el procedimiento para practicar la detracción a que se refiere el párrafo anterior».

Disposición final tercera. *Títulos competenciales.*

Este real decreto-ley se dicta al amparo de las reglas 13.ª, 22.ª, 23.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica; en materia de legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando las aguas discurran por más de una Comunidad Autónoma, y la autorización de las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a otra Comunidad o el transporte de energía salga de su ámbito territorial; en materia de legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las Comunidades Autónomas de establecer normas adicionales de protección; y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

Este real decreto-ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 26

Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 175, de 24 de junio de 2020
Última modificación: 24 de julio de 2025
Referencia: BOE-A-2020-6621

TÍTULO I

Medidas para el desarrollo ordenado y el impulso de las energías renovables

Artículo 1. *Criterios para ordenar el acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución de electricidad.*

1. Los titulares de los permisos de acceso para instalaciones de generación de energía eléctrica que hubieran obtenido dichos permisos en fecha posterior al 27 de diciembre de 2013, y antes de la entrada en vigor de este real decreto-ley, deberán acreditar el cumplimiento de los siguientes hitos administrativos en unos plazos no superiores a los estipulados a continuación:

a) Si el permiso de acceso se obtuvo en una fecha comprendida entre el 28 de diciembre de 2013 y el 31 de diciembre de 2017, ambos inclusive:

1.º Solicitud presentada y admitida de la autorización administrativa previa: 3 meses.
2.º Obtención de la declaración de impacto ambiental favorable: 27 meses.
3.º Obtención de la autorización administrativa previa: 30 meses.
4.º Obtención de la autorización administrativa de construcción: 33 meses.
5.º Obtención de la autorización administrativa de explotación definitiva: 5 años.

b) Si el permiso de acceso se obtuvo con posterioridad al 31 de diciembre de 2017 y antes de la entrada en vigor de este real decreto-ley:

1.º Solicitud presentada y admitida de la autorización administrativa previa: 6 meses.
2.º Obtención de la declaración de impacto ambiental favorable: 31 meses.
3.º Obtención de la autorización administrativa previa: 34 meses.
4.º Obtención de la autorización administrativa de construcción: 37 meses.
5.º Obtención de la autorización administrativa de explotación definitiva: 5 años.

Todos los plazos señalados en los apartados a) y b) serán computados desde el 25 de junio de 2020.

Aquellos titulares de permisos de acceso para instalaciones de generación de energía eléctrica que sean otorgados desde la entrada en vigor de este real decreto-ley deberán

cumplir los hitos administrativos previstos en el apartado b), computándose los plazos desde la fecha de obtención de los permisos de acceso.

Los titulares de los permisos de acceso dispondrán de un plazo máximo de 6 meses para solicitar el permiso de conexión. El plazo señalado será computado desde la fecha de entrada en vigor de este real decreto-ley, excepto para aquellos casos en que aún no se hubiera obtenido el permiso de acceso, para los que computará desde la obtención del mismo. La no presentación de esta solicitud en dicho plazo supondrá la caducidad automática del correspondiente permiso de acceso y la ejecución inmediata por el órgano competente para la emisión de las autorizaciones administrativas de las garantías económicas presentadas para tramitar la solicitud de acceso a las redes de transporte y distribución en cumplimiento de lo previsto en los artículos 59 bis y 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

En permisos de acceso otorgados para proyectos de instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología hidráulica de bombeo y las de tecnología eólica marina, los plazos establecidos en este apartado se podrán extender a solicitud del titular sin que en ningún caso el plazo total de vigencia de los permisos sin contar con la autorización administrativa de explotación definitiva supere los 9 años.

1 bis. **(Sin efecto)**

2. La no acreditación ante el gestor de la red del cumplimiento de dichos hitos administrativos en tiempo y forma supondrá la caducidad automática de los permisos de acceso y, en su caso, de acceso y conexión concedidos y la ejecución inmediata por el órgano competente para la emisión de las autorizaciones administrativas de las garantías económicas presentadas para la tramitación de la solicitud de acceso a las redes de transporte y distribución. No obstante, si por causas no imputables al promotor, no se produjese una declaración de impacto ambiental favorable, no se procederá a la ejecución de dichas garantías. Si las instalaciones estuvieran exentas de la obtención de alguno de los trámites anteriores, los titulares acreditarán dicha circunstancia mediante escrito del órgano competente para dictar la autorización o la declaración de impacto correspondiente. De igual modo, para acreditar el cumplimiento del hito de la solicitud de la autorización administrativa, la solicitud deberá cumplir con la normativa que resulte de aplicación y en particular con lo establecido en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en el artículo 35 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental. El órgano competente para dictar la autorización deberá emitir escrito que acredite que dicha solicitud ha sido presentada y admitida.

No obstante lo anterior, los titulares de los permisos de acceso y, en su caso, de acceso y conexión que hubieran obtenido tales permisos en fecha posterior al 27 de diciembre de 2013, y antes de la entrada en vigor de este real decreto-ley, y aquellos que, habiéndolo solicitado con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto-ley, aún no los hubieran obtenido, podrán renunciar a sus permisos de acceso y conexión o, en su caso, a la solicitud presentada, en el plazo de tres meses a contar desde la entrada en vigor de este real decreto-ley, procediéndose a la devolución de las garantías económicas presentadas para tramitar la solicitud de acceso a las redes de transporte y distribución. Dicha renuncia será comunicada por el órgano sustantivo al órgano ambiental para que proceda a dictar resolución de terminación del correspondiente procedimiento.

Artículo 2. *Desarrollo ordenado de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.*

Se añade el apartado 7 bis al artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que queda redactado así:

> «7 bis Adicionalmente al régimen retributivo específico previsto en el apartado anterior, al objeto de favorecer la previsibilidad y estabilidad en los ingresos y financiación de las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable que se construyan, el Gobierno desarrollará reglamentariamente otro marco retributivo para la generación de energía eléctrica a

partir de fuentes de energía renovable, basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía.

El referido marco retributivo se otorgará mediante procedimientos de concurrencia competitiva en los que el producto a subastar será la energía eléctrica, la potencia instalada o una combinación de ambas y la variable sobre la que se ofertará será el precio de retribución de dicha energía.

En los procedimientos de concurrencia competitiva, que deberán estar orientados a la eficiencia en costes, se podrá distinguir entre distintas tecnologías de generación en función de sus características técnicas, tamaño, niveles de gestionabilidad, criterios de localización, madurez tecnológica y aquellos otros que garanticen la transición hacia una economía descarbonizada, así como tener en cuenta las particularidades de las comunidades de energías renovables para que estas puedan competir por el acceso al marco retributivo en nivel de igualdad con otros participantes, todo ello de acuerdo con la normativa comunitaria.

En el caso de instalaciones de pequeña magnitud y proyectos de demostración se les podrá eximir del procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de los referidos marcos retributivos de acuerdo con lo que se desarrolle reglamentariamente. En estos casos, se podrá utilizar como referencia retributiva el resultado de dichos procedimientos, garantizándose la orientación a la eficiencia en costes.»

Artículo 3. *Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, queda modificado como sigue:

Uno. Se modifica el artículo 115, que queda redactado como sigue:

«Artículo 115. *Necesidad de autorización.*

1. La construcción, ampliación, modificación y explotación de todas las instalaciones eléctricas a las que se refiere el artículo 111 del presente real decreto requieren las resoluciones administrativas siguientes:

a) Autorización administrativa previa, que se refiere al anteproyecto de la instalación como documento técnico que se tramitará, en su caso, conjuntamente con el estudio de impacto ambiental. Asimismo, en los casos en los que resulte necesario, permitirá la iniciación de los trámites correspondientes para la ocupación del dominio público marítimo-terrestre.

b) Autorización administrativa de construcción, que se refiere al proyecto concreto de la instalación y permite a su titular la construcción o establecimiento de la misma.

c) Autorización de explotación, que permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación comercial.

Las solicitudes de autorización administrativa previa y de construcción definidas en los párrafos a) y b) del presente apartado podrán efectuarse de manera consecutiva, coetánea o conjunta.

2. Las modificaciones de instalaciones de generación que hayan obtenido autorización administrativa previa podrán obtener autorización administrativa de construcción sin requerir una nueva autorización administrativa previa cuando se cumplan todas las siguientes condiciones.

a) Las modificaciones no sean objeto de una evaluación ambiental ordinaria de acuerdo a lo establecido en el artículo 7.1 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

b) Los terrenos afectados por la instalación de producción tras las modificaciones no exceden la poligonal definida en el proyecto autorizado o, de excederse, no requieran expropiación forzosa y cuenten con compatibilidad urbanística.

c) La potencia instalada, tras las modificaciones, no exceda en más del diez por ciento de la potencia definida en el proyecto original. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las implicaciones que, en su caso, de conformidad con lo establecido en la disposición adicional decimocuarta, pudiese tener ese exceso de potencia a efectos de los permisos de acceso y conexión.

d) Las modificaciones no supongan un cambio en la tecnología de generación.

e) Las modificaciones no supongan alteraciones de la seguridad tanto de la instalación principal como de sus instalaciones auxiliares en servicio.

f) No se requiera declaración, en concreto, de utilidad pública para la realización de las modificaciones previstas.

g) Las modificaciones no produzcan afecciones sobre otras instalaciones de producción de energía eléctrica en servicio.

3. A los efectos de lo establecido en el artículo 53.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se consideran modificaciones no sustanciales, debiendo únicamente obtener la autorización de explotación, previa acreditación del cumplimiento de las condiciones de seguridad de las instalaciones y del equipo asociado, las que cumplan las siguientes características:

a) No se encuentren dentro del ámbito de aplicación de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

b) Que no supongan una alteración de las características técnicas básicas (potencia, capacidad de transformación o de transporte, etc.) superior al 5 por ciento de la potencia de la instalación.

c) Que no supongan alteraciones de la seguridad tanto de la instalación principal como de sus instalaciones auxiliares en servicio.

d) Que no se requiera declaración en concreto de utilidad pública para la realización de las modificaciones previstas.

e) Las modificaciones de líneas que no provoquen cambios de servidumbre sobre el trazado.

f) Las modificaciones de líneas que, aun provocando cambios de servidumbre sin modificación del trazado, se hayan realizado de mutuo acuerdo con los afectados, según lo establecido en el artículo 151 de este real decreto.

g) Las modificaciones de líneas que impliquen la sustitución de apoyos o conductores por deterioro o rotura, siempre que se mantengan las condiciones del proyecto original.

h) La modificación de la configuración de una subestación siempre que no se produzca variación en el número de calles ni en el de posiciones.

i) En el caso de instalaciones de transporte o distribución que no impliquen cambios retributivos.»

Dos. El apartado 1 del artículo 125 queda redactado como sigue:

«1. Las solicitudes formuladas conforme al artículo 122 se someterán al trámite de información pública durante el plazo de treinta días, a cuyo efecto se insertará un anuncio extracto de las mismas en el «Boletín Oficial» de la provincia respectiva o «Diario Oficial» de la Comunidad Autónoma respectiva, y además en el «Boletín Oficial del Estado». En el supuesto de que la instalación afecte a más de una provincia, corresponderá tramitar la publicación del anuncio en el «Boletín Oficial del Estado» a las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía en cuya provincia tenga su origen la instalación. Durante el citado plazo de treinta días, podrán formularse por los interesados las alegaciones que estimen oportunas.»

Tres. El apartado 2 del artículo 127 queda redactado como sigue:

«2. A los anteriores efectos, será remitida, por la Administración competente para la tramitación del expediente, una separata del anteproyecto, conteniendo las características generales de la instalación y la documentación cartográfica

correspondiente y, en su caso, un documento de síntesis del estudio de impacto ambiental, en orden a que en un plazo de treinta días presten su conformidad u oposición a la autorización solicitada. Transcurrido dicho plazo sin que las distintas Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas en sus bienes y derechos hayan contestado, se entenderá la conformidad de dicha Administración con la autorización de la instalación.»

Cuatro. Se modifica el apartado 1 del artículo 131, el cual queda redactado del siguiente modo:

«1. La Administración competente para la tramitación del expediente remitirá las separatas del proyecto presentado a las distintas Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas, con bienes y derechos a su cargo, al objeto de que establezcan el condicionado técnico procedente, en el plazo de treinta días. Transcurrido dicho plazo sin que las distintas Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas en sus bienes y derechos hayan contestado, se entenderá la conformidad de dicha Administración con las especificaciones técnicas propuestas en el proyecto de ejecución.»

Cinco. Se suprime el apartado b) del artículo 131.2.

Seis. El apartado 4 del artículo 131 queda redactado como sigue:

«4. En caso de reparos del peticionario, se trasladarán los mismos a la Administración, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general que emitió el correspondiente condicionado técnico, en orden a que en el plazo de quince días muestre su conformidad o reparos a dicha contestación. Transcurrido dicho plazo sin que la Administración, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general citados emitieran nuevo escrito de reparos sobre su condicionado, se entenderá la conformidad con la contestación al condicionado efectuada por el peticionario.»

Siete. El primer párrafo del artículo 144 queda redactado como sigue:

«La solicitud de reconocimiento, en concreto, de utilidad pública, junto con el documento técnico citado en el artículo anterior, se someterá al trámite de información pública durante el plazo de treinta días.»

Ocho. El apartado 1 del artículo 146 queda redactado como sigue:

«1. Por el órgano encargado de la tramitación del expediente, simultáneamente al trámite de información pública, se dará cuenta de la solicitud y de la parte del documento técnico por el que las distintas Administraciones, organismos, empresas de servicio público o de servicios de interés general resulten afectados, a fin de que por estas se emita el correspondiente informe, en el plazo de treinta días. Transcurrido dicho plazo sin que las distintas Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas en sus bienes y derechos hayan contestado, se entenderá que no existe objeción alguna con la declaración de utilidad pública de la instalación.»

Nueve. Se añade una disposición adicional decimocuarta con el siguiente tenor:

«Disposición adicional decimocuarta. *Consideración de una misma instalación de generación a efectos de los permisos de acceso y conexión.*

1. Los permisos de acceso y conexión otorgados solo tendrán validez para la instalación para la que fueron concedidos. Asimismo, el otorgamiento de un permiso de acceso y conexión a una instalación estará condicionado a que esta pueda ser considerada la misma instalación que aquella a la que se refiere la solicitud con la que se inició el procedimiento de acceso y conexión.

2. Para valorar si una instalación puede ser considerada la misma le serán de aplicación los criterios recogidos en el anexo II. A propuesta de la Ministra para la

Transición Ecológica y el Reto Demográfico, estos criterios podrán ser modificados mediante real decreto.

3. En todo caso, la consideración de que una instalación no sea la misma llevará implícita la necesidad de realizar una nueva solicitud de acceso y conexión a la red para la obtención de nuevos permisos.

4. En aquellos casos en los que las instalaciones con permisos de acceso y conexión solicitados y/o concedidos hayan sufrido modificaciones que impliquen que dichas instalaciones puedan ser consideradas las mismas de acuerdo con lo establecido en esta disposición, los titulares deberán actualizar la solicitud de los permisos de acceso y conexión, o en su caso, actualizar los permisos de acceso y conexión concedidos para adaptarlos a las características de la instalación modificada.

5. En ningún caso, la actualización de los permisos de acceso y conexión por las causas a las que se refiere el apartado anterior, conllevará la modificación de la fecha de concesión de dichos permisos, que seguirá siendo la misma que la del permiso concedido.

Del mismo modo, en ningún caso la actualización de una solicitud de acceso y conexión por las razones a las que se refiere el apartado anterior supondrá la modificación de la fecha en la que se considere realizada la solicitud de acuerdo con lo que, a este respecto, establezca el procedimiento que regule la concesión de los permisos de acceso y conexión.

En el caso de hibridación de una instalación que tuviera un permiso de acceso ya concedido, a los efectos del cómputo del cumplimiento de los hitos administrativos:

a) Para la tecnología que contase con el permiso de acceso inicial, el cómputo de los plazos se realizará a partir de la concesión del mismo.

b) Para la nueva parte hibridada no contemplada en el permiso de acceso original, la fecha de inicio del cómputo de los mismos será la de actualización del permiso de acceso.»

Diez. Se añade un anexo II con el siguiente tenor:

«ANEXO II

Criterios para considerar que una instalación de generación de electricidad es la misma a efectos de los permisos de acceso y conexión concedidos o solicitados

1. A efectos de la concesión de los permisos de acceso y conexión solicitados y de la vigencia de los permisos de acceso y conexión ya otorgados, se considerará que una instalación de generación de electricidad es la misma que otra que ya hubiese solicitado u obtenido los permisos de acceso y conexión, si no se modifica ninguna de las siguientes características:

a) Tecnología de generación. Se considerará que no se ha modificado la tecnología de generación si se mantiene el carácter síncrono o asíncrono de la instalación. Asimismo, en el caso de instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se considerará que no se ha modificado la tecnología si la instalación pertenece al mismo grupo al que se refiere el artículo 2 del citado real decreto. La adición de elementos de almacenamiento de energía no implicará que se modifique la tecnología de la instalación.

b) Capacidad de acceso. La capacidad de acceso solicitada o concedida no podrá incrementarse en una cuantía superior al 5 % de la capacidad de acceso solicitada o concedida en el permiso de acceso original. A estos efectos, se entenderá como capacidad de acceso, aquella que figure en el permiso de acceso o en la solicitud del mismo. Si en el mismo se recogieran varios valores de potencia sin indicar claramente de cual se trata será aquel valor que refleje la potencia activa

máxima que puede inyectarse a la red. Este valor no tendrá por qué ser coincidente con la potencia instalada o la potencia nominal de la instalación. No obstante, no se considerará que se mantiene la capacidad de acceso cuando esta disminuya respecto de la solicitada o la otorgada en el permiso de acceso como consecuencia de una reducción de potencia instalada o nominal que resulte de la división de un proyecto en dos o más proyectos de instalación de generación cuya suma de potencias sea igual a la potencia original.

c) Ubicación geográfica. Se considerará que no se ha modificado la ubicación geográfica de las instalaciones de generación cuando el centro geométrico de las instalaciones de generación planteadas inicialmente y finalmente, sin considerar las infraestructuras de evacuación, no difiere en más de 10.000 metros.

En el caso de que se realice una hibridación, a los efectos de los permisos de acceso y conexión, la instalación se considerará la misma siempre que se cumplan los criterios anteriormente señalados. No obstante, en el caso de hibridación de instalaciones ya en servicio o proyectos que ya cuenten con permisos de acceso concedido, la condición a) solo será de aplicación a los módulos de generación de electricidad existentes o a los que se refiera el permiso de acceso ya otorgado.

2. En el caso de instalaciones de generación de electricidad que, de conformidad con lo establecido en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, estén integradas por más de un módulo de generación de electricidad, la condición asociada a la tecnología de generación a la que se refiere el apartado anterior será de aplicación a cada uno de los módulos de generación que la integren de tal manera que dicha instalación de generación de electricidad no podrá ser considerada la misma si se modifica la tecnología de generación de cualquiera de los módulos de generación de electricidad que la integran.»

TÍTULO II

Medidas para el impulso de nuevos modelos de negocio

Artículo 4. *Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, queda modificada como sigue:

Uno. Se modifica el apartado 13.b) del artículo 3, el cual queda redactado con el siguiente tenor literal:

«b) Instalaciones de producción incluyendo sus infraestructuras de evacuación, transporte secundario, distribución, acometidas, líneas directas, y las infraestructuras eléctricas de las estaciones de recarga de vehículos eléctricos de potencia superior a 250 kW, que excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma, así como las líneas directas conectadas a instalaciones de generación de competencia estatal.»

Dos. Se añade un apartado d) en el apartado 4 del artículo 4, el cual queda redactado con el siguiente tenor literal:

«d) La construcción de determinadas instalaciones en la red de transporte resulte crítica para la transición energética y la electrificación de la economía y estas no estuvieran contempladas en el instrumento de planificación vigente.»

Tres. Se añaden tres epígrafes h), i) y j) al apartado 1 del artículo 6, con el siguiente tenor literal:

«h) Los titulares de instalaciones de almacenamiento, que son las personas físicas o jurídicas que poseen instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica.

Todo ello sin perjuicio de lo previsto en el artículo 5 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y de la posibilidad de que los sujetos productores, consumidores o titulares de redes de transporte y distribución puedan poseer este tipo de instalaciones sin perder su condición.

i) Los agregadores independientes, que son participantes en el mercado de producción de energía eléctrica que prestan servicios de agregación y que no están relacionados con el suministrador del cliente, entendiéndose por agregación aquella actividad realizada por personas físicas o jurídicas que combinan múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica.

j) Las comunidades de energías renovables, que son entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras.»

Cuatro. Se modifica el apartado 10 del artículo 14 en el siguiente sentido:

«10. Sin perjuicio de lo establecido en relación con la comercialización de referencia, la retribución a la actividad de comercialización será la que libremente se pacte entre las partes.

Los consumidores y los titulares de instalaciones de almacenamiento, ya sea directamente o a través de su comercializador o de un agregador independiente, podrán obtener los ingresos que correspondan, por su participación, en su caso, en los servicios incluidos en el mercado de producción de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.»

Cinco. Se añade un apartado 12 al artículo 33 con la siguiente redacción:

«12. Los titulares de los permisos de acceso de instalaciones de generación de energía eléctrica que hibriden dichas instalaciones mediante la incorporación a las mismas de módulos de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable o mediante la incorporación de instalaciones de almacenamiento podrán evacuar la energía eléctrica utilizando el mismo punto de conexión y la capacidad de acceso ya concedida, siempre que la nueva instalación cumpla con los requisitos técnicos que le sean de aplicación.

Asimismo, se podrán realizar solicitudes de permisos de acceso para instalaciones híbridas que incorporen varias tecnologías siempre que al menos una de ellas utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore de instalaciones de almacenamiento.»

Seis. Se modifica el apartado 1 del artículo 49, que queda redactado así:

«1. Las empresas eléctricas, los consumidores y el operador del sistema, en coordinación con otros agentes, podrán realizar y aplicar medidas que fomenten una mejora de la gestión de la demanda eléctrica y que contribuyan a la optimización de la curva de carga y/o a la eficiencia y ahorro energéticos.

Los consumidores y los titulares de instalaciones de almacenamiento, bien directamente o a través de comercializadores o agregadores independientes, podrán participar, en su caso, en los servicios incluidos en el mercado de producción o gestión de la demanda de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.»

Siete. Se modifica el apartado 1 del artículo 53, que queda redactado con el siguiente tenor literal:

«1. Para la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción, líneas directas e infraestructuras eléctricas de las

estaciones de recarga de vehículos eléctricos de potencia superior a 250 kW, contempladas en la presente ley o modificación de las existentes se requerirá de las siguientes autorizaciones administrativas:

a) Autorización administrativa previa, que se tramitará con el anteproyecto de la instalación como documento técnico y, en su caso, conjuntamente con la evaluación de impacto ambiental, según lo dispuesto en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, y otorgará a la empresa autorizada el derecho a realizar una instalación concreta en determinadas condiciones.

La autorización administrativa de instalaciones de generación no podrá ser otorgada si su titular no ha obtenido previamente los permisos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución correspondientes.

b) Autorización administrativa de construcción, que permite al titular realizar la construcción de la instalación cumpliendo los requisitos técnicos exigibles.

Para solicitarla, el titular presentará un proyecto de ejecución junto con una declaración responsable que acredite el cumplimiento de la normativa que le sea de aplicación.

Para su resolución se deberán analizar los condicionados exclusivamente técnicos de aquellas Administraciones Públicas, organismos o empresas que presten servicios públicos o de interés económico general, únicamente en lo relativo a bienes y derechos de su propiedad que se encuentren afectados por la instalación.

La tramitación y resolución de autorizaciones definidas en los párrafos a) y b) del apartado 1 del presente artículo podrán efectuarse de manera consecutiva, coetánea o conjunta.

c) Autorización de explotación, que permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación.

Las acometidas podrán requerir las autorizaciones administrativas previstas en este apartado en los términos que reglamentariamente se establezcan por las Administraciones Públicas en el ámbito de sus respectivas competencias.

En el caso de instalaciones móviles de la red de transporte o red de distribución que deban implantarse transitoriamente por un periodo inferior a dos años y que se conecten a dichas redes, con carácter previo a la autorización de explotación, requerirán de una autorización administrativa de construcción que recibirá el nombre de autorización de implantación, quedando eximidas de la autorización administrativa previa. La autorización de implantación se regirá por lo dispuesto en el anexo, pudiendo este anexo ser modificado reglamentariamente.

Las autorizaciones administrativas de instalaciones de generación se podrán otorgar por una potencia instalada superior a la capacidad de acceso que figure en el permiso de acceso. La capacidad de acceso será la potencia activa máxima que se le permite verter a la red a una instalación de generación de electricidad. Si las autorizaciones administrativas emitidas afectasen a instalaciones existentes con régimen retributivo específico, las modificaciones de las mismas deberán ser comunicadas para su inscripción en el registro de régimen retributivo específico y la diferenciación a efectos retributivos de la generación derivada de dichas modificaciones.»

Ocho. Se modifica el primer párrafo al apartado 2 del artículo 53, con el siguiente tenor literal:

«2. La Administración Pública competente podrá establecer que determinados tipos de modificaciones no sustanciales de las instalaciones de transporte, distribución y producción, líneas directas e infraestructuras eléctricas de las estaciones de recarga de vehículos eléctricos de potencia superior a 250 kW no queden sometidas a las autorizaciones administrativas previas previstas en los apartados 1.a) y b).»

Nueve. Se añade un párrafo al apartado 3 del artículo 53, con el siguiente tenor literal:

«3. Asimismo, reglamentariamente el Gobierno podrá eximir a determinadas instalaciones eléctricas cuyo objeto sea la investigación y el desarrollo tecnológico

del régimen de autorizaciones previsto en los apartados 1.a) y 1.b) del presente artículo. En todo caso para que un proyecto pueda resultar eximido de la autorización administrativa previa, ese proyecto concreto deberá estar exento de la obtención de declaración de impacto ambiental.

Para que un proyecto sea considerados de I+D+i a los efectos del párrafo anterior, este deberá estar sujeto a una convocatoria estatal europea o nacional específica que así lo refleje, o bien deberá contar con un reconocimiento expreso a tal efecto dictado por la Secretaría de Estado de Energía.»

Diez. Se modifica el apartado 1 del artículo 54, que queda redactado con el siguiente tenor literal:

«1. Se declaran de utilidad pública las instalaciones eléctricas de generación, transporte, distribución de energía eléctrica y las infraestructuras eléctricas de las estaciones de recarga de vehículos eléctricos de potencia superior a 250 kW, a los efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su establecimiento y de la imposición y ejercicio de la servidumbre de paso.»

Once. Se introduce una disposición adicional vigésima tercera, con la siguiente redacción:

«Disposición adicional vigésima tercera. *Bancos de pruebas regulatorios.*

Al amparo de la presente ley y con el objeto de cumplir los objetivos previstos en la misma, así como los objetivos de energía y clima y la sostenibilidad ambiental, se podrán establecer bancos de pruebas regulatorios en los que se desarrollen proyectos piloto con el fin de facilitar la investigación e innovación en el ámbito del sector eléctrico.

A tal efecto, dichos proyectos piloto deberán estar amparados por una convocatoria realizada mediante real decreto del Gobierno. En dicha convocatoria se podrán establecer particularidades y, en su caso, determinadas exenciones de las regulaciones del sector eléctrico, sin perjuicio del principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico. Los proyectos deberán tener carácter limitado en cuanto a su volumen, tiempo de realización y ámbito geográfico.»

Doce. Se introduce un Anexo con la siguiente redacción:

«ANEXO

Autorización administrativa de implantación

Las instalaciones móviles deberán contar con una autorización administrativa de implantación de la misma en un lugar concreto. Para la obtención de dicha autorización administrativa, el solicitante presentará un proyecto de ejecución y un proyecto de implantación ante el órgano competente, así como un informe sobre dicho proyecto del Ayuntamiento donde se pretenda ubicar la instalación. Esta resolución de autorización administrativa de implantación será emitida en el plazo de tres meses desde que sea presentada la documentación reseñada por la administración competente para dictar la autorización administrativa de implantación.

Con carácter excepcional y ante casos de emergencia, la administración competente para dictar la autorización administrativa de implantación podrá autorizar provisionalmente la implantación de una instalación eléctrica móvil con el fin de garantizar el suministro en una determinada zona durante el tiempo estrictamente necesario hasta la obtención de la autorización de implantación. En todo caso, este periodo no podrá ser superior a un año. Dicha autorización deberá ser comunicada al municipio en el cual se implante la instalación.»

TÍTULO III

Medidas para el fomento de la eficiencia energética

Artículo 5. *Modificación de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.*

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, queda modificada como sigue:

Uno. Se modifica el artículo 69 que queda redactado de la siguiente forma:

«Artículo 69. *Creación de un sistema nacional de obligaciones.*

1. Se crea el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética, en virtud del cual se asignará a las empresas comercializadoras de gas y electricidad, a los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y a los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor, en adelante, sujetos obligados del sistema de obligaciones, una cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional, denominada obligaciones de ahorro.

Las obligaciones de ahorro resultantes equivaldrán, de forma agregada para el periodo de duración del sistema, al objetivo asignado a España por el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, el cual ha sido modificado mediante la Directiva (UE) 2018/2002, de 11 de diciembre de 2018, una vez deducidos los ahorros provenientes de las medidas alternativas contempladas en el artículo 7 ter de la citada Directiva.

2. El periodo de duración del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética comprenderá desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, hasta el 31 de diciembre de 2030.

3. A efectos de verificar la trayectoria hacia el cumplimiento de los objetivos asignados a España se podrá llevar a cabo una revisión del sistema para los periodos comprendidos entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2020, entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2025 y, entre el 1 de enero de 2026 y el 31 de diciembre de 2030.»

Dos. Se modifica el artículo 70 con la siguiente redacción:

«Artículo 70. *Cálculo de las obligaciones de ahorro individuales de los sujetos obligados.*

1. El objetivo de ahorro energético anual, las cuotas u obligaciones de ahorro correspondientes a cada uno de los sujetos obligados y su equivalencia financiera serán fijados anualmente mediante orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

El objetivo de ahorro energético anual de cada sujeto obligado se calculará multiplicando las ventas de energía correspondientes a cada uno de los citados sujetos en el año n-2 (siendo n el año de referencia de la obligación), por el resultado de dividir el objetivo de ahorro anual promedio del periodo 2015-2020, entre el volumen de ventas anual promedio del conjunto de todos los sujetos obligados considerado en las correspondientes órdenes ministeriales publicadas por las que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en dicho período, multiplicado por un factor, que podrá variar a lo largo del periodo 2021-2030, de manera que se logre la consecución del objetivo de ahorro de energía final establecido en el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE, modificada por la Directiva (UE) 2018/2002, en el periodo 2021-2030.

Es decir, el objetivo anual de ahorro energético correspondiente a cada uno de los sujetos obligados se calculará de la siguiente manera:

$$Ventas\ de\ energía\ del\ sujeto\ obligado\ (\text{año}\ n-2) x \left(\frac{Promedio\ del\ objetivo\ de\ ahorro\ anual\ 2015-2020}{Promedio\ del\ volumen\ de\ ventas\ de\ todos\ los\ sujetos\ obligados\ 2015-2020}\right) x\ C$$

Donde:

Las ventas de energía relativas a cada sujeto obligado, indicadas en el párrafo anterior, se corresponden con:

En el caso de las comercializadoras de gas y electricidad, con el volumen de sus ventas de energía final a nivel nacional a consumidores finales, teniendo en cuenta el conjunto de su actividad, expresadas en GWh, durante el segundo año anterior al periodo anual de la obligación.

En el caso de los operadores al por mayor de productos petrolíferos y gases licuados del petróleo, con el volumen de sus ventas de energía final a nivel nacional para su posterior distribución al por menor, y a consumidores finales teniendo en cuenta el conjunto de su actividad, expresadas en GWh, durante el segundo año anterior al periodo anual de la obligación.

El coeficiente C será proporcional al aumento del objetivo de ahorro anual necesario para cumplir con lo establecido en el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE, modificada por la Directiva (UE) 2018/2002, en el periodo 2021-2030.

La suma de las obligaciones anuales de ahorro de todos los sujetos obligados será igual al objetivo de ahorro energético anual establecido por la orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. En ningún caso, la suma de las obligaciones anuales de ahorro de todos los sujetos obligados podrá superar el objetivo acumulado de ahorro de energía final anualizado establecido para España por el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE, modificado por la Directiva (UE) 2018/2002, en el período 2021-2030.

En caso de que un sujeto obligado cause baja como comercializador u operador al por mayor en el año de cumplimiento de la obligación, será considerado sujeto obligado a los efectos de la presente Ley, por todo el periodo anual de obligación que corresponda. A estos efectos, el sujeto obligado deberá acreditar ante la Dirección General de Política Energética y Minas su baja en la actividad, quien lo comunicará al órgano gestor del Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

Para determinar la cuantía correspondiente para cada sujeto obligado se incluirán los ajustes, en sentido positivo o negativo, que se deriven de la corrección de los datos de ventas suministrados por los sujetos obligados sobre los fijados en la correspondiente orden ministerial del año anterior para el que se establece la obligación.

2. A estos efectos, los sujetos obligados deberán remitir anualmente, antes del 30 de junio, a la Dirección General de Política Energética y Minas los datos de ventas de energía correspondientes al año anterior, expresados en GWh.»

Tres. Se modifica el artículo 71 con la siguiente redacción:

«Artículo 71. *Cumplimiento de las obligaciones y Certificados de Ahorro Energético.*

1. Para hacer efectivo el cumplimiento de las obligaciones anuales de ahorro energético, los sujetos obligados deberán realizar una contribución financiera anual al Fondo Nacional de Eficiencia Energética al que se refiere el artículo siguiente, por el importe resultante de multiplicar su obligación de ahorro anual por la equivalencia financiera que se establezca.

Dicha obligación financiera habrá de ingresarse por trimestres completos en cuatro partes iguales, y ello no más tarde del 31 de marzo, 30 de junio, 30 de septiembre y 31 de diciembre de cada año, a excepción del último año de obligación en el que la citada obligación financiera habrá de ingresarse en dos partes iguales, y ello no más tarde del 31 de marzo y 30 de junio.

Por orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se determinará la equivalencia financiera con base en el coste medio estimado para

movilizar las inversiones en todos los sectores de actuaciones necesarias para alcanzar el objetivo anual de ahorro.

2. Alternativamente, y en los términos que reglamentariamente por el Gobierno se regulen, se podrá establecer un mecanismo de acreditación de la consecución de una cantidad de ahorro energético equivalente al cumplimiento de las obligaciones del sistema. Este mecanismo se basará en la presentación de Certificados de Ahorro energético (CAE) que resulten de la realización de las actuaciones de eficiencia energética.

3. La inspección y tramitación de los procedimientos sancionadores derivados del incumplimiento de las obligaciones establecidas en el la presente Ley y en sus disposiciones de desarrollo en relación al sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética le corresponderá al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.»

Cuatro. Se modifica el artículo 72 con la siguiente redacción:

«Artículo 72. *Fondo Nacional de Eficiencia Energética.*

1. Se crea el Fondo Nacional de Eficiencia Energética, fondo carente de personalidad jurídica, cuya finalidad será financiar las iniciativas nacionales de eficiencia energética, en cumplimiento del artículo 20 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, modificada por la Directiva (UE) 2018/2002.

2. El Fondo Nacional de Eficiencia Energética se dedicará a la financiación de mecanismos de apoyo económico, financiero, asistencia técnica, formación, información, u otras medidas con el fin de aumentar la eficiencia energética en diferentes sectores, de forma que contribuyan en su conjunto a alcanzar el objetivo de ahorro de energía nacional previsto en el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, modificada por la Directiva (UE) 2018/2002.

3. Podrán atenderse con cargo a las dotaciones del Fondo todos los gastos que ocasione la gestión del Sistema Nacional de Ahorro de Energía. A estos efectos, también se considerarán gastos de gestión, entre otros, la elaboración de estudios e informes, las asistencias técnicas para la definición de las medidas de actuación, así como para la medición, control y verificación del cumplimiento de los objetivos.»

Cinco. Se modifican los apartados 1 y 3 del artículo 73, con la siguiente redacción:

«1. El Fondo Nacional de Eficiencia Energética estará adscrito al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a través de la Secretaría de Estado de Energía.»

«3. La supervisión y control del Fondo corresponderá a un Comité de Seguimiento y Control adscrito al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a través de la Secretaría de Estado de Energía que bajo la presidencia de su titular estará compuesto por los titulares de:

a) La Dirección General de Política Energética y Minas.

b) La Dirección General del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P.

c) La Oficina Española del Cambio Climático

d) El Departamento de Asuntos Económicos y G20 del Gabinete de la Presidencia del Gobierno.

e) Un representante con rango de Director General de los siguientes departamentos ministeriales:

1.º Ministerio de Hacienda.

2.º Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana.

3.º Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital.

El secretario del Comité será designado por el Presidente, entre funcionarios de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el

Reto Demográfico con rango de Subdirector General. El Gobierno, mediante real decreto, podrá modificar la composición del Comité.»

Seis. Se modifica el apartado 1 del artículo 74, con la siguiente redacción:

«1. El Fondo estará dotado con:

Los recursos provenientes de fondos estructurales comunitarios FEDER como consecuencia de la cofinanciación de actuaciones ejecutadas con los recursos del Fondo.

Las aportaciones de los sujetos obligados por el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética en concepto de cumplimiento o liquidación de sus obligaciones de ahorro durante el periodo comprendido desde el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2030.

Otras aportaciones que se consignen en los Presupuestos Generales del Estado.

Los recursos (importes) para financiar nuevas operaciones procedentes de las devoluciones que retornen o se recuperen por principal e intereses devengados y cobrados de préstamos concedidos en concepto de financiación de las actuaciones individuales ejecutadas en aplicación de las medidas de actuación, así como aquellas otras cantidades que eventualmente pudieran ser ingresadas en la tesorería del fondo como consecuencia de un procedimiento de reintegro por incumplimiento por el beneficiario de las condiciones de las ayudas concedidas.

Cualquier otro recurso destinado a financiar actuaciones que tengan como objetivo implementar medidas de ahorro y eficiencia energética, así como los remanentes de aportaciones, si los hubiere, de anteriores ejercicios.»

Siete. Se modifican los párrafos 1. a), 2. a) 3. a) y 3. e) del artículo 79, quedando redactados de la siguiente forma:

«1.a) Dejar de ingresar la totalidad de la cuantía anual que corresponda al Fondo Nacional de Eficiencia Energética dentro del periodo de la obligación cuando la contribución anual sea superior a 5 millones de euros.»

«2.a) Dejar de ingresar la cuantía anual que corresponda al Fondo Nacional de Eficiencia Energética dentro del periodo de la obligación cuando la contribución anual sea superior a 500.000 euros e inferior a 5 millones de euros.»

«3.a) Dejar de ingresar la cuantía anual que corresponda al Fondo Nacional de Eficiencia Energética dentro del periodo de la obligación cuando la contribución anual sea igual o inferior a 500.000 euros.»

«3.e) El retraso en la comunicación de los datos sobre las ventas de energía o de cualquier otra información que se solicite por la Administración, que dificulte, aunque no impida, la determinación de las obligaciones de ahorro. A estos efectos, la prescripción de la infracción a la que se refiere el artículo 83 empezará a contarse a partir del día siguiente al de la publicación en el Boletín Oficial del Estado de la correspondiente orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a la que se refiere el artículo 70.»

Ocho. Se modifica el artículo 83, que queda redactado de la siguiente forma:

«Artículo 83. *Prescripción de infracciones y sanciones.*

1. El plazo de prescripción de las infracciones previstas en este capítulo será de tres años para las muy graves, dos para las graves y seis meses para las leves.

2. El plazo de prescripción de las sanciones previstas en este capítulo será de tres años para las muy graves, de dos años para las graves y de un año para las leves.

3. Para el cómputo de los plazos de prescripción de infracciones y sanciones se estará a lo dispuesto en el artículo 30 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público.»

Nueve. Se modifica el apartado 1 del artículo 84, con la siguiente redacción:

«1. La iniciación y la instrucción de los procedimientos sancionadores derivados de las infracciones administrativas tipificadas en el ámbito del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética y en materia de auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos, promoción de la eficiencia del suministro de energía y contabilización de consumos energéticos, así como su archivo, corresponderá al órgano de la Dirección General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía.»

Diez. Se modifica el artículo 86, quedando redactado de la siguiente forma:

«Artículo 86. *Procedimiento sancionador.*

1. El procedimiento para la imposición de las sanciones previstas en esta Ley, en el que las fases de instrucción y resolución estarán debidamente separadas, se ajustará a lo dispuesto en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, con las particularidades que se establecen en los demás artículos de este capítulo.

2. El plazo máximo para la resolución y notificación en estos procedimientos sancionadores en los que las fases de instrucciones y tramitación estarán debidamente separadas será de dieciocho meses, a contar desde la fecha en que se produzca su iniciación. Transcurrido este plazo se declarará la caducidad del procedimiento y se ordenará el archivo de las actuaciones, con los efectos previstos en el artículo 95 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.»

[. . .]

Disposición adicional primera. *Capacidad de acceso de los nudos de transición justa.*

1. Hasta que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia apruebe los criterios para la evaluación de la capacidad de la red y a los efectos de regular los procedimientos y establecer los requisitos para el otorgamiento de la capacidad de acceso en los nudos de transición justa que figuran en el anexo, de conformidad con la disposición adicional vigésima segunda de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar al operador del sistema eléctrico el cálculo de la capacidad de acceso individualizada para dichos nudos.

2. En los cálculos efectuados, el operador del sistema deberá considerar la situación concreta de ese nudo y de aquellos que tengan influencia sobre el mismo. El análisis realizado por el operador del sistema incorporará, asimismo, criterios asociados a la potencia de cortocircuito y a la estabilidad estática y dinámica de la red. El operador del sistema podrá asimismo considerar adicionalmente en sus análisis otros criterios técnicos que pudieran ser relevantes en esos nudos concretos de la red, con el objetivo de maximizar la penetración de renovables y asegurar una operación segura del sistema.

Disposición adicional segunda. *Límites de inversión en las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.*

1. Con carácter excepcional, durante cada uno de los años del trienio 2020 a 2022, el volumen anual de inversión de la red de transporte de energía eléctrica puesto en servicio cada uno de dichos años con derecho a retribución a cargo del sistema podrá ascender hasta un máximo del 0,075 por ciento del producto interior bruto de España previsto por el Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital para cada uno de esos años.

Asimismo, durante el periodo 2021-2026, en el cálculo del volumen anual de inversión sujeto a la limitación de cantidad no se computará el volumen de inversión motivado por interconexiones internacionales, si bien estas actuaciones tendrán derecho a retribución sufragada a través de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.

El cálculo del volumen de inversión con derecho a retribución de cada una de las empresas transportistas se realizará de acuerdo con los previsto en el capítulo IV del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el

cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, con las particularidades relativas al volumen total sectorial señaladas en los párrafos anteriores.

El aumento del volumen máximo de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema en la red de transporte recogido en el primer párrafo de este apartado deberá considerarse en el plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026.

2. De igual modo, con carácter excepcional durante cada uno de los años del trienio 2020 a 2022, el volumen anual de inversión de la red de distribución de energía eléctrica puesto en servicio cada uno de dichos años con derecho a retribución a cargo del sistema podrá ascender hasta un máximo del 0,14 por ciento del producto interior bruto de España previsto por el Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital para cada uno de esos años.

El cálculo del volumen de inversión con derecho a retribución de cada una de las empresas distribuidoras se realizará de acuerdo con los previsto en el capítulo IV del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, con las particularidades relativas al volumen total sectorial señaladas en el párrafo anterior.

3. El valor máximo del volumen de inversión sujeto a limitación de cantidad señalado en los apartados anteriores podrá ser modificado al alza o a la baja por orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, a los efectos de ajustarlo a la evolución real de la economía o si se produjeran circunstancias técnicas o económicas sobrevenidas.

Disposición adicional tercera. *Destino del superávit del Sector Eléctrico.*

1. No obstante lo previsto en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y en la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, con carácter excepcional, el superávit de ingresos del sistema eléctrico podrá aplicarse para cubrir los desajustes temporales, con carácter preferente, y las desviaciones transitorias entre ingresos y costes de los ejercicios 2019 y 2020.

2. Por orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se aprobarán las cantidades, términos y plazos de la aplicación a que hace referencia el apartado anterior.

Disposición adicional cuarta. *Medidas de acompañamiento a las instalaciones acogidas al régimen retributivo específico cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible.*

1. Para las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible, el valor de la retribución a la operación aplicable durante el periodo en el que se encuentre en vigor el estado de alarma, se calculará de acuerdo a los siguientes apartados.

2. Para el cálculo del valor de la retribución a la operación se considerarán los parámetros retributivos en vigor en la fecha de la aprobación de este real decreto ley, a excepción de los valores del precio del mercado eléctrico y del precio de los derechos de emisión de CO2, que serán estimados para el periodo en el que se encuentre en vigor el estado de alarma. Asimismo, en caso de ser necesario para la correcta aplicación del régimen retributivo específico, se actualizarán aquellos parámetros retributivos relacionados con los citados anteriormente.

3. La retribución a la operación así calculada en ningún caso podrá resultar inferior al valor de la retribución establecida en la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, para cada instalación tipo.

4. Excepcionalmente, los valores del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento aplicables al año 2020 a las instalaciones tipo afectadas por este artículo quedan reducidos en un 50 % respecto de los valores establecidos en la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero.

[. . .]

Disposición transitoria primera. *Nuevas solicitudes de permisos de acceso.*

1. Desde la entrada en vigor de este real decreto-ley y hasta la aprobación por el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, respectivamente, del real decreto y la circular normativa que desarrollen el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, no se admitirán por los gestores de red nuevas solicitudes de permisos de acceso para plantas de producción de energía eléctrica ni por la capacidad existente a la entrada en vigor del real decreto-ley ni por la que resulte liberada con posterioridad como consecuencia de los desistimientos, caducidades o cualquier otra circunstancia sobrevenida.

No obstante, sí serán admitidas por los gestores de red aquellas solicitudes que, a la entrada en vigor de este real decreto-ley, hayan remitido a la administración competente para la tramitación de las autorizaciones el resguardo acreditativo de haber depositado las garantías económicas para la tramitación de los permisos de acceso.

2. Lo previsto en el párrafo primero del apartado 1 anterior no será de aplicación a las solicitudes que se puedan realizar:

a) En el marco de los procedimientos para la concesión de la capacidad de acceso de evacuación previstos en la disposición adicional vigésima segunda de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, para el otorgamiento de los permisos de acceso y conexión para garantizar una transición justa.

b) Para plantas de producción destinadas al autoconsumo que se conecten a la red de distribución de energía eléctrica.

c) Para otorgar permisos de acceso a consumidores de energía eléctrica.

3. Desde la entrada en vigor de este real decreto-ley, queda sin efectos para nuevas solicitudes de acceso a la red de transporte lo previsto en la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

No obstante, mediante real decreto podrán definirse criterios y requisitos para incorporar en las subestaciones de transporte posiciones adicionales a las incluidas expresamente en la planificación de la red de transporte. Dichas posiciones tendrán consideración de instalaciones planificadas e incluidas en los planes de inversión a los efectos del otorgamiento de los permisos de acceso.

Disposición transitoria segunda. *Obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2020.*

De manera excepcional, se establece una moratoria en el cumplimiento de las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética, establecidas en la Orden TED/287/2020, de 23 de marzo, de aquellos sujetos obligados que sean microempresas, pequeñas y medianas empresas (PYMES), de acuerdo con el Anexo I, Definición de PYME, del Reglamento (UE) nº 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio de 2014, por el que se declaran determinadas categorías de ayudas compatibles con el mercado interior en aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado.

Dicha moratoria se aplicará a las obligaciones pendientes de los citados sujetos obligados hasta el 28 de febrero de 2021. La condición de PYME deberá ser acreditada ante la Dirección General de Política Energética y Minas, perteneciente al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, antes de 31 de diciembre de 2020.

[. . .]

Disposición final primera. *Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

Se introduce una nueva letra n) en el artículo 13.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, con el siguiente tenor:

> «n) Los gastos ocasionados por las cuentas gestionadas por el organismo encargado de las liquidaciones para realizar la liquidación de los costes regulados del sector eléctrico, salvo en los casos en que esté previsto que tales costes sean deducidos de los saldos que existan en la cuenta en favor de los titulares del derecho

de que se trate. Los gastos ocasionados por la cuenta específica relativa al superávit de ingresos serán deducidos del saldo existente en dicha cuenta.»

Disposición final segunda. *Modificación de la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.*

Se modifica el artículo 79 de la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, que queda redactado de la siguiente forma:

«Artículo 79. *Objeto del Instituto para la Transición Justa, O.A.*

El Instituto para la Transición Justa, O.A., tiene por objeto la identificación y adopción de medidas que garanticen a trabajadores y territorios afectados por la transición hacia una economía más ecológica, baja en carbono, un tratamiento equitativo y solidario, minimizando los impactos negativos sobre el empleo y la despoblación de estos territorios.»

[. . .]

Disposición final novena. *Entrada en vigor.*

Este real decreto-ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

No obstante, lo previsto en la disposición adicional sexta estará vigente hasta que el Gobierno declare de manera motivada y de acuerdo con la evidencia científica disponible, previo informe del Centro de Coordinación de Alertas y Emergencias Sanitarias, la finalización de la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19, de acuerdo con lo previsto en el artículo 2.3 del Real Decreto-ley 21/2020, de 9 de junio, de medidas urgentes de prevención, contención y coordinación para hacer frente a la crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19.

[. . .]

ANEXO

Listado de nudos de transición justa

Nudos de la Red de Transporte
Carrio 220 kV.
Compostilla 220 kV.
Compostilla 400 kV.
Guardo 220 kV.
La Robla 400 kV.
Lada 400 kV.
Lancha 220 kV.
Litoral 400 kV.
Meirama 220 kV.
Montearenas 400 kV.
Montearenas 220 kV.
Mudejar 400 kV.
Narcea 400 kV.
Pinar del Rey 400 kV.
Pinar del Rey 220 kV.
Puentes García Rodriguez 400 kV.
Puertollano 220 kV.
Soto Ribera 400 kV.
Soto Ribera 220 kV.
Velilla 400 kV.
Garoña 400 kV.
Garoña 220 kV.
La Pereda 220 kV.

Información relacionada

- El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, ha sido convalidado por Acuerdo del Congreso de los Diputados, publicado por Resolución de 15 de julio de 2020. Ref. BOE-A-2020-8094

§ 27

Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 221, de 15 de septiembre de 2021
Última modificación: 28 de diciembre de 2023
Referencia: BOE-A-2021-14974

I

La electricidad es una variable sistémica de la economía que afecta a familias, autónomos, empresas, industria y a la economía en su conjunto. El precio de la electricidad en el mercado mayorista está estrechamente ligado a la evolución de la cotización del gas natural en los mercados internacionales.

Desde febrero del año 2021, la cotización del gas natural en los mercados europeos se ha incrementado bruscamente en más de un 250 %, alcanzando niveles sin precedentes e impactando directa y negativamente sobre el precio de la electricidad en el mercado mayorista.

En este contexto y debido al carácter sistémico que la energía, en general, y la electricidad, en particular, tienen para la economía y los graves efectos distorsionadores que esta situación está provocando sobre los hogares, las pymes y la industria, resulta necesario adoptar medidas regulatorias urgentes y extraordinarias que, siendo plenamente compatibles con el ordenamiento nacional y comunitario, corrijan dichos efectos y protejan a los consumidores ante la llegada de los meses del otoño e invierno, correspondientes con los de mayor consumo energético.

Los elevados precios que se vienen produciendo en los últimos meses en el mercado mayorista de la electricidad están generando una creciente alarma social y son motivo de una evidente preocupación, dado el papel fundamental que la electricidad juega en las economías domésticas, con especial incidencia en aquellos colectivos más vulnerables, por lo que es necesario corregir esta situación que ponen riesgo la competitividad de nuestra economía e impacta negativamente sobre las economías domésticas.

Este incremento sostenido del precio de la electricidad en el mercado mayorista viene observándose desde el mes de febrero de 2021, momento en el que la electricidad marcó su mínimo anual en términos mensuales (el precio medio aritmético en dicho mes, según los datos del Operador del Mercado Ibérico Español –en adelante, OMIE–, se situó en 28,49 €/MWh), pero se ha visto claramente agravado en los últimos meses, alcanzándose unos niveles nunca antes vistos. Así, el 21 de julio de 2021 se batió el anterior precio máximo diario de la electricidad de la serie histórica desde la puesta en marcha del mercado ibérico de la electricidad en 2004, alcanzándose un valor de 106,57 €/MWh y, desde entonces, este precio se ha visto superado en numerosas ocasiones, siendo el último de estos precios máximos el correspondiente con el 13 de septiembre de 2021, donde el precio medio diario

se ha situado en 154,16 €/MWh. De este modo, los meses de julio y agosto se han cerrado con unos precios medios aritméticos de 92,42 €/MWh y 105,94 €/MWh, respectivamente, lo que sitúa el incremento del precio mayorista de la electricidad en más de un 250 % desde aquel mínimo anual observado en febrero de 2021.

Así, las medidas contempladas en este real decreto-ley engloban simultáneamente la dimensión social y económica de la grave y extraordinaria situación que se está viviendo en los mercados energéticos. Todas ellas van dirigidas en una misma dirección: Amortiguar la brusca escalada de precios de la electricidad, que se traduce en muchos casos en una factura de electricidad difícil de asumir para los consumidores, especialmente para aquellos en situación de mayor vulnerabilidad energética.

Las medidas tratan de frenar de manera inmediata el efecto que el incremento del precio de la electricidad está teniendo en el resto de sectores de la economía, lo que ya se está reflejando en los datos más recientes del índice de precios al consumo (con la consecuente pérdida de poder adquisitivo de los consumidores y una pérdida de competitividad para la industria y el sector servicios). Permitirán contrarrestar la eventual prolongación de la actual situación en los próximos meses, coincidentes con la llegada del periodo invernal, lo que previsiblemente traerá consigo un incremento de la demanda de electricidad en un momento en el que la energía despliega por completo todos sus efectos como bien esencial para las economías domésticas.

Esta evolución brusca y sin precedentes del gas natural, con un efecto muy negativo sobre la economía, coincide en el tiempo con el inicio de la senda de recuperación económica tras la crisis sanitaria causada por la pandemia del COVID-19. Ello supone un riesgo de ralentización de la recuperación.

Esta situación amenaza también la consecución de los objetivos de descarbonización de la economía, a los que el Reino de España se ha comprometido en el contexto de la Unión Europea, y que se han visto plasmados en el «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030» y en la «Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050». Y esto es así puesto que los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero solo podrán alcanzarse por medio del incremento del grado de electrificación de los usos finales de la energía, lo que sumado a la creciente integración de renovables en el «mix» eléctrico, permitirán alcanzar la meta de la neutralidad climática en 2050. Por todo ello, una señal de precio asequible y razonable de la electricidad resulta crucial para que dicho proceso de electrificación se acelere, incentivando la utilización de medios de transporte electrificados y mejorando la competitividad de los procesos industriales que usan como fuente primaria de energía la electricidad, de tal forma que se vean desplazados del «mix» energético aquellos combustibles más contaminantes y, por ende, coadyuvando a la reducción de la huella de carbono a nivel nacional.

II

Uno de los aspectos más preocupantes de la actual escalada de precios de la electricidad es su impacto sobre los consumidores más vulnerables. Así, tal y como ya recogía la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024, se pone de manifiesto la necesidad de articular instrumentos complementarios de protección de los consumidores de energía eléctrica en situación de vulnerabilidad, propuesta que adquiere hoy aún mayor relevancia en el actual contexto de precios de la electricidad y tras la situación provocada en 2020 por la pandemia de la COVID-19 que ha provocado, en términos generales, una pérdida del poder adquisitivo de las familias.

En concreto, la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2014, señalaba la necesidad de proteger a los hogares de las consecuencias de la pobreza energética, garantizando el derecho al suministro eléctrico a todos los consumidores vulnerables a través de un Suministro Mínimo Vital (SMV) que evite la desconexión total de su suministro.

De esta forma, por medio de este real decreto-ley se introduce un artículo 45 bis y se modifica el apartado 3 del artículo 52 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, estableciéndose como medida de protección al consumidor un suministro mínimo vital para los consumidores vulnerables perceptores del bono social eléctrico. Así, el período de cuatro meses contemplado en la normativa actual para que el consumidor vulnerable haga frente al pago de su factura de electricidad sin que su suministro se vea interrumpido,

se extiende seis meses adicionales, durante los cuales se fijará una potencia tal que garantice unas condiciones mínimas de confort a los hogares acogidos a dicha medida. De esta forma, por tanto, se amplía nuevamente la esfera de protección de los consumidores en situación de vulnerabilidad energética, alargando el plazo que permite desencadenar el procedimiento de solicitud de suspensión del suministro, y dando por ello respuesta al mandato establecido en la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019–2024.

Dicha reforma con rango legal se complementa con la modificación del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, de tal forma que el desarrollo reglamentario pueda adaptarse de manera inmediata a las modificaciones introducidas con rango de ley.

III

Adicionalmente, por medio de este real decreto-ley se introducen un conjunto de medidas que contribuyen a la reducción de los costes de la factura final eléctrica.

En primer término, se prorroga un trimestre adicional la suspensión temporal del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica.

Por medio del Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua, se estableció la suspensión temporal, para el tercer trimestre de 2021, del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, puesto que la evolución de precios de la electricidad ya observada en aquel momento, permitía articular aquella medida sin menoscabo de la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

Considerando que la situación en relación con los precios mayoristas de la electricidad no ha hecho sino agravarse, parece conveniente prolongar dicha medida durante el último trimestre del año, de tal forma que, en suma, el referido tributo quedará suspendido durante el segundo semestre completo del ejercicio 2021.

De esta forma, mediante la exoneración del impuesto, los productores, en tanto que sujetos obligados de dicho tributo, podrán volver a ofertar precios más competitivos que redunden favorablemente en los consumidores al verse reducido uno de sus costes operativos.

Esta suspensión temporal, de acuerdo con las mejores estimaciones de ingresos y costes, es compatible con un cierre del ejercicio 2021 del sistema eléctrico en equilibrio, respetándose el principio de sostenibilidad económica y financiera consagrado en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Asimismo, para dar respuesta a la situación generada por el incremento de los precios de la electricidad, se establece de forma excepcional y transitoria, hasta el 31 de diciembre de 2021, una reducción del tipo impositivo del Impuesto Especial sobre la Electricidad, regulado en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, del 5,11269632 por ciento al 0,5 por ciento.

Dicho impuesto indirecto, que recae sobre el consumo de la electricidad, está armonizado a nivel comunitario según los preceptos de la Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad. Según dicha Directiva, los niveles mínimos de imposición no pueden ser inferiores a 0,5 euros por megavatio-hora si dicha electricidad se utiliza con fines profesionales, o a 1 euro por megavatio-hora en el resto de los casos.

Por consiguiente, si, como resultado de aplicar el tipo impositivo del 0,5 por ciento sobre la base imponible del Impuesto Especial sobre la Electricidad, la tributación efectiva es inferior a 1 euro por megavatio-hora suministrado o consumido, el importe a satisfacer por dicho Impuesto no podrá ser inferior a esa cuantía.

En el supuesto de la electricidad suministrada o consumida en usos industriales, tienen dicha consideración los efectuados en alta tensión o en plantas e instalaciones industriales, así como los efectuados en baja tensión con destino a riegos agrícolas, o en el supuesto de la electricidad suministrada o consumida en embarcaciones atracadas en puerto que no tengan la condición de embarcaciones privadas de recreo o en el transporte por ferrocarril, el resultado de aplicar el tipo impositivo del 0,5 por ciento sobre la base imponible del Impuesto

Especial sobre la Electricidad no podrá ser inferior a 0,5 euros por megavatio-hora suministrado o consumido.

La energía eléctrica suministrada o consumida en procesos de reducción química, electrolíticos, metalúrgicos, mineralógicos o en actividades industriales cuyo valor de la electricidad suministrada o consumida represente más del 50 por ciento del producto fabricado, de acuerdo con los preceptos de la Directiva 2003/96/CE, no estará sometida a los niveles mínimos de imposición a los que se ha hecho referencia.

También se ha ampliado el importe correspondiente a los derechos de emisión de gases de efecto invernadero que se destinarán a la financiación de los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, referidos al fomento de renovables.

Así, la disposición adicional centésima trigésima segunda de la Ley 11/2020, de 30 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado, fijó dicha cuantía en 1.100 millones de euros, pero dados los mayores ingresos obtenidos como consecuencia del incremento de la cotización de los derechos de emisión de CO_2, se ha considerado oportuno ampliar dicho importe máximo hasta los 2.000 millones de euros, destinados a la reducción automática de los cargos del sistema eléctrico.

IV

Por otro lado, se fomenta la contratación de energía a plazo por medio de instrumentos de mercado de los que puedan verse beneficiados todos los consumidores.

Los efectos de elevados precios de los mercados sostenidos en el tiempo sobre el funcionamiento del mercado suponen un riesgo para la viabilidad de las comercializadoras de empresas no verticalmente integradas, por la dificultad que tienen para cubrirse en los mercados a plazo dada la reducida liquidez del mercado a plazo español frente a otros mercados europeos, no contando con la cobertura natural que les proporciona la generación a las empresas verticalmente integradas. Esta dificultad de cobertura en un periodo de precios altos mantenido en el tiempo es asimétrica entre comercializadores que cuentan o no con la cobertura natural que proporciona la integración vertical y podría dificultar la competencia en el mercado minorista entre las empresas verticalmente integradas y las que no lo son.

La liquidez de los mercados a plazo, junto a la transparencia, son aspectos fundamentales para el adecuado funcionamiento de los mercados mayoristas de electricidad, por su incidencia sobre la correcta formación de los precios a plazo y sobre la atracción a la participación en los mismos de un mayor número de agentes (con posiciones contrarias y diferentes perfiles de riesgo), que pueden abrir y cerrar posiciones con mayor facilidad.

En un mercado a plazo líquido los participantes en el mercado disponen de referencias de precios que les permiten formar sus expectativas sobre los precios futuros. Por lo tanto, los participantes pueden evaluar con mayor precisión el precio del mercado y negociar en consecuencia. Por el contrario, cuando el mercado a plazo no tiene liquidez, el descubrimiento de precios es más difícil y costoso, y puede dar lugar a una prima de riesgo de los contratos a plazo más elevada. A su vez, las primas de riesgo más elevadas pueden desincentivar una mayor participación en el mercado, con el efecto de una mayor reducción de la liquidez del mismo, generándose de esta forma un círculo vicioso que redunda en mayores costes y mayor riesgo soportado por los participantes en el mercado.

A pesar de que la evolución de la liquidez del mercado a plazo español en los dos últimos años ha sido positiva, esta es todavía significativamente inferior a la registrada en 2013 (año en el que el volumen de negociación alcanzó un máximo histórico, que representó el 150 % de la demanda de electricidad) y sigue siendo muy inferior a la de otros mercados a plazo europeos, como el alemán y el francés.

La situación anterior, intensificada por la evolución creciente de precios en los mercados mayoristas, tiene efectos negativos para los participantes en el mercado, ya que limita las posibilidades de los agentes de cubrir a plazo los riesgos de precio y cantidad, dejándolos expuestos a la volatilidad creciente del mercado al contado. Desde el punto de vista de la oferta, la insuficiente liquidez del mercado a plazo limita la posibilidad de desarrollo de proyectos renovables en mercado, sin régimen retributivo regulado, ya que incrementa los costes de financiación de los proyectos, hasta el punto de hacerlos inviables, especialmente para los promotores más pequeños. Por tanto, esta situación afecta negativamente a la

competencia en el mercado al limitar la entrada de nuevos operadores, tanto en el mercado mayorista como en el minorista.

Desde el punto de vista de la demanda, las comercializadoras independientes y los grandes consumidores, incluidos los industriales electrointensivos, tienen menos opciones para adquirir un volumen de energía significativo a plazos superiores al trimestre sin pagar una prima elevada, lo que condiciona negativamente sus decisiones de inversión y sus planes de negocio ante el riesgo de que sus costes energéticos se vean incrementados sin una cobertura adecuada. Los pequeños consumidores, especialmente los acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), al estar expuestos a la volatilidad del mercado diario al contado, sufren fuertes incrementos continuados de precios en escenarios como el que se está registrando en los últimos meses, con una fuerte incertidumbre sobre el precio que va a afrontar este tipo de consumidores en el futuro.

De acuerdo con los informes de supervisión y seguimiento del mercado mayorista elaborados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, uno de los factores que más contribuyen a esta insuficiente liquidez de los mercados a plazo españoles es la falta de incentivo a la participación en los mercados a plazo de los grupos verticalmente integrados, ya que disponen de una cobertura natural sobre el riesgo del precio del mercado diario que instrumentalizan mediante contratos bilaterales intragrupo.

Esta circunstancia no es un problema en sí mismo si el grupo en cuestión no tiene una cuota de mercado significativa. Sin embargo, la existencia de grupos verticalmente integrados con cuotas relevantes, con una correlación alta entre las necesidades de sus negocios de generación y comercialización y con tecnologías inframarginales con un volumen de producción base garantizado estable, puede generar barreras de entrada al mercado minorista para otros comercializadores no integrados, al no encontrar facilidades para contratar a plazo en el mercado mayorista, menos aún a los costes de dichas tecnologías. Si los grupos verticalmente integrados no tienen incentivo a participar en los mercados a plazo, la liquidez de dicho mercado a plazo puede verse afectada, reduciendo las opciones de los agentes de menor tamaño y consumidores para obtener la cobertura que necesitan a través de contratos a plazo a precios competitivos.

En las circunstancias excepcionales actuales y ante esta estructura de mercado, junto con la falta de liquidez en los mercados a plazo, se hace necesario introducir un instrumento que favorezca la entrada e impulse el desarrollo de empresas con actividad de comercialización, fomentando así la competencia en el mercado minorista para asegurar menores precios para el consumidor final.

Como mecanismo para incentivar nuevas entradas en el mercado y/o reforzar la posición de los comercializadores más pequeños, los instrumentos coercitivos de contratación a plazo, en particular en su formato de subastas de contratos de compra de energía a largo plazo, pueden diseñarse con el objetivo de proporcionar un acceso a la generación en base que proporcionan las tecnologías de generación inframarginal no emisoras de CO_2 del mercado español.

Mediante estas subastas se pone a disposición de agentes con perfil de demanda una parte de la generación inframarginal, gestionable y no emisora de CO_2 durante un periodo de vencimiento pre-establecido, por medio de contratos específicos a plazo. La definición del tipo de energía que va a participar en estas subastas responde a criterios medioambientales, técnicos y económicos, asociados a las mayores posibilidades de garantizar la firmeza de la energía comprometida a un precio asequible, pero sin menoscabar en ningún caso los principios rectores de política energética que presiden la actual senda de descarbonización de la economía.

Mediante el artículo 3 se dispone que el Gobierno apruebe un calendario de subastas de contratos de compra de energía a plazo, se regulan sus aspectos esenciales y se da un mandato para que la primera de estas subastas se celebre antes de final de este año. Los sujetos vendedores serán los operadores dominantes en generación, y los compradores podrán ser las comercializadoras no pertenecientes a alguno de los grupos empresariales cuya matriz haya sido considerada como operador principal en el sector eléctrico y que dispongan de cartera de clientes de electricidad, los consumidores directos en mercado (grandes consumidores) o sus representantes.

Asimismo, podrán concurrir como compradoras las comercializadoras de referencia, una vez actualizada la fórmula de cálculo del precio de la energía del PVPC de forma que se vincule a este mecanismo.

Esta regulación contribuirá a mejorar la liquidez y la competencia en los mercados a plazo, facilitando la realización de coberturas tanto a participantes actuales como a nuevos entrantes. La actual coyuntura de precios elevados en el mercado mayorista y sus efectos sobre los consumidores domésticos/comerciales e industriales en el actual contexto de recuperación económica tras la reciente pandemia, justifican la extraordinaria y urgente necesidad y su adopción mediante real decreto-ley.

Se trata de una regulación adecuada y proporcionada al fin que persigue, pues logra los objetivos planteados de una manera más eficaz, eficiente que otras alternativas más intervencionistas, como podría ser la obligación de venta de activos de generación. Asimismo, la configuración del instrumento como un mecanismo de mercado, mediante subastas que aseguran la fijación de precios competitivos, contribuye al cumplimiento del principio de proporcionalidad.

V

Otra de las medidas aprobadas es la articulación de un mecanismo de minoración del exceso de retribución que determinadas instalaciones están percibiendo como consecuencia del funcionamiento marginalista del mercado.

La evolución de la cotización de los derechos de emisión en el mercado europeo, muestra valores superiores a los 60 €/ton, e incrementos del 120 % respecto al valor de hace un año. Por otro lado, el incremento de la cotización alcista sin precedentes del gas natural en los distintos «hubs» nacional e internacionales (en el mercado ibérico del gas, gestionado por MIBGAS, el precio de cotización de gas spot en el punto virtual de balance –PVB– ha superado recientemente los 60 €/MWh, frente a los precios mínimos del año registrados en febrero, que se situaban en el entorno de los 15 €/MWh. Por tanto, un incremento anual de casi el 300 %).

El precio del gas natural es determinante en la fijación del precio del mercado diario, en tanto que su efecto es multiplicador (aproximadamente, un incremento de 1 €/MWh del gas supone un incremento de 2 €/MWh de electricidad), frente al precio del CO_2, cuya señal se traslada al precio de la electricidad de una forma más atenuada (un incremento de 1 €/tCO_2 supone un incremento de 0,37 €/WMh el precio de la electricidad, dado el factor de emisión específico del ciclo combinado).

Esta situación se conjuga con un modelo de mercado marginalista, que viene determinado por la regulación europea, y que establece que todas las instalaciones de producción funcionando en una determinada hora perciben el mismo precio, correspondiente al ofertado por la última instalación que ha resultado casada para abastecer la demanda en dicha hora. Este diseño marginalista, entre otros, permite que las referidas señales de precios y externalidades funcionen, ya que las instalaciones más limpias y, en general, más competitivas, perciben unos mayores ingresos, lo que incentiva su instalación y entrada en el mercado, sustituyendo a las más contaminantes y, en general, menos competitivas.

Sin embargo, en tanto no se produzca el desplazamiento definitivo de las centrales de generación que dependan de variables como la cotización del gas natural, la señal de precio seguirá siendo marcada por tecnologías emisoras (directamente o, de manera indirecta, por coste de oportunidad de otras tecnologías).

En este contexto, resulta evidente el diferencial entre costes de generación beneficios de instalaciones no emisoras e inframarginales. Y si bien esta circunstancia es el resultado natural del diseño marginalista del mercado antes expuesto, es imprescindible incorporar instrumentos regulatorios que, ante las excepcionales circunstancias de los mercados de materias primas, limiten de manera temporal el exceso de retribución obtenido por dichas instalaciones en detrimento de todos los consumidores.

En el caso del CO_2, actualmente se encuentra en sede parlamentaria el proyecto de ley por la que se actúa sobre la retribución del CO_2 no emitido del mercado eléctrico, que tiene como objetivo minorar el exceso de retribución de aquellas instalaciones no emisoras que, no pudiendo prever los beneficios extraordinarios asociados a la creación del mercado

europeo de derechos de emisión (ETS) creado en el año 2003 en el momento de la decisión de inversión (que fue anterior a dicha fecha), actualmente son destinatarios del denominado dividendo del CO_2 (exceso de retribución que obtienen dichas instalaciones no emisoras e inframarginales).

La situación del gas en los mercados internacionales tiene su origen, fundamentalmente, en desajustes entre la oferta y la demanda a consecuencia de una recuperación global más rápida de lo esperado que no ha sido acompasada con los mismos niveles de producción. Esta valoración viene refrendada por la cotización de los futuros de gas en los principales parqués internacionales de negociación del referido producto energético, donde se pueden observar unos valores de cotización similares a los observados en los últimos años (en promedio) y, por tanto, la medida a adoptar a este respecto, desde un punto de vista regulatorio, debe recoger este marcado carácter temporal, si bien el instrumento de minoración planteado guarda muchas similitudes en su esquema de cálculo a aquel confeccionado para llevar a cabo la minoración del CO_2.

Para ello, se regula la minoración de la retribución de las centrales inframarginales y no emisoras, por un importe proporcional al valor de la cotización del precio del gas natural en el mercado ibérico de gas. Además, la minoración de la retribución se aplicará únicamente a las centrales no emisoras en el territorio peninsular, quedando excluidas las instalaciones de generación que perciban un régimen retributivo específico (renovables, cogeneración y residuos).

Asimismo, también se excluyen las instalaciones de reducido tamaño (<10 MW) por razones de capacidad económica, teniendo en cuenta sus elevados costes fijos y menor rentabilidad inherentes a las instalaciones de menor tamaño.

Por otro lado, este instrumento resultará de aplicación únicamente hasta el 31 de marzo de 2022, momento en el cual se espera que la cotización del referido hidrocarburo haya vuelto a valores promedios observados en los últimos años. A mayor abundamiento, el propio instrumento de minoración establece un suelo en el precio del gas a partir del cual se aplica la medida de 20 €/MWh, valor que corresponde, aproximadamente, con el precio promedio del mercado ibérico del gas, MIBGAS, desde su puesta en funcionamiento de 2017, de tal forma que, si el precio del combustible resulta inferior a dicho umbral, la minoración de la retribución será nula.

El mecanismo se aplicará a la retribución percibida por la cantidad total de energía producida por las instalaciones afectadas en el periodo de liquidación considerado, medida en barras de central, y con independencia de la modalidad de contratación utilizada. Es decir, también se minorará la energía vendida fuera del mercado diario, a través de contratos bilaterales, ya que toda ella está internalizando el coste de oportunidad de venderla en el mercado diario, donde existe la internalización del coste del gas natural.

A estos efectos, a partir de la información facilitada por el Operador del Mercado (OMIE) relativa a las centrales que han marcado el precio marginal del mercado en cada hora, se calculará el nivel de internalización medio mensual del coste del gas naturalen el precio del mercado mayorista. Para ello, se establecen un rendimiento medio del ciclo combinado de gas natural, que servirá como referencia del grado de internalización del precio del gas natural.

En las horas en las que el precio marginal haya sido marcado por otra tecnología distinta del ciclo combinado, se asumirá que la oferta ha internalizado el coste de emisión de las centrales de ciclo combinado, si hay centrales de esta tecnología que hayan ofertado en el entorno (±10 por ciento) del precio de casación. Del ejercicio anterior resultará un Factor Medio de Internalización del Gas Natural (en adelante, FMIG).

La consideración del factor α tiene como objetivo introducir un elemento de proporcionalidad en la medida. Con un valor de α distinto de 1, no se elimina por completo la señal de precio que perciben estas tecnologías como consecuencia de la internalización del coste del gas natural. Al igual que en el instrumento de minoración del CO_2 este coeficiente se fija con un valor de 0,9.

Por fin, para cada central, la minoración de su retribución se calculará multiplicando su producción mensual en barras de central por dicho coste medio ajustado. A continuación, se notificarán las cantidades a cada central, que deberán ser ingresadas en el plazo máximo de un mes tras la notificación de la liquidación.

Finalmente, y teniendo en cuenta los ingresos adicionales con los que cuenta el sistema eléctrico como consecuencia de las medidas aprobadas en este real decreto-ley (principalmente, el instrumento de minoración del exceso de retribución del gas natural, así como los ingresos adicionales correspondientes con los derechos de emisión de CO_2 subastados), en la disposición adicional tercera se ha incorporado una actualización extraordinaria de los cargos del sistema eléctrico que resultarán de aplicación exclusivamente desde la entrada en vigor del presente texto normativo hasta el 31 de diciembre de 2021.

La actualización de los cargos se ha llevado a cabo de conformidad con la metodología establecida en el Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico.

VI

La realidad del cambio climático, el aumento de las temperaturas, la alteración de los patrones de lluvia y, en suma, la menor disponibilidad de agua que auguran todos los escenarios a medio y largo plazo, afectará a los usos del agua en las distintas cuencas hidrográficas y, lógicamente, debe repercutir sobre las condiciones que delimitan el ejercicio de los derechos de explotación y de aprovechamiento de un recurso cada vez más escaso, derechos que tienen un régimen jurídico propio y específico derivado de su naturaleza demanial.

Por ello, esta reforma que se recoge en el título IV introduce la concreción de los criterios de utilización racional de los recursos hídricos en el apartado 2 del artículo 55 del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, como garantía para atender a la realidad de la explotación bajo los condicionantes actuales, entre los que destacan las previsiones de los efectos del cambio climático y los escenarios de reducción de la disponibilidad hídrica en España, superiores al 15 % a medio plazo y entre el 35 y el 40 % en un horizonte de largo plazo.

La introducción de criterios de utilización racional de los recursos hídricos es necesaria para la protección de las masas de agua superficial mediante su correcta planificación y gestión, máxime cuando dichas masas de agua se asocian a tramos fluviales en los que conviven un elevado nivel de aprovechamiento de las aguas y cauces con múltiples valores y servicios ecosistémicos. La incidencia social y medioambiental de esta reforma garantiza unas pautas de ejecución de la misma, necesarias para la mayor certidumbre de usuarios y ciudadanos, sobre la gestión de un recurso previsiblemente más escaso en un momento de transición al tercer ciclo de la planificación hidrológica, que debe aprobarse en 2022.

Estos nuevos planes hidrológicos deberán contener las medidas y herramientas que permitan alcanzar en 2027 los objetivos ambientales fijados por la Directiva 2000/60/CE, del Parlamento y del Consejo, de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas, conocida como Directiva Marco del Agua, y se harán eco de la reforma contenida en este real decreto-ley.

Además, la Directiva Marco del Agua pone el acento en el carácter del agua como recurso natural, como elemento del medio ambiente y se presenta como una herramienta adecuada para mejorar la protección de las aguas comunitarias en sus aspectos cualitativos y cuantitativos procurando fomentar el uso sostenible del recurso al que la Directiva caracteriza de escaso y vulnerable.

Asimismo, se trata de que los usuarios del dominio público hidráulico, en particular en régimen de concesión, cuyos aprovechamientos están subordinados al interés general, sigan desarrollando sus actividades, aunque temporalmente se hayan de adoptar medidas que también tienen incidencia medioambiental y social. La reforma se efectúa desde el principio de certidumbre y seguridad jurídica en el ejercicio de sus derechos, que se constituyen como un «haz de facultades individuales», pero también como «un conjunto de derechos y obligaciones establecidos, de acuerdo con las leyes, en atención a valores o intereses de la comunidad» (STC 204/2004, de 18 de noviembre, FJ 5 y STC 154/2015, FJ 4).

El artículo 45.2 de la Constitución obliga a los poderes públicos a velar «por la utilización racional de todos los recursos naturales, con el fin de proteger y mejorar la calidad de la vida y defender y restaurar el medio ambiente, apoyándose en la indispensable solidaridad colectiva». Y como ha señalado el Tribunal Constitucional respecto de los derechos

individuales de aprovechamiento sobre el agua, «su regulación general no sólo puede tener en cuenta el interés individual de los usuarios o titulares de aquellos derechos, sino que debe también tomar en consideración el interés general inherente al carácter público del bien sobre el que recaen», por lo que tomando la doctrina de la STC 37/1987, de 26 de marzo, «la fijación del contenido esencial «no puede hacerse desde la exclusiva consideración subjetiva del derecho o de los intereses individuales» que en cada derecho patrimonial subyace, sino que debe incluir igualmente la dimensión supraindividual o social integrante del derecho mismo» (STC 227/1988, de 29 de noviembre, FJ 11). Por consiguiente, el principio rector de esta reforma es la consideración del agua como un bien ambiental, con una incidencia social muy notable y como un bien digno de protección en sí mismo.

En relación con las tendencias detalladas anteriormente derivadas del cambio climático y de reducción de la disponibilidad hídrica, se suscita otro asunto que también ha generado enorme preocupación social, respecto del uso del agua para la producción de energía eléctrica. Se trata de garantizar la compatibilidad de las cláusulas concesionales que rigen la relación entre la administración hidráulica y el concesionario, con el criterio rector de la ordenación del agua, no solamente como un recurso de contenido económico para la producción energética, sino también como un recurso ambiental de primer orden, con una incidencia social prioritaria.

En consecuencia, esta reforma precisa los criterios de aplicación del régimen establecido en el artículo 55.2 del vigente texto refundido de la Ley de Aguas, procedente del artículo 53 de la Ley 29/1985, a fin de permitir su adaptación a las consecuencias del cambio climático y, en definitiva, en beneficio del medio ambiente y del conjunto de los usuarios del agua.

En este contexto, la reforma prevé que para aquellos embalses mayores de 50 hm^3 de capacidad total, cuyos usos principales no sean el abastecimiento, el regadío y otros usos agropecuarios, en los casos en que proceda en atención a la reserva de agua embalsada y a la predicción estacional, el organismo de cuenca fijará al inicio de cada año hidrológico, una serie de variables hidrológicas.

En concreto, para asegurar esta explotación racional se fijará un régimen mínimo y máximo de caudales medios mensuales a desembalsar para situaciones de normalidad hidrológica y de sequía prolongada, así como un régimen de volúmenes mínimos de reservas embalsadas para cada mes.

Asimismo, se fijará una reserva mensual mínima que debe permanecer almacenada en el embalse para evitar indeseados efectos ambientales sobre la fauna y la flora del embalse y de las masas de agua con él asociadas.

Cabe destacar como innovación que se procurará que la explotación racional resulte compatible con el desarrollo de las actividades económicas sostenibles ligadas a la dinamización de los municipios ribereños, siempre en el marco del orden de preferencia de usos que se establezca en el Plan Hidrológico de la cuenca correspondiente.

Por otra parte, para el seguimiento y evaluación de esta medida en el año hidrológico 2021-2022, se prevé que antes de 31 de diciembre de 2021, los organismos de cuenca remitan a la Dirección General del Agua del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un informe motivado que recoja la relación de los embalses que han sido objeto de las medidas de explotación racional que se introducen en esta reforma.

Para justificar la extraordinaria y urgente necesidad de esta reforma mediante real decreto-ley, hay que señalar que desde el punto de vista de la disponibilidad de agua, los datos evidencian una reducción de las aportaciones producidas en la serie hidrológica posterior a 1980 (1980/81-2017/18), respecto a la serie de los cuarenta años previos (1940/41-1979/80), del orden del 11 % como valor medio para el conjunto de España, aunque esta cifra alcanza el 22 % en cuencas como el Tajo o el Guadiana.

Por otra parte, las previsiones a las que apuntan los modelos climáticos para los distintos escenarios futuros, confirman estas tendencias decrecientes. Los trabajos desarrollados por el CEDEX y la Oficina Española de Cambio Climático estiman unas reducciones medias de la disponibilidad de agua en el conjunto de España en torno al 6 % en 2030 y cerca del 12 % en 2050, aunque estas cifras se incrementan hasta el 9 % y el 16 % respectivamente en varias cuencas peninsulares, y hasta el 13 % y 20 % en el caso de Illes Balears.

Respecto del actual año hidrológico 2020-2021, los últimos datos publicados a comienzo de septiembre de 2021, señalan que la reserva total de agua embalsada en las cuencas

hidrográficas de la vertiente atlántica asciende a 16.114 hm^3, por debajo de los 19.505 hm^3 que había en agosto de 2020 y de los 23.726 hm^3 de reserva total media de dichas cuencas de los últimos diez años. Este descenso también se produce en las cuencas mediterráneas, habiendo descendido la reserva desde los 8.095 hm^3 de 2020 a los 7.218 hm^3 de septiembre de 2021, cifra que sin embargo, no está alejada de la media de los diez últimos años (7.272 hm^3).

Estos datos, unidos a la predicción estacional de las precipitaciones en España (para septiembre-octubre y noviembre de 2021) de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), que señala que hay una mayor probabilidad de que la precipitación se encuentre en el tercil inferior en la vertiente atlántica y Canarias, aconsejan la adopción urgente de la reforma.

Asimismo, la urgencia se basa en el principio de precaución, con la finalidad de proteger sin dilación las reservas hídricas de los embalses en la situación hidrológica y pluviométrica que se acaba de describir, que requiere iniciar de forma inmediata el mecanismo de aplicación de criterios de utilización racional de los recursos hídricos para su efectividad en el año hidrológico 2021-2022 que comenzará el próximo 1 de octubre.

VII

De acuerdo a lo establecido en el artículo 57 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, los consumidores finales de gas natural conectados a presiones inferiores a 4 bar con consumos anuales inferiores a 50.000 kWh tienen derecho a acogerse a la tarifa de último recurso de gas natural. Según los últimos datos disponibles, aproximadamente un millón y medio de consumidores se encuentran acogidos a dicha tarifa de último recurso, en su mayoría clientes domésticos y PYMES, permaneciendo el resto de los consumidores (cerca de seis millones y medio) acogidos a tarifas libremente establecidas por las comercializadoras.

El sistema de cálculo de la citada tarifa de último recurso se encuentra recogido en la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, e incluye de forma aditiva el coste de la materia prima, los peajes de acceso que correspondan, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad de suministro. Por tanto, su existencia no es novedosa y desde 2009 los consumidores pueden acogerse a esta tarifa de protección que asegura un suministro a precios asequibles.

El coste de la materia prima se revisa trimestralmente y supone actualmente en torno al 30 % de la tarifa. Su valor se calcula, de acuerdo a la metodología aprobada por la citada orden mediante la agregación de un coste de gas de base, vinculado a la cotización del crudo Brent, y un coste de gas estacional, dependiente de la cotización de los futuros del gas natural en el mercado NBP, así como de la cotización de las opciones de dichos futuros. Éste último coste de gas estacional solo se aplica en los trimestres primero y cuarto del año.

Desde principios del mes de marzo de 2021 los precios del gas natural en los principales mercados europeos vienen manteniendo una tendencia alcista muy acusada, impulsada por la recuperación de la demanda de gas en Asia, los bajos niveles de stock a nivel mundial y las altas cotizaciones del Brent. De esta forma el precio del gas natural en Europa se encuentra a día de hoy en el rango de los 50-60 €/MWh, marcando máximos históricos y triplicando los precios de los últimos años. Así mismo las cotizaciones de los futuros y la situación de los mercados indican que los precios podrían mantenerse este invierno en valores similares o incluso superiores.

Tal y como está establecida la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, las cotizaciones internacionales excepcionalmente altas de los precios del gas natural se deberían traducir en un súbito incremento en el coste de la materia prima y por ende, en la tarifa aplicada a los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso. Esto implicaría un incremento medio en la tarifa de último recurso con entrada en vigor el próximo 1 de octubre de 2021 que podría alcanzar el 30-40 % según la banda de consumo, derivado del incremento superior al 100 % en el coste de la materia prima, respecto a la última actualización de julio de 2021. Este elevado incremento entre actualizaciones, máximo histórico, supondría un importante esfuerzo económico que deberían afrontar estos clientes, muchos de ellos vulnerables.

Esta situación no podía haberse previsto en el momento de la elaboración de la metodología de cálculo, tal y como demuestra el comportamiento del coste de la materia

prima en los últimos trimestres desde el año 2015. En este periodo, el coste de la materia prima nunca había sido superior al 20 por ciento y solamente en cuatro ocasiones se superó el 10 por ciento de incremento.

Ante la imprevisibilidad, gravedad e inmediatez de esta situación, mediante este real decreto-ley se introduce, como medida temporal y excepcional de protección social, una limitación por dos trimestres al incremento del coste de la materia prima incluido en la tarifa de último recurso de gas natural, con objeto de amortiguar la imputación en la misma de la excepcional subida de cotizaciones internacionales del gas natural. Al tomar acción sobre esta situación se evitará una subida en la factura del consumidor medio que podría alcanzar el 30-40 %, según la banda de consumo, derivada del incremento estimado superior al 100 % en el coste de la materia prima respecto a la última actualización de julio de 2021. En un contexto como el actual, donde el invierno requiere unos mayores consumos de gas natural para calentar los hogares por las condiciones climatológicas adversas, con especial énfasis en las personas que por su situación estén en un mayor grado de vulnerabilidad, la atenuación del impacto es una medida necesaria para que los consumidores puedan seguir teniendo acceso a una tarifa de protección para el acceso a este insumo fundamental.

Sin perjuicio del mecanismo de atenuación inmediato que este real decreto-ley plantea, el incremento de coste de la materia prima que quede pendiente de repercutir en la tarifa, consecuencia de la diferencia entre el coste de la materia prima calculado conforme a la metodología vigente y el que resulte de la aplicación del citado límite, se recuperará en las siguientes revisiones de la tarifa con la sujeción a la referida limitación. Asimismo se habilita a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para desarrollar el citado mecanismo.

VIII

El Real Decreto-ley 5/2021, de 12 de marzo, de medidas extraordinarias de apoyo a la solvencia empresarial en respuesta a la pandemia de COVID-19, creó la Línea COVID de ayudas directas a autónomos y empresas, con una dotación total de 7.000 millones de euros, encomendando a las comunidades autónomas y a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla su gestión y control.

Desde el inicio de la pandemia, se ha desplegado un programa sin precedentes de medidas de ayuda al tejido productivo, al empleo y a las rentas de las familias, entre las que destacan los avales públicos canalizados a través del ICO, el apoyo público extraordinario a los Expedientes de Regulación Temporal de Empleo y la prestación extraordinaria a los trabajadores autónomos. Como complemento de estas medidas, la citada Línea COVID de ayudas directas tiene por objeto reforzar la situación patrimonial de aquellos autónomos y empresas cuya actividad se ha visto más negativamente afectada por la pandemia, para mejorar la solvencia empresarial y reducir el sobreendeudamiento en el conjunto de la economía, evitando así la generación de un problema de inestabilidad financiera que pudiese poner en riesgo la recuperación económica.

Con tal fin, las ayudas se han destinado al pago de las deudas generadas y a la compensación de los costes fijos incurridos desde el 1 de marzo de 2020 al 31 de mayo de 2021 de aquellas empresas con una caída en el volumen de operaciones anual en 2020 con respecto a 2019 superior al treinta por ciento pertenecientes a los sectores más castigados por la pandemia.

En atención a la evolución de la economía en el primer trimestre del año, el Real Decreto-ley citado fue parcialmente modificado por el Real Decreto-ley 6/2021, de 20 de abril, por el que se adoptan medidas complementarias de apoyo a empresas y autónomos afectados por la pandemia de COVID-19, que dotó a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de un mayor margen de flexibilidad en la ejecución de las ayudas. En primer lugar, permitió que las comunidades y ciudades autónomas pudieran añadir nuevos sectores elegibles para recibir ayudas; y, en segundo lugar, permitió el acceso a las ayudas a empresas con resultados netos negativos en sus declaraciones de impuestos de 2019, siempre que el solicitante de la ayuda acreditara circunstancias excepcionales. A modo de ejemplo, tales circunstancias podrán incluir limitaciones a la actividad normal por causas extraordinarias como catástrofes naturales, daños graves a instalaciones o cultivos, obras, ampliación de plantillas o causas ajenas a la actividad de la empresa.

En general, las empresas más afectadas por la crisis de la COVID-19 ya han podido acceder a estas ayudas, pues las primeras convocatorias han permitido aliviar a aquellas empresas y autónomos con un mayor exceso de endeudamiento y una mayor caída de la actividad. En este sentido, cabe señalar que el artículo 3.1.a) del Real Decreto-ley 5/2021 ya omite la exigencia de acreditar la caída en la facturación para los empresarios o profesionales que apliquen el régimen de estimación objetiva en el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas.

Además, la intensa recuperación económica, junto con el conjunto de ayudas públicas que se han canalizado ya por parte del Estado y las comunidades autónomas, hacen que la situación patrimonial de las empresas haya mejorado. No obstante, de cara al último trimestre del año, es importante afianzar la recuperación, alejar el riesgo de un posible problema macroeconómico o financiero generado por el sobreendeudamiento de una parte significativa de la economía española y reforzar los balances empresariales, para que todas las empresas y autónomos puedan contribuir activamente al aumento de la inversión, de la actividad económica y de la creación de empleo.

Con este fin, se modifica el Real Decreto-ley 5/2021, ampliando el ámbito temporal cubierto por las ayudas y aclarando algunos extremos, con el fin de permitir a aquellas comunidades y ciudades autónomas que dispongan de recursos realizar convocatorias adicionales de ayudas en lo que resta de año. De esta forma, se maximizará el efecto dinamizador de las ayudas, que podrán llegar a todos los sectores y ámbitos geográficos que lo necesitan para incorporarse a la recuperación económica.

Así, en primer lugar, se amplía en cuatro meses, desde el 31 de mayo hasta el 30 de septiembre, el plazo de cobertura de las ayudas. En segundo lugar, en línea con lo previsto en el Marco Temporal de la Unión Europea, relativo a las medidas de ayuda estatal destinadas a respaldar la economía en el contexto del actual brote de COVID19, se aclara que, dentro de las finalidades a las que se pueden destinar las ayudas, el concepto de costes fijos incurridos incluye las pérdidas contables que no hayan sido ya cubiertas por estas u otras ayudas. Independientemente de la estructura financiera, las pérdidas reflejan la reducción en el patrimonio neto de las empresas, de manera que la aplicación de las ayudas a su compensación, una vez cubiertas las obligaciones y deudas generadas, es coherente con el objetivo de reforzar la solvencia empresarial con el fin de favorecer la recuperación económica, la inversión y la creación de empleo.

Así, los autónomos y empresas podrán destinar la ayuda a satisfacer la deuda y a realizar pagos a proveedores y otros acreedores, financieros y no financieros, así como a compensar los costes fijos incurridos, incluidas las pérdidas contables, siempre y cuando éstos se hayan generado entre el 1 de marzo de 2020 y el 30 de septiembre de 2021 y procedan de contratos anteriores al 13 de marzo de 2021, fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 5/2021.

IX

El artículo 86 de la Constitución permite al Gobierno dictar decretos-leyes «en caso de extraordinaria y urgente necesidad», siempre que no afecten al ordenamiento de las instituciones básicas del Estado, a los derechos, deberes y libertades de los ciudadanos regulados en el título I de la Constitución, al régimen de las comunidades autónomas ni al Derecho electoral general.

El real decreto-ley constituye un instrumento constitucionalmente lícito, siempre que, tal como reiteradamente ha exigido el Tribunal Constitucional (sentencias 6/1983, de 4 de febrero, FJ 5; 11/2002, de 17 de enero, FJ 4, 137/2003, de 3 de julio, FJ 3, y 189/2005, de 7 julio, FJ 3; 68/2007, FJ 10, y 137/2011, FJ 7), el fin que justifica la legislación de urgencia sea subvenir a una situación concreta, dentro de los objetivos gubernamentales, que por razones difíciles de prever requiere una acción normativa inmediata en un plazo más breve que el requerido por la vía normal o por el procedimiento de urgencia para la tramitación parlamentaria de las leyes, máxime cuando la determinación de dicho procedimiento no depende del Gobierno.

Debe quedar, por tanto, acreditada «la existencia de una necesaria conexión entre la situación de urgencia definida y la medida concreta adoptada para subvenir a ella (SSTC

29/1982, de 31 de mayo, FJ 3; 182/1997, de 20 de octubre, FJ 3, y 137/2003, de 3 de julio, FJ 4)».

A tal fin se reitera la extraordinaria coyuntura de precios observada en los mercados mayoristas de electricidad, que trae causa del encarecimiento sin precedentes de la cotización del gas natural en los mercados internacionales, y su impacto sistémico en la economía ampliamente expuesta en los apartados I a V de este preámbulo.

La justificación de la extraordinaria y urgente necesidad de la reforma del apartado 2 del artículo 55 del texto refundido de la Ley de Aguas, para introducir los criterios de utilización racional de los recursos hídricos, se encuentra en la protección de las masas de agua superficial en un contexto de cambio climático y de escenarios de reducción de la disponibilidad hídrica en España, conforme a los datos que se expusieron en el apartado VI anterior.

Por su parte, el límite establecido en el citado Marco Temporal de la Unión Europea, que determina que las ayudas necesariamente tengan que estar otorgadas antes del 31 de diciembre de 2021, aconseja incorporar con carácter urgente las modificaciones del apartado 3 del artículo 1 del Real Decreto-ley 5/2021, de 12 de marzo, de forma que las comunidades autónomas puedan sin demora lanzar nuevas convocatorias de ayudas con los fondos restantes o ampliar las que están en curso.

En consecuencia, la extraordinaria y urgente necesidad de aprobar este real decreto-ley se inscribe en el juicio político o de oportunidad que corresponde al Gobierno en cuanto órgano de dirección política del Estado y esta decisión, sin duda, supone una ordenación de prioridades políticas de actuación, centradas en el cumplimiento de la seguridad jurídica y la garantía de precios justos y competitivos a los ciudadanos y las empresas.

Asimismo, se destaca que este real decreto-ley no afecta al ordenamiento de las instituciones básicas del Estado, a los derechos, deberes y libertades de los ciudadanos regulados en el Título I de la Constitución, al régimen de las Comunidades Autónomas ni al Derecho electoral general.

Por todo lo expuesto, concurren de esta forma las circunstancias de «extraordinaria y urgente necesidad» que constituyen el presupuesto habilitante exigido al Gobierno por el artículo 86.1 de la Constitución para dictar reales decretos-leyes.

X

Este real decreto-ley se adecua a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

La propuesta se adecúa a los principios de buena regulación exigibles a las disposiciones normativas, en especial, al principio de necesidad, por la existencia de una disfunción en la formación de precios y eficiencia, esto es, la razonabilidad en la estructura de precios.

Además, se destaca que tanto el instrumento de fomento de la contratación a plazo como el mecanismo de minoración del exceso de retribución provocado el incremento de la cotización del gas natural se configuran como instrumentos plenamente respetuosos con la normativa europea.

En el caso del mecanismo de fomento de la contratación a plazo previsto en el artículo 4 de este real decreto-ley, el instrumento se articula como un mecanismo de concurrencia competitiva, promoviendo un sistema de subastas centralizadas que garantizan la competencia entre los actores compradores de la energía en base subastada.

Al mismo tiempo, se garantiza el principio de rentabilidad razonable (como manifestación del principio de seguridad jurídica) de los agentes ofertantes de la energía mediante el establecimiento de un precio de reserva que se determinará a través de una metodología que tendrá en cuenta parámetros objetivos y los costes asociados a la generación objeto de subasta, en base a la información proporcionada por las empresas titulares.

Por otro lado, la medida es la respuesta regulatoria a una deficiencia de mercado observada a lo largo de los últimos años, caracterizada por una falta de liquidez que impide a los comercializadores independientes y consumidores directos en mercado contar con la suficiente cobertura frente a los riesgos que supone su completa exposición a las oscilaciones del mercado mayorista de electricidad y que trae causa, en última instancia, de

la falta de incentivos que los grupos verticalmente integrados tienen en situar su energía (o al menos parte de ella) en contratos de largo plazo celebrados con terceros. Es, en definitiva, una medida que permite mejorar el funcionamiento del mercado sin que esta afecte a las señales de precio observadas en los restantes mercados mayoristas.

En relación con el mecanismo de minoración del exceso de retribución provocada por el incremento de la cotización del gas natural, la medida es plenamente respetuosa con la normativa europea de diseño del mercado de la electricidad, puesto que la minoración se lleva a cabo de manera *ex post,* al margen del mercado, y por ello, no tendrá ningún impacto ni sobre la señal de precios reflejada en dichos mercados, ni sobre el esquema de casación marginalista actualmente existente, en línea por tanto con los principios rectores del Derecho de la Unión Europea.

Al mismo tiempo, la medida cumple con el principio de rentabilidad razonable, en tanto que la minoración solo afectará a las rentas extraordinarias percibidas por el súbito incremento de la cotización del gas, de tal forma que la minoración será nula tan pronto como dichos precios retornen a valores históricos en términos promedios.

Finalmente, y en línea con el marcado carácter coyuntural de la cotización alcista del gas, el instrumento de minoración se articula como una medida puntual y temporal, vigente hasta el 31 de marzo de 2022, y, como tal, no afectará a las señales de largo plazo a la inversión.

Asimismo, la presente medida cumple con el principio de proporcionalidad, ya que se han establecido un conjunto de umbrales que previenen del exceso de minoración del precio del gas natural, activándose solo cuando aquel supere un precio correspondiente con la cotización equivalente a la cotización del mercado MIBGAS desde su puesta en funcionamiento a principios de 2017 hasta principios de septiembre. En cuanto al principio de transparencia, dado que se trata de un real decreto-ley, su tramitación se encuentra exenta de consulta pública previa y de los trámites de audiencia e información públicas, conforme al artículo 26.11 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno.

El presente real decreto-ley consta de un preámbulo y una parte dispositiva, estructurada en once artículos, siete disposiciones adicionales, tres disposiciones transitorias, siete disposiciones finales y un anexo, y se dicta al amparo de lo dispuesto en el artículo 149.1.13.ª, 14.ª, 22.ª, 23.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, Hacienda general, legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando discurran por más de una comunidad autónoma, legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las comunidades autónomas de establecer normas adicionales de protección y bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Asimismo se habilita al Gobierno y a las personas titulares de los Ministerios de Hacienda y Función Pública, y para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en el ámbito de sus competencias, para dictar cuantas disposiciones y adoptar medidas que sean necesarias para el desarrollo y ejecución de lo dispuesto en este real decreto-ley, ya que es posible que por razones técnicas puedan ser necesarias algunas concreciones de lo previsto en este real decreto-ley por parte del Consejo de Ministros o por los titulares de los departamentos ministeriales competentes.

En su virtud, haciendo uso de la autorización contenida en el artículo 86 de la Constitución Española, a propuesta de la Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de la Ministra de Hacienda y Función Pública, y de la Vicepresidenta Primera del Gobierno y Ministra de Asuntos Económicos y Transformación Digital, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 14 de septiembre de 2021,

DISPONGO:

TÍTULO I

Medidas de protección de los consumidores y en materia de fiscalidad energética

Artículo 1. *Creación de un suministro mínimo vital.*

1. Se introduce un nuevo artículo 45 bis en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, con la siguiente redacción:

> **«Artículo 45 bis.** *Suministro mínimo vital.*
>
> 1. El suministro mínimo vital se configura como un instrumento de protección social frente a la situación de pobreza energética en la que se encuentran los consumidores en situación de vulnerabilidad. Mediante el suministro mínimo vital se establece una potencia límite que garantiza unas condiciones mínimas de confort, que no podrá ser superada durante un periodo de seis meses en los que el suministro no podrá ser interrumpido, conforme a los términos y condiciones que reglamentariamente se determinen.
>
> 2. El suministro mínimo vital resultará de aplicación a los consumidores vulnerables que hayan incurrido en el impago de sus facturas una vez hayan transcurrido los cuatro meses a los que se refiere el artículo 52.3.
>
> 3. En ningún caso podrá iniciarse el procedimiento de suspensión de un punto de suministro cuyo titular sea un consumidor vulnerable en el periodo durante cual resulte de aplicación el suministro mínimo vital, o si este no ha sido previamente ha aplicado.
>
> 4. El valor de la potencia límite asociada al suministro mínimo vital se establecerá reglamentariamente.
>
> 5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá las modificaciones procedimentales necesarias para que las compañías distribuidoras y comercializadoras puedan adaptar el suministro de un hogar al Suministro Mínimo Vital.»

2. Se modifica el apartado 3 del artículo 52 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en los siguientes términos:

> «3. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado 4 del presente artículo, en las condiciones que reglamentariamente se determinen podrá ser suspendido el suministro de energía eléctrica a los consumidores acogidos a precios voluntarios para el pequeño consumidor o tarifas de último recurso cuando hayan transcurrido al menos dos meses desde que les hubiera sido requerido fehacientemente el pago, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo. A estos efectos, el requerimiento se practicará por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado o su representante, así como de la fecha, la identidad y el contenido del mismo.
>
> En el caso de las Administraciones públicas acogidas a precios voluntarios para el pequeño consumidor o tarifas de último recurso, si transcurridos cuatro meses desde el primer requerimiento el pago no se hubiera hecho efectivo, podrá interrumpirse el suministro.
>
> En el caso de las categorías de consumidores vulnerables que se determinen reglamentariamente a estos efectos, transcurridos cuatro meses desde el primer requerimiento sin que el pago se hubiera hecho efectivo, resultará de aplicación un suministro mínimo vital, en los términos del artículo 45 bis.»

Artículo 2. *Determinación de la base imponible y del importe de los pagos fraccionados del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica durante el ejercicio 2021.*

1. Para el ejercicio 2021 la base imponible del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica estará constituida por el importe total que corresponda percibir al

contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, por cada instalación en el período impositivo minorada en las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante los trimestres naturales tercero y cuarto.

2. Los pagos fraccionados del tercer trimestre se calcularán en función del valor de la producción de energía eléctrica en barras de central realizada durante el período impositivo minorado en las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante dicho trimestre, aplicándose el tipo impositivo previsto en el artículo 8 de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para sostenibilidad energética, y deduciendo el importe de los pagos fraccionados previamente realizados.

3. Los pagos fraccionados del cuarto trimestre se calcularán en función del valor de la producción de energía eléctrica en barras de central realizada durante el período impositivo minorado en las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante los trimestres naturales tercero y cuarto, aplicándose el tipo impositivo previsto en el artículo 8 de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, y deduciendo el importe de los pagos fraccionados previamente realizados.

TÍTULO II

Fomento de la contratación a plazo mediante mecanismos de mercado para la asignación de energía inframarginal gestionable y no emisora

Artículo 3. *Fomento de la contratación a plazo mediante mecanismos de mercado para la asignación de energía inframarginal gestionable y no emisora.*

1. Con efectos desde la entrada en vigor de este real decreto-ley, se establecerán mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo de energía eléctrica mientras el grado de competencia y liquidez en los mercados a plazo así lo precise. Dichos mecanismos tomarán la forma de subastas de contratos de compra de energía a largo plazo, en las condiciones y durante el periodo de tiempo que se especifiquen en la convocatoria, que permita, entre otros, incrementar la liquidez de los mercados eléctricos.

2. La generación vinculada a estas subastas de contratos de compra de energía a largo plazo corresponderá a un máximo del 25 % del valor de energía anual generada más bajo de los últimos diez años de las instalaciones inframarginales gestionables y no emisoras que no perciban retribución específica y que no hayan resultado adjudicatarias en las subastas de desarrollo de energías renovables.

3. Las mencionadas subastas se instrumentarán a través de contratos a plazo tipo forward, con un periodo de liquidación igual o superior a un año.

4. El producto a subastar será energía eléctrica en base, y la variable de oferta el precio por unidad de energía eléctrica, expresado en €/MWh.

5. Se establecerá un precio de reserva, de carácter confidencial, por debajo del cual quedarán rechazadas las ofertas y que será calculado conforme a una metodología objetiva, también confidencial, que será aprobada por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La metodología tendrá en cuenta parámetros objetivos y los costes asociados a la generación objeto de subasta, en base a la información proporcionada por las empresas titulares.

6. Serán sujetos vendedores en las subastas de contratos de compra de energía a largo plazo aquellos productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes en la generación de energía eléctrica, de acuerdo con lo previsto en el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La cantidad a energía obligatoria para cada operador será proporcional a la aplicación de los valores del apartado 2 a la energía máxima anual generable por cada una de sus tecnologías inframarginales gestionables no emisoras. Estos mismos operadores podrán solicitar a la Secretaría de Estado de Energía que su oferta sea mayor que la obligatoria, siempre que los productos a subastar sean idénticos a los obligatorios y las normas y procedimientos de la subasta los mismos.

7. Por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se definirán:

a) El método de subasta y el tipo de liquidación.
b) Los sujetos vendedores.
c) La fecha de celebración de la subasta y su calendario.
d) El periodo de liquidación de los productos.
e) La energía concreta a subastar.
f) Las especificaciones de detalle (reglas de la subasta) y los formularios a cumplimentar para participar en la subasta, incluidas las garantías para la calificación en la subasta.
g) El contrato marco, que incluirá entre otros aspectos las garantías a depositar por los adjudicatarios de la subasta.
h) Porcentajes máximos de adquisición por los compradores, en su caso.
i) Cualquier otro parámetro o aspecto relacionado con la subasta.

8. Podrán ser compradores en las subastas todos los sujetos que cumplan las condiciones de garantías y requisitos formales establecidos para cada subasta, debiendo ser necesariamente sujetos del mercado de producción participantes en el mercado, entendidos como aquellos comercializadores que tengan cartera de clientes, consumidores directos en mercado, o sus correspondientes representantes, definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Los sujetos compradores no podrán pertenecer a alguno de los grupos empresariales cuya matriz haya sido considerada en cada momento por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como operador principal en el sector eléctrico, de acuerdo con lo previsto en el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

9. También podrán concurrir como compradores en las subastas las comercializadoras de referencia, para el suministro al precio voluntario para el pequeño consumidor, en los términos que se establezcan en la resolución de la Secretaría de Estado de Energía referida en el apartado 7 anterior. A los efectos de hacer posible esta previsión, el Gobierno revisará la fórmula para la determinación del coste de producción de energía del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, regulada en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, de manera que incorpore la referencia del precio de la subasta regulada en este artículo con un peso de hasta el 10 por ciento, en los términos y bajo las condiciones que reglamentariamente se establezcan.

10. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará que el procedimiento de las subastas se realice de forma competitiva, transparente y no discriminatoria, conforme a la normativa vigente, y después de cada subasta elaborará un informe sobre su desarrollo y potenciales mejoras que será remitido a la Secretaría de Estado de Energía.

11. La entidad administradora de la subasta será OMI-Polo Español SA (OMIE) directamente o a través de alguna de sus filiales. El coste imputable a la organización de la subasta será soportado por los adjudicatarios de la subasta en proporción a la potencia adjudicada y percibido por la entidad administradora de la subasta. La resolución por la que se convoque la subasta establecerá el coste imputable a la organización de la misma. La entidad administradora de la subasta tendrá la obligación de enviar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Secretaría de Estado de Energía, toda la información, en formato y plazos, que les sea requerida en cuanto al desarrollo de las subastas.

12. A partir del 1 de enero de 2022 y con carácter anual, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia elaborará un informe de seguimiento de las mencionadas subastas y de evolución del mercado a plazo, que remitirá a la Secretaría de Estado de Energía, en el que se incluirán recomendaciones sobre la oportunidad y conveniencia de mantener este instrumento de fomento de la contratación a plazo, su periodicidad, cantidad de potencia y características de los productos a subastar, entre otros.

13. Las empresas compradoras en las subastas deberán reflejar en sus facturas a aquellos consumidores en mercado libre cuyo suministro se realice en baja tensión de hasta 15 kW de potencia contratada su condición de compradores en las subastas cuyo periodo de entrega coincida con el periodo de facturación correspondiente, así como la cantidad de energía concreta adquirida por la empresa en dichas subastas.

TÍTULO III

Mecanismo de minoración del exceso de retribución del mercado eléctrico causado por el elevado precio de cotización del gas natural en los mercados internacionales

Téngase en cuenta que se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2023, el mecanismo de minoración del exceso de retribución del mercado eléctrico causado por el elevado precio de cotización del gas natural en los mercados internacionales, regulado en este título, según establece la disposición adicional 5 del Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre. Ref. BOE-A-2022-17040

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 4. *Minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica.*

Con efectos desde la entrada en vigor de este real decreto-ley, y hasta el 31 de diciembre de 2022, se minorará la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica de las instalaciones de producción de tecnologías no emisoras de gases de efecto invernadero, en una cuantía proporcional al mayor ingreso obtenido por estas instalaciones como consecuencia de la incorporación a los precios de la electricidad en el mercado mayorista del valor del precio del gas natural por parte de las tecnologías emisoras marginales.

Artículo 5. *Ámbito de aplicación subjetivo.*

1. La minoración a que se refiere el artículo anterior será de aplicación a los titulares de cada una de las instalaciones de producción de energía eléctrica no emisoras de gases de efecto invernadero en el territorio peninsular español, cualquiera que sea su tecnología.

2. Quedan excluidas del ámbito de aplicación las instalaciones de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, así como las instalaciones de producción que tengan reconocido un marco retributivo de los regulados en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

3. También quedarán excluidas de la minoración las instalaciones de producción de potencia neta igual o inferior a 10 MW, con independencia de su fecha de puesta en servicio.

Artículo 6. *Ámbito de aplicación objetivo.*

La minoración afectará a la producción de las instalaciones de producción de energía eléctrica referidas en el artículo 5, con independencia de la modalidad de contratación utilizada.

CAPÍTULO II

Cálculo de la minoración y pago

Artículo 7. *Cálculo de la cuantía de la minoración.*

La minoración correspondiente a cada instalación de generación de energía eléctrica a que hace referencia el artículo 5 anterior se calculará, para cada mes, según la fórmula siguiente:

$$Y_i^t = \frac{Q_i^t x\ (P_{GN}^t - 20)\ x\ \alpha}{FMIG^t}$$

Donde:

Yit es la cuantía de la minoración, en euros, correspondiente a la instalación i-ésima en el mes t considerado.

Qit es la cantidad total de energía eléctrica producida por la instalación i-ésima durante el mes t, en MWh. A los efectos del cálculo, se computará la energía medida en barras de central. En el caso de instalaciones de bombeo, para el cálculo de la detracción se considerará la producción neta, descontando los consumos para bombeo, del período t. Si dicha producción neta resultara negativa el valor de Qit será cero.

FMIGt es el factor medio de internalización del precio del gas natural en el precio del mercado diario en el Mercado Ibérico de la Electricidad en el mes t. Para el cálculo de FMIGt se empleará el rendimiento medio de una central de ciclo combinado, dividido por un factor que se obtiene como el porcentaje de horas (en tanto por uno) en que han marcado el precio marginal dichas instalaciones en ese mes, ponderadas por la energía casada en cada hora. A los efectos del cálculo del FMIGt, se considerará que el rendimiento medio de un ciclo combinado corresponde con un valor de 0,55.

En las horas en las que el precio marginal no haya sido marcado por una instalación de ciclo combinado, o cuando este haya sido marcado por una unidad de oferta que agrupe varias instalaciones físicas de diferentes tecnologías, se asumirá que la oferta ha internalizado el precio del gas natural cuando existan ofertas de instalaciones de ciclo combinado en el entorno (±10 %) de dicho precio marginal.

Además, al objeto de conocer si se han realizado ofertas en el entorno de dicho precio marginal por parte de las centrales de ciclo combinado de conformidad con el párrafo anterior, se tendrán en cuenta tanto las ofertas simples como las ofertas complejas presentadas en el mercado diario, en los siguientes términos:

Para determinar si en el -10 % del precio marginal existen ofertas de ciclo combinado, se tomará. para cada hora, la oferta más restrictiva de cada ciclo combinado entre la oferta simple y precio medio de la oferta compleja del día calculada a partir de la energía casada de esa planta.

Para determinar si en el +10 % del precio marginal existen ofertas de ciclos combinados, se incrementará el precio del mercado en ese 10 %, y se comprobará si existen centrales emisoras que pasarían a ser despachadas en el mercado, teniendo en cuenta tanto sus ofertas simples como complejas.

En la determinación del FMIGt se tendrán en cuenta tanto las unidades de oferta del sistema eléctrico español como portugués.

P_{GN}^{t} es el precio medio del gas natural en el mes t, medido en euros (€) por megavatio-hora (MWh). Se calculará como la media del precio al contado del gas natural en el punto virtual de balance (PVB) de cada uno de los días del período correspondiente en el mercado ibérico del gas (MIBGAS). Los días de negociación se considerará el precio de cierre del mercado, y el resto de los días se considerará el precio de cierre del último día de negociación anterior.

No obstante lo anterior, mientras resulte de aplicación el mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista de conformidad con lo establecido en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, dicho valor no podrá ser superior al valor del precio de referencia del gas natural, P_{RGN}, regulado en el artículo 3 del referido real decreto-ley, que resulte de aplicación en cada mes de minoración.

Si un determinado mes de aplicación del mecanismo de minoración incorpora días en lo que no se encuentra en vigor el mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, y días en los que sí se encuentra en vigor dicho mecanismo, para el cálculo del precio medio del gas P_{GN}^{t} para dicho mes se utilizará como referencia del gas los valores del precio al contado del gas natural en el punto virtual de balance (PVB) y el precio de referencia del gas natural, P_{RGN}, respectivamente.

α es un parámetro de modulación de la minoración, que tomará inicialmente el valor de 0,9.

Si el precio medio en un mes, P_{GN}^{t}, es inferior a 20 €/MWh, el importe de la minoración, Yit será nulo en el referido mes.

En el caso de cambio de titularidad de una instalación durante los periodos de aplicación de la minoración, las cuantías, en euros, devengadas por la instalación se calcularán para cada titular considerando el número de días en que cada parte ha ostentado la titularidad de la instalación.

Artículo 8. *Procedimiento para el cálculo, notificación y pago de las minoraciones.*

1. Para cada mes desde la entrada en vigor de este real decreto-ley, el operador del sistema calculará la minoración de la retribución de las instalaciones definidas en el artículo 5, de acuerdo con la metodología del artículo 7. La liquidación y el pago de las minoraciones se realizará mensualmente.
2. Para ello, antes del día 15 de cada mes, el operador del sistema notificará a las empresas titulares de las instalaciones a las que se refiere el artículo 5 las cuantías resultantes de la minoración correspondientes al mes anterior, detallando los cálculos realizados. El operador del mercado remitirá la información necesaria al operador del sistema para determinar esta minoración.
3. Desde la recepción de la notificación, los titulares de las instalaciones dispondrán de un plazo de un mes para la realización de dichos pagos al operador del sistema.
4. Los pagos a que se refiere apartado anterior tendrán la consideración de pagos a cuenta de la liquidación que el operador del sistema realizará para cada instalación una vez se conozcan los datos definitivos de las medidas de la producción en barras de central del ejercicio.

Artículo 9. *Naturaleza y destino de los ingresos.*

1. El operador del sistema declarará al órgano encargado de las liquidaciones reguladas del sector eléctrico, el importe de los pagos a los que se refiere el artículo 8, una vez realizados por los titulares a los que se refiere el artículo 5.
2. Estas cantidades tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema y se destinarán a financiar los costes financiados por los cargos del sistema eléctrico a que hace referencia el artículo 16.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y a cubrir, en su caso, los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema.

TÍTULO IV

Criterios de utilización racional de los recursos hídricos

Artículo 10. *Modificación del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio.*

Se añaden los siguientes nuevos párrafos a la redacción del apartado 2 del artículo 55 del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, con el siguiente tenor literal:

«La garantía de explotación racional del dominio público hidráulico tiene la finalidad de proteger y mejorar la calidad de la vida y defender y restaurar el medio ambiente, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 45.2 de la Constitución.

A esos efectos, para los embalses mayores de 50 hm^3 de capacidad total, cuyos usos principales no sean el abastecimiento, el regadío y otros usos agropecuarios, en los casos en que así proceda en atención a la reserva de agua embalsada y a la predicción estacional, el organismo de cuenca fijará al inicio de cada año hidrológico:

a) Un régimen mínimo y máximo de caudales medios mensuales a desembalsar para situaciones de normalidad hidrológica y de sequía prolongada.

b) Un régimen de volúmenes mínimos de reservas embalsadas para cada mes.

c) La reserva mensual mínima que debe permanecer almacenada en el embalse para evitar indeseados efectos ambientales sobre la fauna y la flora del embalse y de las masas de agua con él asociadas.

En situaciones de normalidad hidrológica, la fijación de los citados regímenes de caudales y de reservas embalsadas, deberá permitir el ejercicio de los usos comunes regulados en el artículo 50.

Asimismo, se procurará que la explotación racional resulte compatible con el desarrollo de las actividades económicas sostenibles ligadas a la dinamización de los municipios ribereños, en el marco del orden de preferencia de usos que se establezca en el Plan Hidrológico de la cuenca correspondiente.

En el procedimiento, el Organismo de cuenca dará audiencia en todo caso al concesionario, a los órganos competentes en materia de pesca fluvial de la Comunidad Autónoma correspondiente y a los municipios ribereños del embalse.»

Disposición adicional primera. *Obligaciones de información relativas al mecanismo de minoración del exceso de retribución.*

En relación con el mecanismo de minoración regulado en el título III de este real decreto-ley, se establecen las siguientes habilitaciones y mandatos:

1. Se habilita al órgano encargado de las liquidaciones a solicitar la información necesaria al Operador del Mercado y al Operador del Sistema para dar cumplimiento a las obligaciones impuestas por este real decreto-ley.

2. Antes de que transcurra un mes desde la entrada en vigor de este real decreto-ley, el operador del sistema identificará a los titulares de las instalaciones con el fin de poder aplicar el procedimiento previsto en el artículo 8 de este real decreto-ley.

3. Mensualmente, el operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía y al órgano encargado de las liquidaciones información detallada de las minoraciones calculadas por instalación y titular, así como de los pagos recibidos.

Disposición adicional segunda. *Primera subasta de energía inframarginal gestionable y no emisora.*

De conformidad con las circunstancias del mercado, la primera subasta de contratos de compra de energía a plazo, a que se refiere el artículo, se celebrará antes del 31 de diciembre de 2021.

La cantidad total de energía anual a subastar en la primera subasta será de 15.830,08 GWh, con el siguiente reparto entre los sujetos vendedores establecidos en el apartado 6 del artículo 3:

– Grupo Endesa: 6.737,26 GWh.
– Grupo Iberdrola: 7.323,63 GWh.
– Grupo Naturgy: 1.405,48 GWh.
– Grupo EDP: 363,72 GWh.

Disposición adicional tercera. *Actualización de los cargos del sistema eléctrico.*

1. Para el periodo comprendido entre la fecha de entrada en vigor de este real decreto-ley y el 31 de diciembre de 2021, los precios aplicables a los distintos segmentos tarifarios de los cargos del sistema eléctrico son:

a) Precios de los términos de potencia:

Segmento tarifario	Término de potencia de los cargos (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
1	0,281544	0,018107				
2	0,349842	0,175074	0,127195	0,127195	0,127195	0,058307
3	0,363151	0,181740	0,132055	0,132055	0,132055	0,060525

Segmento tarifario	Término de potencia de los cargos (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
4	0,213255	0,106741	0,077547	0,077547	0,077547	0,035542
5	0,170749	0,085447	0,062081	0,062081	0,062081	0,028458
6	0,083525	0,041797	0,030373	0,030373	0,030373	0,013921

b) Precios de los términos de energía:

Segmento tarifario	Término de energía de los cargos (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
1	0,004133	0,000827	0,000207			
2	0,002304	0,001706	0,000922	0,000461	0,000295	0,000184
3	0,001253	0,000928	0,000501	0,000251	0,000161	0,000100
4	0,000588	0,000435	0,000235	0,000118	0,000075	0,000047
5	0,000482	0,000357	0,000193	0,000096	0,000062	0,000039
6	0,000183	0,000136	0,000073	0,000037	0,000023	0,000015

2. Para el periodo comprendido entre la fecha de entrada en vigor de este real decreto-ley y el 31 de diciembre de 2021, los precios aplicables a los segmentos tarifarios 2 VE y 3 VE, de conformidad con la disposición adicional primera del Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, son:

a) Puntos de recarga de vehículos eléctricos conectados en baja tensión (segmento tarifario 2 VE):

Segmento tarifario	Término de potencia de los cargos (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2 VE	0	0	0	0	0	0

Segmento tarifario	Término de energía de los cargos (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2 VE	0,004897	0,003626	0,001960	0,000980	0,000627	0,000391

b) Puntos de recarga de vehículos eléctricos conectados en alta tensión (segmento tarifario 3 VE):

Segmento tarifario	Término de potencia de los cargos (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
3 VE	0	0	0	0	0	0

Segmento tarifario	Término de energía de los cargos (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
3 VE	0,003944	0,002921	0,001577	0,000790	0,000507	0,000315

3. Con independencia de la modalidad y las condiciones de contratación, las comercializadoras deberán repercutir en las facturas que emitan a los consumidores, correspondientes a los consumos realizados desde la entrada en vigor de este real decreto-ley, el descuento asociado a los cargos establecidos en el apartado anterior con respecto a los cargos establecidos en la Orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021. Dicho descuento aparecerá expresado en euros y en una línea independiente de la factura.

4. Para hacer este traslado, el comercializador deberá aplicar los siguientes criterios:

a) En relación con el término de potencia, se deducirá de cada precio del término de potencia del contrato, la variación que corresponda por la aplicación de los nuevos términos de potencia de los cargos.

b) En relación con el término de energía:

1.º En el caso de contratos indexados al precio horario del mercado de electricidad, o en el caso de que los periodos horarios del contrato coincidan con los periodos de los cargos, se deducirá de cada término de energía del contrato, la variación correspondiente a cada peaje.

2.º En el caso de que los periodos horarios del contrato no coincidan con los periodos de los cargos, se deducirá de cada precio del término de energía del contrato, las variaciones de los términos de energía de los nuevos cargos, ponderadas con el perfil de consumo del consumidor. A estos efectos, para los contratos en baja tensión, se aplicará el conjunto de perfiles de consumo II recogidos en el anexo IV en la Resolución de 18 de diciembre de 2020, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, para el año 2021, o disposición que le sustituya en su caso, correspondiente a cada peaje. Para el resto de consumidores, se aplicará el perfil que se ajuste mejor al consumidor.

A estos efectos, se indica a continuación las variaciones que corresponden para los consumidores en baja tensión, teniendo en cuenta las opciones de suministro más habituales:

	Variación en el término de Energía (€/kWh)		
Tipo contrato	**Periodo 1**	**Periodo 2**	**Periodo 3**
Tarifa de acceso 2.0TD-Contrato de suministro con un único precio para todas las horas.	-0,035838		
Tarifa de acceso 2.0TD-Contrato de suministro con 2 periodos según los horarios de la tarifa de acceso 2.0 y 2.1 con Discriminación Horaria DHA.	-0,048184	-0,023803	
Tarifa de acceso 2.0TD-3 periodos horarios según Real Decreto 148/2021.	-0,101607	-0,020321	-0,005080

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará que dicha traslación a los consumidores se corresponde efectivamente con los menores costes derivados de los nuevos cargos y que se realiza de manera objetiva, transparente y sin dilación.

6. El incumplimiento de lo establecido en esta disposición por parte de las comercializadoras podrá constituir una infracción grave según lo previsto en el artículo 65.25 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en lo relativo al incumplimiento de la aplicación de las medidas de protección al consumidor.

Disposición adicional cuarta. *Revisión de los parámetros retributivos aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, como organismo encargado de las liquidaciones, llevará a cabo la liquidación necesaria para la adaptación de la retribución procedente del régimen retributivo específico, detrayendo las cantidades no abonadas por las instalaciones como consecuencia de la suspensión del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, según lo establecido en el artículo 2.

2. Dicha adaptación tendrá lugar en la primera liquidación en la que se disponga de los ajustes correspondientes tras la entrada en vigor del citado artículo.

Disposición adicional quinta. *Minoración de la energía sometida al mecanismo de fomento de la contratación a plazo.*

Los sujetos vendedores de energía según los mecanismos de mercado del artículo 3 estarán sujetos a un ajuste de las cantidades que las plantas de generación de las que son titulares deban abonar, en su caso, en aplicación de los mecanismos de minoración de previstos en la legislación por la que se actúa sobre la retribución del CO_2 no emitido del

mercado eléctrico y en el previsto en el título III de este real decreto-ley, por la parte proporcional a la energía sometida a la contratación a plazo, siempre que los precios de la subasta difieran, al alza o a la baja, en más de un 10 % de la media aritmética del precio del mercado diario en el periodo de entrega.

El ajuste, en caso de que resulte a favor de los sujetos vendedores, se financiará con cargo a los ingresos obtenidos por dichos mecanismos.

El procedimiento para el reconocimiento, cálculo y liquidación del ajuste será establecido por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Disposición adicional sexta. *Tipo impositivo del Impuesto Especial sobre la Electricidad.*

1. Con efectos desde la entrada en vigor de este real decreto-ley y vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021, el Impuesto Especial sobre la Electricidad se exigirá al tipo impositivo del 0,5 por ciento.

Las cuotas resultantes de la aplicación de dicho tipo impositivo no podrán ser inferiores a las cuantías siguientes:

a) 0,5 euros por megavatio-hora (MWh), cuando la electricidad suministrada o consumida se utilice en usos industriales, en embarcaciones atracadas en puerto que no tengan la condición de embarcaciones privadas de recreo o en el transporte por ferrocarril;

b) 1 euro por megavatio-hora (MWh), cuando la electricidad suministrada o consumida se destine a otros usos.

Cuando se incumpla la condición prevista en las letras anteriores, las cuantías indicadas en estas tendrán la consideración de tipos impositivos y se aplicarán sobre el suministro o consumo total del periodo expresado en megavatio-hora (MWh).

A estos efectos, se consideran usos industriales:

a) Los efectuados en alta tensión o en plantas e instalaciones industriales.

b) Los efectuados en baja tensión con destino a riegos agrícolas.

El impuesto mínimo recogido en las letras a) y b) anteriores no será de aplicación para los supuestos previstos en las letras a), b), c) y d) del apartado 1 del artículo 98 de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

2. El impacto que la aplicación de esta disposición pueda tener en los recursos del sistema de financiación autonómica se analizará a efectos de que puedan adoptarse las medidas, en su caso de compensación, que procedan en el marco establecido por el artículo 2.uno.g) de la Ley Orgánica 8/1980, de 22 de septiembre, de Financiación de las Comunidades Autónomas, en relación con la aplicación del principio de lealtad institucional.

> Téngase en cuenta que la aplicación del tipo impositivo del 0,5 por ciento del Impuesto Especial sobre la Electricidad establecida en esta disposición se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2022, según establece la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre. Ref. BOE-A-2021-21096, en la redacción dada por el art. 17.1 del Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio. Ref. BOE-A-2022-10557

[. . .]

Disposición adicional octava. *Aplicación del mecanismo de minoración a la energía sujeta a instrumentos de contratación a plazo.*

1. Al objeto de determinar la aplicación del mecanismo de minoración a la energía de las tecnologías no emisoras no marginales que ha internalizado los beneficios extraordinarios por el alza del precio del gas natural, de acuerdo con el artículo 4, para la energía sujeta a instrumentos de contratación a plazo tal y como se establece en el artículo 6 se tendrán en cuenta los siguientes extremos:

a) A los efectos del cálculo de la minoración regulado en el artículo 7, está excluida aquella energía producida por las instalaciones de generación de energía eléctrica a que hace referencia el artículo 5 que se encuentre cubierta por algún instrumento de contratación a plazo cuya fecha de celebración sea anterior a la de la entrada en vigor del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, siempre que el precio de cobertura asociado a dichos instrumentos sea fijo.

b) Asimismo, resultará igualmente excluida aquella energía producida por las instalaciones de generación de energía eléctrica a que hace referencia el artículo 5 que se encuentre cubierta por algún instrumento de contratación a plazo que, habiéndose celebrado con posterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, incluya un periodo de cobertura igual o superior a un año y su precio de cobertura sea fijo e igual o inferior a 67 €/MWh.

c) Cuando los instrumentos de contratación a plazo a los se refieren el párrafo anterior incorpore una indexación parcial a los precios del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad, resultará excluida únicamente la energía equivalente de la parte del contrato no indexada, siempre que se cumplan las condiciones recogidas de dicho párrafo.

d) Cuando los instrumentos de cobertura a plazo a los que se refiere el párrafo b) incorporen un precio de cobertura superior a 67 €/MWh, resultarán de aplicación la siguiente fórmula de cálculo de la minoración:

$$Y_i^t = Q_i^t x\ (P_{ICP}^t - P_{FC})\ x\ \alpha$$

Donde:

Yit es la cuantía de la minoración, en euros, correspondiente a la instalación i-ésima en el mes t considerado.

Qit es la cantidad total de energía eléctrica producida por la instalación i-ésima durante el mes t, en MWh. A los efectos del cálculo, se computará la energía medida en barras de central. En el caso de instalaciones de bombeo, para el cálculo de la detracción se considerará la producción neta, descontando los consumos para bombeo, del período t. Si dicha producción neta resultara negativa el valor de Qit será cero.

P_{ICP}^t es el precio de cobertura correspondiente al instrumento de contratación a plazo.

$.P_{FC}$ es el precio fijo de cobertura exento de minoración, que tomará el valor de 67 €/MWh.

α es un parámetro de modulación de la minoración, que tomará inicialmente el valor de 0,9.

2. Los instrumentos de contratación a plazo a los que se refiere el apartado anterior podrán comprender tanto instrumentos de contratación a plazo con entrega física, como instrumentos con liquidación financiera en el periodo de vigencia del mecanismo de minoración, por la posición neta vendedora del grupo empresarial o, en caso de no pertenecer a ningún grupo, de la empresa titular sujeta a dicho mecanismo.

3. Cuando la cobertura asociada al instrumento de contratación a plazo no comprenda una instalación concreta, se considerará como energía efectivamente cubierta la que resulte de prorratear la posición neta vendedora de la empresa o grupo empresarial correspondiente entre la potencia disponible de las instalaciones de las que es titular, salvo que la empresa o grupo empresarial acredite documentalmente la aplicación de otro tipo de asignación diferente.

A su vez, la potencia disponible de cada instalación se obtendrá como el producto de la potencia instalada por el porcentaje de disponibilidad de cada tecnología. El porcentaje de disponibilidad será el previsto en el apartado 2 de la disposición transitoria tercera de la Orden TED/1271/2020, de 22 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2021 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2021 excepto en el caso de la tecnología de ciclo combinado, que corresponderá con la disponibilidad media registrada en los últimos 5 años, para el periodo de aplicación del mecanismo, de acuerdo con los datos del operador del sistema.

4. Cuando la energía a que hacen referencia los apartados anteriores se encuentre bilateralizada, directamente o mediante instrumentos de cobertura intragrupo equivalentes, entre empresas de generación y comercialización pertenecientes a un mismo grupo verticalmente integrado, el precio de cobertura empleado en el cálculo de la minoración, de conformidad con la regla de minoración establecida en el apartado 1.c), será el correspondiente con aquel precio que dichas empresas comercializadoras repercutan a los consumidores finales.

A tal fin, el precio fijo de cobertura exento de minoración, P_{FC}, será igual al establecido en el apartado 1.d), incrementado en un margen de comercialización medio del sector, por segmento de actividad o segmento tarifario, de los últimos 5 años y ajustado por las pérdidas correspondientes.

A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, como órgano encargado de la comprobación y verificación de la información correspondiente a los instrumentos de contratación a plazo declarado por los sujetos en el ámbito de sus funciones, empleará como referencia los márgenes de comercialización incluidos en sus informes de mercado minorista de la electricidad.

La regla de minoración recogida en el apartado 1.d) deberá adaptarse teniendo en cuenta el nuevo precio fijo de cobertura exento de minoración que resulte de la aplicación de este apartado.

Asimismo, la práctica de la minoración, en su caso, deberá realizarse a las empresas comercializadoras antes mencionadas, habilitándose a tal efecto un procedimiento para la notificación y pago de la minoración equivalente al regulado en el artículo 8 del Real Decreto-ley 17/2017, de 14 de septiembre.

5. Al objeto de acreditar la sujeción de la energía minorada a un instrumento de contratación a plazo, de conformidad con lo establecido en los apartados anteriores, los titulares de las instalaciones sujetas a minoración y, en su caso, los grupos verticalmente integrados y sus empresas comercializadoras, deberán aportar al operador del sistema la siguiente documentación:

a) Declaración responsable, firmada por el consejero delegado o cargo de análoga responsabilidad de la empresa o grupo empresarial, que incluya, al menos, la energía mensual sujeta al instrumento de contratación a plazo, la fecha de celebración de dichos instrumentos, así como el volumen, precio y plazo de entrega o liquidación de la energía negociada y comprometida en contratación a precio fijo, con entrega física o con liquidación financiera declaradas previamente, en su caso, en las cámaras de compensación en las que se hayan registrado dichas coberturas. A tal efecto, se empleará exclusivamente el modelo de declaración responsable previsto en el anexo II.

Dicha declaración responsable, que será única por grupo empresarial o, en caso de no pertenecer a ningún grupo, por empresa, deberá remitirse mensualmente de tal forma que las posteriores remisiones mensuales deberán recoger cualquier actualización de la información contenida en la primera de las declaraciones responsables aportada y, en cualquier caso, la información correspondiente a la energía mensual sujeta al instrumento de contratación. La remisión mensual se hará en el plazo de 5 días hábiles tras la finalización de cada mes en que resulte de aplicación el instrumento de minoración de este real decreto-ley.

b) Información que acredite la contratación de dicha energía con un tercero, o a través de un mercado o agencia de intermediación.

c) Información que acredite la comunicación de dichas operaciones al organismo correspondiente bajo la normativa que resulte de aplicación, justificándose, en su caso, la ausencia de dicha acreditación.

d) Contratos de comercialización suscritos con los consumidores finales, en el caso de lo dispuesto en el apartado 4.

e) Cualquier otra documentación que resulte necesaria para acreditar lo establecido en el apartado 1 y garantizar la veracidad de la información remitida.

El operador del sistema, una vez recibida la documentación anterior, la remitirá, para su comprobación y verificación en el ámbito de sus funciones, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La documentación aportada se tendrá en cuenta, de manera provisional y hasta que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se pronuncie sobre ella, en el procedimiento de cálculo y notificación de las liquidaciones mensuales de conformidad con los apartados 1 y 2 del artículo 8.

Una vez se disponga del resultado de las comprobaciones y verificaciones que, en el ámbito de sus competencias, realice la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el operador del sistema deberá considerarlas a los efectos del cálculo de las liquidaciones mensuales pendientes y, en su caso, en la liquidación definitiva que el operador del sistema realice según lo previsto en el artículo 8.4.

6. La inexactitud o falsedad en cualquiera de los datos aportados en previsión de lo dispuesto en el apartado anterior, tendrá la consideración de infracción muy grave, de conformidad con lo establecido en el artículo 64 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Disposición transitoria primera. *Liquidación correspondiente al primer mes de aplicación del mecanismo de minoración.*

La primera liquidación realizada de conformidad con lo establecido en el artículo 8 incorporará el periodo transcurrido entre la entrada en vigor de este real decreto-ley y el inicio del primer mes completo en el que resulte de aplicación el mecanismo de minoración previsto en el título III.

Disposición transitoria segunda. *Determinación de la base imponible y del importe de los pagos fraccionados del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica.*

Durante la vigencia prevista en el artículo 2 de este real decreto-ley, para la determinación de la base imponible del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica regulado en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, así como de los pagos fraccionados correspondientes a dicho tributo, se tendrá en cuenta los menores ingresos percibidos por el contribuyente como consecuencia del instrumento de minoración establecido en el título III de este real decreto-ley.

Disposición transitoria tercera. *Aplicación del artículo 55 del texto refundido de la Ley de Aguas en el año hidrológico 2021-2022.*

Antes del 31 de diciembre de 2021, los organismos de cuenca, a propuesta de la Comisión de Desembalse, adoptarán las resoluciones que procedan en aplicación de los criterios de utilización racional de los recursos hídricos que se introducen en el artículo 55.2 del texto refundido de la Ley de Aguas, y remitirán a la Dirección General del Agua del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un informe motivado que recoja la relación de los embalses que han sido objeto de medidas de explotación racional en el año hidrológico 2021-2022, atendiendo a los citados criterios.

Disposición final primera. *Modificación de la Ley 11/2020, de 30 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2021.*

Se modifica el epígrafe a) del apartado uno de la disposición adicional centésima trigésima segunda «Ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión de gases

de efecto invernadero», de la Ley 11/2020, de 30 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2021, pasando a tener el siguiente tenor literal:

«a) Para financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos a fomento de energías renovables, el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, hasta un importe de 2.000.000,00 miles de euros.»

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.*

El Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, queda modificado de la siguiente manera:

1. Se modifica el apartado 4 del artículo 19 y se añade un nuevo apartado 5 como sigue:

«4. Con una antelación de quince días hábiles a la finalización del plazo establecido para el inicio del procedimiento de suspensión, la empresa comercializadora volverá a requerir fehacientemente el pago al consumidor, si éste no lo hubiera hecho efectivo. Dicho requerimiento incluirá la fecha concreta a partir de la cual el suministro de electricidad podrá ser suspendido, de acuerdo con el contenido recogido en el anexo IV.

Salvo en el caso de los consumidores vulnerables acogidos al bono social y en el supuesto contemplado en el artículo 20, cuando hayan transcurrido dos meses desde que la empresa tenga constancia de la notificación del primer requerimiento de pago o, en su caso, desde que la comercializadora haya realizado el segundo requerimiento de pago, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 2, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo, la empresa comercializadora podrá solicitar a la empresa distribuidora a través del procedimiento y por los sistemas y medios telemáticos aprobados a tal efecto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la suspensión del suministro de electricidad, lo que determinará el inicio del procedimiento de suspensión, indicando si debe rescindirse o no el contrato.

En el caso de los consumidores acogidos al bono social, cuando hayan transcurrido cuatro meses desde que la empresa tenga constancia de la notificación del primer requerimiento de pago o, en su caso, desde que la comercializadora haya realizado el segundo requerimiento de pago, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 2, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo, la empresa comercializadora solicitará a la empresa distribuidora, a través del procedimiento y por los sistemas y medios telemáticos aprobados a tal efecto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la aplicación del suministro mínimo vital, de conformidad con el artículo 45 bis de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. La empresa comercializadora de referencia remitirá un escrito al consumidor en el plazo máximo de diez días desde la mencionada solicitud para informarle de este extremo, de acuerdo con el modelo recogido en el anexo VIII. Finalizado el periodo de aplicación del suministro mínimo vital, la empresa comercializadora podrá solicitar a la empresa distribuidora a través del procedimiento y por los sistemas y medios telemáticos aprobados a tal efecto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la suspensión del suministro de electricidad, indicando si debe rescindirse el contrato o no.

No se podrá señalar como día para la interrupción un día festivo ni aquéllos en que, por cualquier motivo, no exista servicio de atención al cliente tanto comercial como técnico a efectos de la reposición del suministro de electricidad, como tampoco la víspera de aquellos días en que se dé alguna de estas circunstancias.»

«5. La potencia límite asociada al suministro mínimo vital se establece en 3,5 kW, que resultará de aplicación solo en aquellos casos en los que la potencia contratada sea superior a dicha potencia límite.

No obstante, lo anterior, este valor podrá ser modificado mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. En la

determinación de la potencia límite se deberán tener en cuenta, en todo caso, las circunstancias climatológicas, sociales o económicas de los colectivos beneficiarios del suministro mínimo vital.»

2. Se modifican los apéndices del anexo II, conforme se contiene en el apartado 1 del anexo de este real decreto-ley.

3. El anexo III queda modificado conforme se contiene en el apartado 2 del anexo de este real decreto-ley.

4. Se modifican los apéndices del anexo IV conforme se contiene en el apartado 3 del anexo de este real decreto-ley.

5. Se incluye un anexo VIII conforme se contiene en el apartado 4 del anexo de este real decreto-ley.

Disposición final tercera. *Modificación del Real Decreto-ley 5/2021, de 12 de marzo, de medidas extraordinarias de apoyo a la solvencia empresarial en respuesta a la pandemia de COVID-19.*

Se da nueva redacción al apartado 3 del artículo 1 del Real Decreto-ley 5/2021, de 12 de marzo, de medidas extraordinarias de apoyo a la solvencia empresarial en respuesta a la pandemia de COVID-19, con el siguiente texto:

«3. Las ayudas directas recibidas por los autónomos y empresas considerados elegibles tendrán carácter finalista y deberán aplicarse a satisfacer la deuda y a realizar pagos a proveedores y otros acreedores, financieros y no financieros, así como a compensar los costes fijos incurridos siempre y cuando éstos se hayan generado entre el 1 de marzo de 2020 y el 30 de septiembre de 2021 y procedan de contratos anteriores al 13 de marzo de 2021. En primer lugar, se satisfarán los pagos a proveedores y otros acreedores no financieros, por orden de antigüedad; si procede, en segundo lugar, se reducirá la deuda con acreedores financieros, primando la reducción de la deuda con aval público. Por último, se podrá destinar el remanente de la ayuda a compensar los costes fijos incurridos, que incluyen las pérdidas contables propias de la actividad empresarial que no hayan sido ya cubiertas con estas u otras ayudas.»

Disposición final cuarta. *Títulos competenciales.*

Este real decreto-ley se dicta al amparo de lo dispuesto en el artículo 149.1.13.ª, 14.ª, 22.ª, 23.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, Hacienda general, legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando discurran por más de una comunidad autónoma, legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las Comunidades Autónomas de establecer normas adicionales de protección y bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final quinta. *Desarrollo reglamentario y habilitación normativa.*

Se habilita al Gobierno y a las personas titulares de los Ministerios de Hacienda y Función Pública, para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y de Asuntos Económicos y Transformación Digital, en el ámbito de sus competencias, para aprobar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo, aplicación y ejecución de lo establecido en este real decreto-ley.

Disposición final sexta. *Modificación de disposiciones reglamentarias.*

Las determinaciones incluidas en normas reglamentarias que son objeto de modificación por este real decreto-ley podrán ser modificadas por normas del rango reglamentario correspondiente a la norma en que figuran.

Disposición final séptima. *Entrada en vigor.*

Este real decreto-ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Modificaciones de los anexos II, III y IV y adición de un anexo VII del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica

1. De acuerdo con el apartado 2 de la disposición final segunda de este real decreto-ley, se modifican los apéndices I, II y III del anexo II del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, en los siguientes términos:

a) En el apéndice I («Modelo de comunicación para informar sobre el vencimiento del periodo de pago a consumidores personas físicas en mercado libre a remitir por la comercializadora»), el tercer párrafo tras el recuadro queda redactado del siguiente modo:

> «Una vez acogido al PVPC, y siempre que se hayan acreditado los requisitos para ser consumidor vulnerable, de no haber sido abonada la cantidad adeudada, transcurridos cuatro meses desde la recepción del requerimiento fehaciente de pago, se adaptará su potencia, durante otros seis meses adicionales, a un suministro mínimo vital de 3,5 kW. Durante este tiempo no podrá ser suspendido su suministro.»

b) En el apéndice II («Modelo de comunicación para informar sobre el vencimiento del periodo de pago a consumidores personas físicas acogidos al PVPC a remitir por la comercializadora de referencia»), el tercer párrafo tras el recuadro queda redactado del siguiente modo:

> «Siempre que se hayan acreditado los requisitos para ser consumidor vulnerable, de no haber sido abonada la cantidad adeudada, transcurridos cuatro meses desde la recepción del requerimiento fehaciente de pago, se adaptará su potencia, durante otros seis meses adicionales, a un suministro mínimo vital de 3,5 kW. Durante este tiempo no podrá ser suspendido su suministro.»

c) En el apéndice III («Modelo de comunicación para informar sobre el vencimiento del periodo de pago a consumidores acogidos al PVPC con bono social a remitir por la comercializadora de referencia»), el tercer párrafo inserto en el recuadro queda redactado del siguiente modo:

> «De no abonarse la cantidad adeudada, tras el plazo de cuatro meses a partir de la recepción de dicho requerimiento, la empresa distribuidora adaptará durante otros seis meses adicionales la potencia de su hogar a un suministro mínimo vital de 3,5 kW, durante los cuales su suministro tampoco podrá ser suspendido.»

2. De acuerdo con el apartado 3 de la disposición final segunda de este real decreto-ley, se modifican los apéndices I, II y III del anexo III del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, en los siguientes términos:

a) En el apéndice I («Modelo de requerimiento fehaciente de pago para consumidores en mercado libre a remitir por la comercializadora»), el tercer párrafo tras el recuadro queda redactado del siguiente modo:

> «Una vez acogido al PVPC, y siempre que se hayan acreditado los requisitos para ser consumidor vulnerable, de no haber sido abonada la cantidad adeudada, transcurridos cuatro meses desde la recepción del requerimiento fehaciente de pago, se adaptará su potencia, durante otros seis meses adicionales, a un suministro mínimo vital de 3,5 kW. Durante este tiempo no podrá ser suspendido su suministro.»

b) En el apéndice II («Modelo de requerimiento fehaciente de pago para consumidores acogidos al PVPC a remitir por la comercializadora de referencia»), el tercer párrafo tras el recuadro queda redactado del siguiente modo:

«Siempre que se hayan acreditado los requisitos para ser consumidor vulnerable, de no haber sido abonada la cantidad adeudada, transcurridos cuatro meses desde la recepción del requerimiento fehaciente de pago, se adaptará su potencia, durante otros seis meses adicionales, a un suministro mínimo vital de 3,5 kW. Durante este tiempo no podrá ser suspendido su suministro.»

c) En el apéndice III («Modelo de requerimiento fehaciente de pago para consumidores acogidos al PVPC con bono social a remitir por la comercializadora de referencia»), el tercer párrafo inserto en el recuadro queda redactado del siguiente modo:

«De no abonarse la cantidad adeudada, tras el plazo de cuatro meses a partir de la recepción de dicho requerimiento, la empresa distribuidora adaptará durante otros seis meses adicionales la potencia de su hogar a un suministro mínimo vital de 3,5 kW, durante los cuales su suministro tampoco podrá ser suspendido.»

3. De acuerdo con el apartado 4 de la disposición final segunda de este real decreto-ley, se modifican los apéndices I y II del anexo IV del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, en los siguientes términos:

a) En el apéndice I («Modelo de requerimiento fehaciente de pago para consumidores en mercado libre a remitir por la comercializadora quince días hábiles antes de la finalización del plazo para iniciar el procedimiento de suspensión del suministro de electricidad»), el tercer párrafo tras el recuadro, queda redactado del siguiente modo:

«Siempre que se hayan acreditado los requisitos para ser consumidor vulnerable, una vez acogido al PVPC, de no haber sido abonada la cantidad adeudada, transcurridos 2 meses desde la fecha señalada anteriormente la empresa distribuidora adaptará durante 6 meses adicionales la potencia de su hogar a un suministro mínimo vital de 3,5 kW, durante los cuales su suministro tampoco podrá ser suspendido.»

b) En el apéndice II («Modelo de requerimiento fehaciente de pago para consumidores acogidos al PVPC a remitir por la comercializadora de referencia quince días hábiles antes de la finalización del plazo para iniciar el procedimiento de suspensión del suministro de electricidad»), el tercer párrafo tras el recuadro queda redactado del siguiente modo:

«Siempre que se hayan acreditado los requisitos para ser consumidor vulnerable, de no haber sido abonada la cantidad adeudada, transcurridos 2 meses desde la fecha señalada anteriormente la empresa distribuidora adaptará durante 6 meses adicionales la potencia de su hogar a un suministro mínimo vital de 3,5 kW, durante los cuales su suministro tampoco podrá ser suspendido.»

4. De acuerdo con el apartado 5 de la disposición final segunda de este real decreto-ley, se añade un nuevo anexo VIII al Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, con la siguiente redacción:

«Modelo de comunicación para informar sobre aplicación del suministro mínimo vital

Le informamos que, de no abonarse la cantidad adeudada, la potencia de su hogar se adaptará, durante un periodo de 6 meses, al suministro mínimo vital, establecida en 3,5 kW. Durante estos cuatro meses su suministro no podrá ser suspendido, y su potencia no podrá sobre pasar este límite.

Si usted cumple los requisitos para ser vulnerable severo de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, del que le remitimos un extracto, puede ponerse en contacto con los servicios sociales del municipio y comunidad

autónoma donde reside, para que le informen sobre la posibilidad de atender el pago de su suministro de electricidad.

[Inclúyase a continuación requisitos para ser vulnerable severo conforme al artículo 3 del citado real decreto].»

ANEXO II

Declaración responsable sobre la energía mensual cubierta por instrumentos de contratación a plazo

Yo, D/Dña.……, con NIF……., en nombre y representación, como consejero delegado o cargo de análoga responsabilidad, del grupo empresarial o, en caso de no pertenecer a ningún grupo, de la empresa.…….. ……., con NIF…….. y domicilio social en…….. ……

Declaro bajo mi responsabilidad, a efectos de la comunicación de la energía sujeta a algún instrumento de contratación a plazo, de conformidad con lo establecido en la disposición adicional octava del Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre:

• que la empresa o grupo empresarial anteriormente citada es titular de la/s instalación/es de producción …….., inscrita/s en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica con número……. sujeta/s a mecanismos de minoración de energía a plazo y de las que como titular comunicará, en su caso, un valor de energía mensual sujeta a instrumentos de contratación a plazo[3],

[3] Incluir en anexo a la declaración responsable el listado de instalaciones, si no es una única.

• que el grupo empresarial o la empresa anteriormente citada, para el periodo de vigencia del mecanismo, tiene suscritas coberturas (compras y ventas) negociadas de acuerdo con lo previsto en la Disposición Adicional octava, concretamente (señalar las que procedan):

[ ] contrato/s de venta de energía a plazo, cuyas condiciones se detallan en el documento (''Documento venta a plazo'') ……..,
[ ] contrato/s bilateral/es a plazo con entrega física cuyas condiciones se detallan en el documento (''ContratoBilateralFisica'') ……..,
[ ] contrato/s a plazo con liquidación financiera cuyas condiciones se detallan el documento (''DocLiqFinanciera'') ……..,
[ ] Contratos de comercialización suscritos con los consumidores finales, de conformidad con lo establecido en el apartado 4 de la mencionada disposición adicional.

• que las coberturas aportadas son todas las afectan a los meses de aplicación de los mecanismos de minoración, no habiendo dejado ninguna otra cobertura que afecte a estos meses sin comunicar.
• que anexo a la presente declaración se adjunta la acreditación de la comunicación de las operaciones mencionadas al organismo correspondiente (bajo la normativa REMIT o EMIR) o, en su defecto, la justificación de la ausencia de dicha acreditación (''AcreditacionREMIT'') y que se enviará al operador del sistema por los medios telemáticos que se establezcan,
• La información correspondiente a los instrumentos de contratación a plazo que se declaren deberá contener, al menos, lo siguiente:

– Fecha de firma del instrumento de contratación a plazo,
– Código de la transacción (UTI u otros),
– Empresa que realiza la transacción, indicando el grupo empresarial al que pertenece (en su caso), y contraparte de la misma (en su caso) incluyendo su identificación (código ACER, CIF u otros),
– Producto (periodo de liquidación, perfil, indexación, etc.),

– Liquidación (física o financiera),
– Posición (compradora o vendedora),
– Volumen y/o energía (MW/MWh),
– Precio (€/MWh),
– Identificación del medio en el que se realiza la transacción (mercado, bróker, bilateral) e identificación de cámara de registro (en su caso),
– Instalación asociada a la transacción e identificación CIL/RAIPRE (en su caso),
– En caso de que no exista instalación asociada a la transacción, se aportará el listado de instalaciones pertenecientes al grupo empresarial.

Esta información se remitirá al operador del sistema por los medios telemáticos que se establezcan,

• que el total de la energía mensual cubierta por todas las instalaciones con instrumentos de contratación a plazo para el periodo de liquidación o entrega, en el periodo de vigencia del mecanismo de minoración, negociadas de acuerdo con lo previsto en la Disposición Adicional octava durante el mes de……es de……MWh

Asimismo, manifiesto que la información proporcionada es completa y veraz y que me comprometo a notificar los cambios que supongan una modificación en lo aquí declarado, asumiendo las responsabilidades legales en caso de incumplimiento, falsedad u omisión.

Declaro conocer que el valor de la energía comunicada al operador del sistema en cada mes. así como la restante documentación aportada, será objeto de comprobación por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que llevará a cabo las actuaciones oportunas para garantizar la veracidad de la documentación aportada.

De conformidad con lo establecido en el apartado 6 de la disposición adicional octava, la inexactitud o falsedad de la información aportada en esta declaración responsable será constitutiva de infracción muy grave, de conformidad con lo establecido en el artículo 64 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

En ……..... a ……. de ……..…… de …….....

(Firma electrónica)

Información relacionada

• El Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, ha sido convalidado por Acuerdo del Congreso de los Diputados publicado por Resolución de 14 de octubre de 2021. Ref. BOE-A-2021-17044

§ 28

Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 305, de 22 de diciembre de 2021
Última modificación: 28 de diciembre de 2023
Referencia: BOE-A-2021-21096

TÍTULO I

Fomento de la movilidad eléctrica mediante el despliegue de la infraestructura de recarga

Artículo 1. *Instalación de puntos de recarga en zonas de protección de las carreteras.*

Se modifica el artículo 28.2 de la Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de carreteras, relativo a las zonas de protección de la carretera, que queda redactado como sigue:

«2. En estas zonas no podrán realizarse obras o instalaciones ni se permitirán más usos o servicios que aquéllos que sean compatibles con la seguridad viaria y con las previsiones y la adecuada explotación de la carretera.

La realización de cualquier actividad que pueda afectar al régimen de las zonas de protección requiere autorización del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, sin perjuicio de otras competencias concurrentes.

El Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana podrá autorizar la colocación de instalaciones fácilmente desmontables entre el borde exterior de la zona de dominio público y el de la zona de limitación a la edificabilidad, siempre que no resulten menoscabadas la seguridad viaria o la adecuada explotación de la carretera y no se comprometa la utilización de la zona de servidumbre para los fines previstos en esta ley.

Lo establecido en el párrafo anterior será especialmente aplicable a los puntos de recarga de vehículos y a las marquesinas e instalaciones que estos precisen para su correcto funcionamiento, siempre que puedan considerarse fácilmente desmontables.

En caso de que las instalaciones antes citadas tuvieran que ser desmontadas por cualquier causa, el coste de su desmontaje correrá en todo caso a cargo del titular de la instalación. Entre tales causas se incluyen las necesidades de ampliación, mejora, o explotación de la carretera afectada, así como los condicionantes de seguridad, en especial de seguridad vial.»

Artículo 2. *Puntos de recarga en concesiones en redes estatales de carreteras.*

A efectos de lo establecido por el apartado 11 del artículo 15 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, en relación con el párrafo segundo de su disposición final decimoquinta, las personas concesionarias de carreteras estatales con contratos en ejecución a 22 de mayo de 2021 en los que se incluyan instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos, quedan sometidas a las siguientes obligaciones en materia de instalación de puntos de recarga eléctrica:

a) Instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos cuyo volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo A en 2019 sea superior o igual a 10 millones de litros: instalarán al menos una infraestructura de recarga eléctrica de potencia igual o superior a 150 kW en corriente continua, que deberá prestar servicio en un plazo de catorce meses a partir de la entrada en vigor de este real decreto-ley.

b) Instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos cuyo volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo A en 2019 sea superior o igual a 5 millones de litros y menor a 10 millones de litros: instalarán al menos una infraestructura de recarga eléctrica de potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua, que deberá prestar servicio en un plazo de veinte meses a partir de la entrada en vigor de este real decreto-ley.

c) En el caso de que en una provincia, Ciudad Autónoma o isla no exista ninguna instalación de suministro de combustibles y carburantes a vehículos cuyo volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo A en 2019 sea superior o igual a 5 millones de litros, quienes ostenten la titularidad de las instalaciones que, ordenadas de mayor a menor volumen de ventas anuales agregadas de gasolina y gasóleo, conjunta o individualmente alcancen al menos el 10 % de las ventas anuales totales en las citadas áreas geográficas en el año 2019 instalarán, por cada una de estas instalaciones, al menos una infraestructura de recarga eléctrica de potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua, que deberá prestar servicio en un plazo de veinte meses a partir de la entrada en vigor de este real decreto-ley.

d) Quienes acometan una reforma en su instalación que requiera una revisión del título administrativo, independientemente del volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo de la instalación, instalarán al menos una infraestructura de recarga eléctrica de potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua, que deberá prestar servicio desde la puesta en funcionamiento de la instalación o finalización de la reforma de la misma que requiera una revisión del título administrativo.

[. . .]

Artículo 4. *Dotaciones mínimas de recarga de vehículos eléctricos en aparcamientos adscritos a edificios de uso distintos al residencial o estacionamientos existentes no adscritos a edificios.*

Antes del 1 de enero de 2023, todos los edificios de uso distinto al residencial privado que cuenten con una zona de uso aparcamiento con más de veinte plazas, ya sea en el interior o en un espacio exterior adscrito, así como en los estacionamientos existentes no adscritos a edificios con más de veinte plazas, deberán disponer de las siguientes dotaciones mínimas de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos:

– Con carácter general, se instalará una estación de recarga por cada 40 plazas de aparcamiento o fracción, hasta 1.000 plazas, y una estación de recarga más por cada 100 plazas adicionales o fracción.

– En los edificios que sean titularidad de la Administración General del Estado o de los organismos públicos vinculados a ella o dependientes de la misma, se instalará una estación de recarga por cada 20 plazas de aparcamiento o fracción, hasta 500 plazas, y una estación de recarga más por cada 100 plazas adicionales o fracción.

Se excluye de estas obligaciones a los edificios protegidos oficialmente por ser parte de un entorno declarado o en razón de su particular valor arquitectónico o histórico, en la medida en que el cumplimiento de la exigencia pudiese alterar de manera inaceptable su

carácter o aspecto, según determine la autoridad competente en materia de protección del patrimonio.

Esta infraestructura de recarga de vehículos eléctricos cumplirá con lo dispuesto en los reglamentos de seguridad industrial que le resulten de aplicación y en particular, para las instalaciones de baja tensión con el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico de baja tensión y en su Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos».

TÍTULO II

Impulso al autoconsumo

[. . .]

Disposición adicional primera. *Prórroga de medidas tributarias.*

1. La aplicación del tipo impositivo del 0,5 por ciento del Impuesto Especial sobre la Electricidad establecida en la disposición adicional sexta del Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2023.

2. La aplicación del tipo impositivo del 4 por ciento del Impuesto sobre el Valor Añadido a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de las mascarillas quirúrgicas desechables referidas en el Acuerdo de la Comisión Interministerial de Precios de los Medicamentos, de 12 de noviembre de 2020, prevista en el artículo 7 del Real Decreto-ley 34/2020, de 17 de noviembre, de medidas urgentes de apoyo a la solvencia empresarial y al sector energético, y en materia tributaria, se prorroga hasta el 30 de junio de 2023.

3. La aplicación del tipo impositivo del 0 por ciento del Impuesto sobre el Valor Añadido a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados bienes y prestaciones de servicios necesarios para combatir los efectos del SARS-CoV-2, así como a efectos del régimen especial del recargo de equivalencia, prevista en la disposición final séptima del Real Decreto-ley 35/2020, de 22 de diciembre, de medidas urgentes de apoyo al sector turístico, la hostelería y el comercio y en materia tributaria, se prorroga hasta el 30 de junio de 2023.

Disposición adicional segunda. *Determinación de la base imponible y del importe de los pagos fraccionados del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica durante el ejercicio 2022.*

1. Para el ejercicio 2022 la base imponible del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica estará constituida por el importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, por cada instalación, en el período impositivo minorada en las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante el ejercicio.

A efectos de calcular los pagos fraccionados correspondientes a los cuatro trimestres de 2022, el valor de la producción de la energía eléctrica, medida en barras de central, e incorporada al sistema eléctrico durante dicho periodo será de cero euros.

2. Con el fin de garantizar el equilibrio del sistema, se compensará al sistema eléctrico por el importe equivalente a la reducción de recaudación consecuencia de la medida prevista en el apartado 1 anterior.

Disposición adicional tercera. *Revisión de los parámetros retributivos aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, como organismo encargado de las liquidaciones, llevará a cabo la liquidación necesaria para la adaptación de la retribución procedente del régimen retributivo específico, detrayendo las cantidades no

abonadas por las instalaciones como consecuencia de la suspensión del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, según lo establecido en la disposición adicional segunda.

2. Dicha adaptación tendrá lugar en la primera liquidación en la que se disponga de los ajustes correspondientes tras la entrada en vigor de este real decreto-ley.

Disposición adicional cuarta. *Descuentos del bono social de electricidad hasta el 30 de abril de 2022.*

Se prorrogan hasta el 30 de abril de 2022 los descuentos del bono social aplicables a los consumidores domésticos de energía eléctrica recogidos en el artículo 6.3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, establecidos en el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en materia de energía para la protección de los consumidores y la introducción de transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural.

[. . .]

Disposición adicional sexta. *Operaciones no presupuestarias para el pago de las ayudas directas a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la realización de inversiones de digitalización de redes de distribución de energía eléctrica y en infraestructuras para la recarga del vehículo eléctrico con cargo a los fondos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.*

Se autoriza a la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia a llevar a cabo las operaciones no presupuestarias necesarias para realizar el pago de las ayudas directas a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la realización de inversiones de digitalización de redes de distribución de energía eléctrica y en infraestructuras para la recarga del vehículo eléctrico con cargo a los fondos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

La gestión de estos gastos quedará sometida al control financiero permanente realizado por la Intervención delegada competente de la General de la Administración del Estado. Como resultado de este control, dicha Intervención formulará un informe a la cuenta justificativa, que elaborará la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia, y que será remitido junto a ésta al Tribunal de Cuentas.

[. . .]

Disposición transitoria primera. *Renuncia voluntaria a los permisos de acceso y conexión.*

Los titulares de permisos de acceso y, en su caso, de acceso y conexión que hubieran obtenido tales permisos antes de la entrada en vigor de este real decreto-ley, y aquellos que, habiéndolo solicitado con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto-ley, aún no los hubieran obtenido, podrán renunciar a sus permisos de acceso y conexión o, en su caso, a la solicitud presentada, en el plazo de un mes a contar desde la entrada en vigor de este real decreto-ley, procediéndose a la devolución de las garantías económicas presentadas para tramitar la solicitud de acceso a las redes de transporte y distribución. Dicha renuncia será comunicada por el órgano sustantivo al órgano ambiental para que proceda a dictar resolución de terminación del correspondiente procedimiento.

Disposición transitoria segunda. *Procedimientos de instalación de puntos de recarga en tramitación.*

Los procedimientos de licencias o autorizaciones previas para la instalación de puntos de recarga a los que se refiere el artículo 3, que se hubieran iniciado antes de la entrada en vigor de este real decreto-ley, se regirán por la normativa anterior.

[. . .]

Disposición final decimotercera. *Entrada en vigor.*

Este real decreto-ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Información relacionada

- El Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, ha sido convalidado por Acuerdo del Congreso de los Diputados, publicado por Resolución de 25 de enero de 2022. Ref. BOE-A-2022-1420

§ 29

Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica, y para la recuperación económica y social de la isla de La Palma. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 152, de 26 de junio de 2022
Última modificación: 28 de diciembre de 2023
Referencia: BOE-A-2022-10557

[. . .]

CAPÍTULO III

Otras medidas para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica

Sección 1.ª Medidas en el ámbito energético

[. . .]

Artículo 18. *Tipo impositivo aplicable del Impuesto sobre el Valor Añadido a determinadas entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de energía eléctrica.*

Con efectos desde el 1 de julio de 2022 y vigencia hasta el 31 de diciembre de 2023, se aplicará el tipo del 5 por ciento del Impuesto sobre el Valor Añadido a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de energía eléctrica efectuadas a favor de:

a) Titulares de contratos de suministro de electricidad, cuya potencia contratada (término fijo de potencia) sea inferior o igual a 10 kW, con independencia del nivel de tensión del suministro y la modalidad de contratación, cuando el precio medio aritmético del mercado diario correspondiente al último mes natural anterior al del último día del periodo de facturación haya superado los 45 €/MWh.

b) Titulares de contratos de suministro de electricidad que sean perceptores del bono social de electricidad y tengan reconocida la condición de vulnerable severo o vulnerable severo en riesgo de exclusión social, de conformidad con lo establecido en el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.

[. . .]

Información relacionada

- El Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, ha sido convalidado por Acuerdo del Congreso de los Diputados, publicado por Resolución de 14 de julio de 2022. Ref. BOE-A-2022-12011

§ 30

Real Decreto 568/2022, de 11 de julio, por el que se establece el marco general del banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el sector eléctrico

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 166, de 12 de julio de 2022
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2022-11511

I

En los últimos años ha tomado una notable relevancia la transformación de la política energética para hacer frente a los cambios que supone asumir el compromiso de aumentar la acción climática global. Para ello, en abril de 2021 la Unión Europea actualizó su compromiso de actuación en materia de clima y energía hasta 2030, adoptado por el Consejo Europeo en octubre de 2014, que incluía el objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990 en, al menos, el 40 %, aumentándolo a una disminución del 55 %. Estos compromisos se diseñaron en línea con el Acuerdo de París, adoptado en diciembre de 2015, y con el objetivo de alcanzar la neutralidad climática para la Unión Europea antes de 2050, para lo cual se ha diseñado la hoja de ruta hacia una descarbonización de la economía para el continente. Asimismo, en lo relativo a energía, se han puesto en marcha distintas actuaciones para alinear la política energética con el paquete de «Energía limpia para todos los europeos», que comprende diversos reglamentos y directivas en los que se incluyen revisiones y propuestas legislativas sobre eficiencia energética, energías renovables, diseño de mercado eléctrico, seguridad de suministro y reglas de Gobernanza para la Unión de la Energía y la Acción por el Clima. Este marco, sin embargo, es profundamente dinámico. En julio de 2021 la Comisión Europea presentó un conjunto de propuestas legislativas «Objetivo 55» que son necesarias para alcanzar el citado nuevo objetivo de ambición de la Unión Europea para 2030, de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 55 % con respecto a 1990.

En consonancia con las políticas de energía y clima europeas, en los últimos años, España ha realizado profundas modificaciones con el fin de adecuar el marco normativo y estratégico a los compromisos internacionales sobre energía y clima. En este sentido, cabe destacar la ratificación del Acuerdo de París en 2017 o las acciones para la implementación en España de la Agenda 2030 de Desarrollo Sostenible.

En línea con ello, el Gobierno de España ha desarrollado el Marco Estratégico de Energía y Clima, que contiene diversos elementos estratégicos y legislativos cuyo objeto es marcar las principales líneas de acción en la senda hacia la neutralidad climática. Como una de las piezas fundamentales de este Marco cabe citar la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, que establece el marco normativo para asegurar el

cumplimiento por parte de España de los objetivos del Acuerdo de París, facilitar la descarbonización de la economía y promover un modelo de desarrollo sostenible. En particular, la Ley 7/2021, de 20 de mayo, establece los siguientes objetivos mínimos para el año 2030, para dar cumplimiento a los compromisos internacionales asumidos por España: un 23 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990, una cuota del 42 % de renovables sobre el uso final de la energía, una mejora de la eficiencia energética de un 39,5 % y 74 % de generación eléctrica procedente de energía renovable; estableciendo asimismo el objetivo de alcanzar la neutralidad climática antes de 2050.

Por otra parte, la Ley 7/2021, de 20 de mayo, recoge como instrumentos de planificación para abordar la transición energética los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050, consolidando en la legislación nacional las herramientas de planificación energética incluidas en el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 es un documento estratégico clave que identifica los retos y oportunidades a lo largo de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: la descarbonización, incluidas las energías renovables; la eficiencia energética; la seguridad energética; el mercado interior de la energía, y la investigación, innovación y competitividad; y que define las medidas que permitirán alcanzar los objetivos recogidos en la Ley 7/2021, de 20 de mayo, así como el resto de objetivos sectoriales contemplados en el Plan.

Por su parte, la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo marca la senda para la consecución de la neutralidad climática en 2050, un escenario en el que las emisiones de gases de efecto invernadero estarán compensadas por los sumideros. En concreto, las emisiones se reducirán un 90 % respecto a 1990, y el 10 % restante será absorbido por sumideros. Esto implica no solo un sector eléctrico 100 % renovable, sino un sistema energético nacional prácticamente 100 % renovable en el uso final de la energía. Se prevé también un modelo más descentralizado, multidireccional y complejo, donde el autoconsumo, la participación ciudadana y los recursos energéticos distribuidos, como el almacenamiento, la generación distribuida o la gestión de la demanda, serán factores clave. De igual modo, la digitalización de las redes, así como los nuevos esquemas de operación, tendrán un papel fundamental en este nuevo modelo. La transición hacia un sistema eléctrico 100 % renovable en el año 2050 conlleva importantes retos, pues las necesidades de gestionabilidad supondrán que se deberá contar con fuentes que provean de flexibilidad al sistema, con el objeto de garantizar la seguridad de suministro. Esta flexibilidad incluirá la participación de nuevos agentes en el sistema eléctrico, la aparición de nuevos servicios, y distintas configuraciones e interacciones entre las tecnologías y los agentes.

En definitiva, en este contexto, el entorno del sistema eléctrico será necesariamente cambiante en los próximos años, de manera que para acometer estas transformaciones será necesaria la continua adaptación de la regulación del sector eléctrico. Es por ello que, para implementar los principios de la buena regulación, disponer de espacios controlados de investigación e innovación, supone una ventaja a la hora de someter a prueba potenciales mejoras regulatorias en entornos acotados, que permitan elaborar nuevas normas y actualizar las existentes, aplicando las mejores prácticas y trasladando al marco regulatorio aquellos desarrollos verificados en el entorno experimental.

II

El Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) confirma el compromiso de España con la transición ecológica y la consecución de los objetivos del PNIEC 2021-2030, que ha supuesto una sólida base para el diseño de los componentes y las reformas e inversiones relacionadas con la transición ecológica del Plan. En consecuencia, el componente 8 del PRTR, Infraestructuras eléctricas, promoción de redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento, fija como objetivos: 1) el desarrollo de un sistema energético más flexible, descentralizado y dinámico, capaz de absorber de forma eficiente y segura la nueva generación renovable; 2) el desarrollo de nuevos modelos de negocio innovadores, así como 3) la participación de nuevos actores en el sistema eléctrico (productores, suministradores y consumidores, además de los operadores de

almacenamiento y agregadores) y un marco normativo más ágil y capaz de adaptarse a nuevas necesidades a través de los bancos de pruebas regulatorios («sandboxes»).

La figura de los bancos de pruebas regulatorios es esencial para garantizar el cumplimiento de los objetivos del PRTR, así como para habilitar las reformas e inversiones previstas en el componente 8. Dentro de este componente, la reforma C8.R4 «Sandboxes o bancos de pruebas regulatorios», prevé específicamente la adopción de un real decreto para el desarrollo de los sandboxes regulatorios que permita el desarrollo de nuevos proyectos piloto, con el fin de fomentar la investigación y la innovación en el sector eléctrico. Adicionalmente, dentro del conjunto de medidas que componen la reforma C8.R2 «Estrategia de almacenamiento energético y adaptación del marco regulatorio para el despliegue del almacenamiento energético», se incluye la aprobación de la Estrategia de Almacenamiento Energético, en la que se recoge una medida específica relativa a la creación de bancos de pruebas regulatorios en el ámbito del almacenamiento energético (Medida 1.9). Por su parte, para la implementación de la reforma C8.R3, «Desarrollo del marco normativo para la agregación, gestión de la demanda y servicios de flexibilidad», así como de la inversión C8.I3 «Nuevos modelos de negocio en la transición energética», es clave disponer de entornos controlados de pruebas que permitan testear nuevos productos y servicios, y que faciliten la adaptación del marco regulatorio para dar respuesta al nuevo contexto marcado por un sector energético más dinámico, descentralizado, limpio, sostenible y que sitúa a la ciudadanía en el centro.

La implementación de estas reformas se inició con la promulgación del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, que introdujo en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la disposición adicional vigésima tercera, relativa a los bancos de pruebas regulatorios, en virtud de la cual se podrán establecer bancos de pruebas regulatorios en los que se desarrollen proyectos piloto con el fin de facilitar la investigación e innovación en el ámbito del sector eléctrico, y que habilita al Gobierno para desarrollar reglamentariamente el marco general de esta figura.

La rapidez con la que se producen los cambios en el sector eléctrico requiere de un entorno que permita la investigación y la innovación en el mismo. Sin embargo, frecuentemente, los proyectos innovadores se encuentran con barreras regulatorias que impiden el desarrollo de pruebas y modelos que sirvan de soporte para determinar si puede ser útil modificar la regulación con carácter general, o el funcionamiento y la utilidad de un determinado sistema, servicio o tecnología. La figura de los bancos de pruebas regulatorios, como entorno experimental controlado y supervisado por el regulador, resulta de utilidad para dinamizar la actividad innovadora y favorecer el aprendizaje regulatorio, lo que dará lugar a un marco regulatorio capaz de adaptarse mejor a nuevas necesidades. Además, esto proporcionará un diálogo normativo bidireccional entre la Administración y el regulador, que acelerará y facilitará la revisión de la normativa vigente y la adaptará a la entrada de nuevos agentes en el mercado, fomentando la creación de nuevas empresas tecnológicas, dándoles la oportunidad de probar sus modelos de negocio. Todo ello garantizando en todo momento la calidad y seguridad de suministro, la ausencia de riesgos para el sistema eléctrico y su sostenibilidad económica y financiera, así como la protección de los consumidores. De este modo, en virtud de la habilitación que la disposición adicional vigésima tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, otorga al Gobierno, mediante este real decreto se contribuirá a la transformación del sector eléctrico facilitando el proceso innovador pretendido al amparar, de forma controlada, delimitada y supervisada por la Administración competente, la realización de pruebas para el desarrollo de proyectos piloto con alto potencial innovador que redundarán finalmente en beneficio del consumidor, del sector eléctrico y de la sociedad en general.

III

El real decreto se estructura en cuatro capítulos. El capítulo I contiene las disposiciones generales, estableciendo su objeto y ámbito de aplicación, así como las definiciones de los conceptos principales a efectos de lo previsto en la norma.

El capítulo II concreta el régimen de acceso y de participación de proyectos en el banco de pruebas, para lo que regula el régimen jurídico aplicable; la figura del promotor; los

criterios de elegibilidad; el modo de acceso; la forma en que se evaluarán las solicitudes; el protocolo de pruebas, que suscribirá el promotor con la Secretaría de Estado de Energía, y contendrá las particularidades y condiciones concretas para el proyecto piloto correspondiente; el acuerdo de adscripción, que deberá ser firmado por el promotor y los participantes, y el inicio de las pruebas.

Con objeto de dar acceso al banco de pruebas regulatorio, se celebrarán convocatorias específicas en las que los proyectos que cumplan las condiciones de elegibilidad puedan presentar una solicitud. Las solicitudes, en cualquier caso, se presentarán de forma electrónica pues, dado el tipo de procedimiento, las personas físicas que pudieran actuar como promotores serían profesionales para los que indudablemente quedaría acreditado que tienen acceso y disponibilidad de los medios electrónicos necesarios para relacionarse con la Administración, por lo que se considera que se trata de un caso en el que puede aplicarse lo dispuesto en el artículo 14.3 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

A continuación, se pasará a la fase de evaluación previa, en la que se determinará la idoneidad de los proyectos para su acceso al banco de pruebas regulatorio. Una vez realizada la evaluación previa, los proyectos admitidos tendrán la obligación de suscribir un protocolo de pruebas con la Secretaría de Estado de Energía. Tras la suscripción de este, una vez que quede acreditada la activación del sistema de garantías e indemnizaciones previsto, se firmen, en su caso, los acuerdos de adscripción, y se dé cumplimiento al resto de requisitos establecidos en este real decreto y la correspondiente convocatoria, podrán iniciarse las pruebas.

El capítulo III establece el régimen de funcionamiento del banco de pruebas: Cómo se llevará a cabo el seguimiento de las pruebas y de los proyectos piloto, la finalización anticipada de la participación de los proyectos piloto en el banco, los supuestos de cese definitivo de las pruebas de los proyectos piloto, el derecho de desistimiento de los participantes y la manera en que se evaluarán los resultados, así como las disposiciones relativas al régimen de responsabilidad y al sistema de garantías.

Por último, el capítulo IV contiene una serie de disposiciones relativas a la posible colaboración de otros agentes, la confidencialidad, la regulación de la Comisión de coordinación, el aprendizaje regulatorio y la elaboración de un informe anual sobre innovación regulatoria en el ámbito del sector eléctrico.

IV

Esta norma se adecua a los principios de buena regulación a que se refiere el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre: Necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica y eficiencia. En este sentido, se cumple el principio de necesidad, al preverse su aprobación en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que dispone que mediante real decreto del Gobierno se desarrollará reglamentariamente el marco general del banco de pruebas regulatorio para la participación de proyectos piloto. Asimismo, la norma da respuesta a los compromisos asumidos por España en el PRTR a través de la reforma 4 del componente 8 (C8.R4), que tiene por objeto el desarrollo de un marco normativo que posibilite la introducción, de forma controlada, de novedades, excepciones o salvaguardias regulatorias para el desarrollo de proyectos piloto, con el fin de fomentar la investigación y la innovación en el sector eléctrico.

El principio de eficacia se cumple con la aprobación del presente real decreto que, con objeto de cumplir los objetivos previstos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los objetivos de energía y clima y la sostenibilidad ambiental, desarrollará el marco general del banco de pruebas regulatorio en el que participen proyectos piloto. De esta forma se facilitará la investigación e innovación en el sector eléctrico para su adaptación a las exigencias, retos y compromisos asumidos por España en la lucha contra la crisis climática recogidos en el PNIEC 2021-2030 y en la Ley 7/2021, de 20 de mayo.

La norma se ha elaborado de conformidad con el principio de proporcionalidad, al realizar el desarrollo reglamentario atribuido al Gobierno en la disposición adicional vigésima tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

El principio de seguridad jurídica se entiende satisfecho al desarrollarse, previa habilitación legal, el marco jurídico que configura el banco de pruebas de modo que se

puedan introducir novedades, excepciones o salvaguardias regulatorias que contribuyan a facilitar la investigación e innovación en el ámbito del sector eléctrico.

El principio de transparencia se cumple dado que el real decreto se ha sometido durante su elaboración a los procesos de consulta exigidos por la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno.

Por último, el principio de eficiencia se satisface en la medida en que la norma no introduce cargas administrativas innecesarias o accesorias.

El desarrollo mediante real decreto de la figura de los bancos de pruebas regulatorios en el sector eléctrico español se recoge en el Plan Anual Normativo de la Administración General del Estado para el año 2022, donde queda reflejado que se trata de una de las reformas del componente 8 del PRTR. Este real decreto es un elemento habilitador para llevar a cabo las inversiones previstas en este componente.

Asimismo, con la presente norma se da cumplimiento al hito 124, «entrada en vigor de medidas para promover los bancos de pruebas regulatorios para fomentar la investigación y la innovación en el sector eléctrico», asociado a la reforma 4 del componente 8 (C8.R4), de acuerdo con lo establecido en el anexo I de la Decisión de Ejecución del Consejo (CID) relativa a la aprobación de la evaluación del plan de recuperación y resiliencia de España, de 6 de julio de 2021, así como en la Decisión de la Comisión aprobatoria de los Acuerdos Operativos entre la Comisión y España en virtud del Reglamento (UE) 2021/241 (OA), de noviembre de 2021. De conformidad con lo anterior, a más tardar el 30 de junio de 2022, debe haberse producido la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» y la entrada en vigor del real decreto para el desarrollo de los sandboxes regulatorios que permita el desarrollo de nuevos proyectos piloto, con el objetivo de fomentar la investigación y la innovación en el sector eléctrico. Por otro lado, esta medida está relacionada con las reformas C8.R2 y C8.R3, y con la inversión C8.I3, siendo de aplicación los principios horizontales del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia a las inversiones que se deriven de este marco, y en concreto en lo referente a los instrumentos de ejecución de la medida C8.I3. En particular, en lo relativo a la compatibilidad con el régimen de ayudas de Estado y a la aplicación de los mecanismos de prevención, detección y corrección del fraude y la corrupción; así como la prevención de la doble financiación.

Este Real Decreto se dicta al amparo de lo dispuesto en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva sobre las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético. Así como en el artículo 149.1.15.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de fomento y coordinación general de la investigación científica y técnica.

La sentencia del Tribunal Constitucional 18/2011, de 3 de marzo, mantiene que la competencia atribuida por el artículo 149.1.13.ª al Estado incluye «no solo las genéricas competencias relativas a las bases y coordinación de la planificación general económica, sino también las más específicas de ordenación del sector energético, referentes a las bases del régimen del mismo». Ello es así debido a que «el sector eléctrico no sólo constituye un sector estratégico para el funcionamiento de cualquier sociedad moderna, representando por sí mismo un conjunto muy importante dentro del conjunto de la economía nacional, sino que es clave como factor de producción esencial para la práctica totalidad de los sectores económicos, condicionando de manera determinante en muchos casos su competitividad (...). Estas circunstancias justifican que el Estado pueda intervenir en la ordenación del sector eléctrico tanto a través del título general relativo a la planificación general de la economía (art. 149.1.13.ª CE) como mediante el más específico relativo al sector energético (art. 149.1.25.ª CE), ...».

La noción de «bases» que corresponde determinar al Estado de acuerdo con las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 comprende no solo las normas básicas con rango legal sobre la ordenación del sector eléctrico, sino también, excepcionalmente y de acuerdo con la doctrina constitucional sobre el concepto material de bases, normas reglamentarias e incluso ciertos actos de ejecución (STC 197/1996, de 28 de noviembre). Las facultades que al Estado reconocen los títulos competenciales de los artículos 149.1.13.ª y 25.ª alcanzan, pues, considerable amplitud, de modo que permiten configurar un sistema eléctrico único para todo el territorio.

En la tramitación de este real decreto se han cumplido los trámites establecidos en el artículo 26 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre. La urgencia en el procedimiento de elaboración de la norma se justifica en virtud del artículo 47.1, relativo a la aprobación de las normas adoptadas en el marco de ejecución de los fondos europeos para el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, del Real Decreto-ley 36/2020, de 30 de diciembre, por el que se aprueban medidas urgentes para la modernización de la Administración Pública y para la ejecución del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

De acuerdo con el artículo 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, se sustanció una consulta pública, a través del portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previa a la elaboración del texto.

De conformidad con el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, este real decreto ha sido sometido al trámite de audiencia e información pública mediante su publicación en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Lo dispuesto en este real decreto ha sido informado por el Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital, el Ministerio de Ciencia e Innovación y el Ministerio de Política Territorial. Asimismo, se ha sometido al previo informe de la Agencia Española de Protección de Datos y, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su informe «Informe sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se establece el marco general del banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el sector eléctrico» (IPN/CNMC/011/22), que fue aprobado por el Consejo en Pleno, el día 28 de abril de 2022.

En su virtud, a propuesta de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con la aprobación previa de la Ministra de Hacienda y Función Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 11 de julio de 2022,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Este real decreto tiene por objeto desarrollar reglamentariamente el marco general del banco de pruebas regulatorio concebido como un entorno controlado para llevar a cabo ensayos que permitan el desarrollo de proyectos piloto con el fin de facilitar la investigación, la innovación y la mejora regulatoria en el ámbito del sector eléctrico, en virtud de lo previsto en la disposición adicional vigésima tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Artículo 2. *Definiciones.*

A efectos de lo previsto en este real decreto se entenderá por:

1. «Acuerdo de adscripción»: Documento firmado por el promotor y por los participantes en su proyecto piloto con el que estos manifiestan su libre voluntad de tomar parte en las pruebas realizadas en el ámbito del mismo de conformidad con lo dispuesto en el artículo 11.
2. «Banco de pruebas regulatorio o banco»: Entorno experimental en el que pueden realizarse pruebas o ensayos dentro del marco de ejecución de proyectos piloto, de manera segura y controlada, con el fin de facilitar la investigación y la innovación en el ámbito del sector eléctrico.
3. «Comisión de coordinación»: Órgano colegiado que coordinará las actuaciones previstas en este real decreto de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.

4. «Exención regulatoria»: Permiso temporal para eximir del cumplimiento parcial de una norma, incluyendo la posibilidad de actuar en ausencia de una regulación específica, dentro del ámbito del sector eléctrico.

5. «Participante»: Agente distinto del promotor que, voluntariamente, tras firmar el acuerdo de adscripción correspondiente, tome parte en las pruebas realizadas en el ámbito de un proyecto piloto.

6. «Promotor»: Cualquiera de los sujetos recogidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que, individualmente o formando parte de una agrupación, solicite el acceso de un proyecto piloto al banco de pruebas regulatorio previsto en este real decreto, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.

7. «Protocolo de pruebas»: Documento, suscrito por el promotor, la Secretaría de Estado de Energía y, en su caso, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que comprende los términos y condiciones concretas para el proyecto piloto correspondiente y las pruebas que se realicen en el ámbito del mismo, de conformidad con el artículo 10.

8. «Proyecto piloto»: Actuación en el ámbito del sector eléctrico que incluye la realización de pruebas experimentales y que requiere para su puesta en marcha la aplicación de, al menos, una exención de la regulación del sector eléctrico, con el objetivo final de dar lugar a una innovación regulatoria. Tendrá carácter limitado en cuanto a su volumen, duración y ámbito geográfico.

9. «Prueba o ensayo»: Experimento de alcance limitado y definido realizado en el ámbito de un proyecto piloto desarrollado en el banco de pruebas regulatorio, al amparo de lo previsto en este real decreto y en el correspondiente protocolo de pruebas.

Artículo 3. *Ámbito de aplicación.*

El ámbito de aplicación de este real decreto se circunscribe a los proyectos piloto desarrollados en cualquier parte del territorio español que participen en el banco de pruebas regulatorio que se regula en el mismo.

Será de aplicación siempre y cuando la exención regulatoria que requiera el proyecto piloto afecte, al menos, a una norma estatal distinta de las circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Lo dispuesto en esta norma se entenderá sin perjuicio de otras iniciativas de investigación e innovación que pudieran emprenderse en el marco de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y en los términos previstos en las correspondientes circulares de dicho organismo y en el desarrollo de las mismas.

CAPÍTULO II

Régimen de acceso y participación de proyectos piloto en el banco de pruebas regulatorio

Artículo 4. *Régimen jurídico de aplicación.*

1. El desarrollo de los proyectos piloto en el marco del banco de pruebas regulatorio se regirá de conformidad con lo dispuesto en este real decreto y en las convocatorias aprobadas al amparo de este, en el correspondiente protocolo de pruebas suscrito con arreglo al artículo 10, en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en toda la normativa que por su naturaleza sea de aplicación, sin perjuicio de las exenciones de la regulación del sector eléctrico previstas en el correspondiente protocolo de pruebas.

2. Podrán ser objeto de exención regulatoria las disposiciones incluidas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en la normativa dictada al amparo de esta, entre otras y sin carácter limitativo, y, en todo caso, de acuerdo con lo que pueda establecer la correspondiente convocatoria.

3. El acceso al banco de pruebas regulatorio no supondrá en ningún caso el otorgamiento de permisos o autorizaciones o el reconocimiento de cualesquiera otros derechos que pudieran tener efectos fuera de los límites de las pruebas realizadas en el ámbito del proyecto piloto, especialmente en cuanto a su volumen, duración, ámbito geográfico y alcance. Del mismo modo, las exenciones a la normativa previstas en este

ámbito no afectarán de manera alguna a cualesquiera otras actividades que puedan ejercer el promotor o los participantes.

4. En todo caso, será de aplicación el Derecho europeo no pudiendo, en ningún caso, aplicarse exenciones regulatorias contrarias al mercado interior. En particular, serán de aplicación el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, y la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

5. En lo dispuesto en este real decreto, se aplicarán a todos los efectos las disposiciones sobre procedimientos iniciados de oficio contempladas en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

6. Asimismo, en tanto que la aprobación de este real decreto supone el cumplimiento del hito 124 del anexo I de la Decisión de Ejecución del Consejo relativa a la aprobación de la evaluación del plan de recuperación y resiliencia de España, de 6 de julio de 2021, será de aplicación la normativa relativa al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia y al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, y en particular, el Reglamento (UE) 2021/241 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de febrero de 2021, por el que se establece el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia; la Orden HFP/1030/2021, de 29 de septiembre, por la que se configura el sistema de gestión del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia; así como la Orden HFP/1031/2021, de 29 de septiembre, por la que se establece el procedimiento y formato de la información a proporcionar por las Entidades del Sector Público Estatal, Autonómico y Local para el seguimiento del cumplimiento de hitos y objetivos y de ejecución presupuestaria y contable de las medidas de los componentes del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Artículo 5. *Promotores.*

1. Podrán solicitar el acceso de sus proyectos piloto al banco de pruebas regulatorio cualesquiera de los sujetos recogidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y los sujetos que desarrollen actividades contempladas en la regulación europea de mercado interior de la electricidad, especialmente, en la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019. El acceso podrá solicitarse de manera individual o constituyendo una agrupación, con o sin personalidad jurídica, que quedará definida en su respectivo acuerdo de agrupación, y de conformidad con lo dispuesto en la correspondiente convocatoria.

2. En todo caso, para constituir una agrupación, al menos uno de sus miembros deberá ser un sujeto de los recogidos en el apartado anterior.

3. En ningún supuesto podrán acceder al banco de pruebas regulatorio aquellos proyectos similares a otros cuyos promotores guarden identidad o tengan una vinculación jurídica relevante con los promotores de proyectos que, conforme a lo previsto en el artículo 15, hayan sido objeto de resolución motivada de cese definitivo en los dos años anteriores al último día del plazo de solicitud para el acceso al banco de pruebas que establezca la correspondiente convocatoria.

Se entenderá por proyecto similar aquel que tenga un objeto de naturaleza análoga, es decir, que incluya la realización de pruebas de igual tipo, pretenda dar lugar a una innovación regulatoria asimilable e implique a la misma clase de agentes.

Se considerará que tienen vinculación jurídica relevante, entre otras, las personas que ostenten cargos de administración o dirección, las sociedades pertenecientes a su grupo y las personas que ostenten cargos de administración o dirección de estas últimas. A los efectos de esta disposición, se aplicará la definición de grupo de sociedades establecida en el artículo 42 del Código de Comercio, así como la definición de grupo de sociedades a efectos fiscales del artículo 58 de la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto de Sociedades.

4. Por excepción a lo previsto en el apartado anterior, sí podrán acceder al banco de pruebas regulatorio proyectos cuyos promotores acrediten fehacientemente la subsanación y desaparición de las causas que hubieran motivado un cese definitivo producido en virtud del artículo 15.

Artículo 6. *Condiciones de elegibilidad para el acceso al banco de pruebas regulatorio.*

1. Podrán acceder al banco de pruebas regulatorio aquellos proyectos piloto presentados por un promotor que cumpla lo previsto en el artículo 5, cuyo estado de planificación y potencial desarrollo se encuentre lo suficientemente avanzado para participar en el mismo y que requieran para su puesta en marcha la aplicación de, al menos, una exención en la regulación del sector eléctrico, con el objetivo final de dar lugar a una innovación regulatoria. Para ello, el promotor deberá tener un plan de ejecución completamente definido, los proyectos contendrán objetivos y plazos realistas, expresarán con claridad las potenciales mejoras regulatorias propuestas y especificarán las exenciones regulatorias necesarias. Lo anterior se valorará, en el marco de la evaluación previa prevista en el artículo 9, de acuerdo con los criterios que establezca la convocatoria.

2. Adicionalmente, los proyectos piloto deberán cumplir las siguientes condiciones para resultar elegibles:

a) Poseer viabilidad técnica.

b) Garantizar la ausencia de riesgos para el sistema eléctrico.

c) Asegurar la protección de los consumidores.

d) Cumplir el principio de sostenibilidad económica y financiera previsto en el título III de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

e) Fijar una limitación temporal máxima para la duración de los proyectos, en el caso de que se establezca en la correspondiente convocatoria.

f) Proponer una innovación regulatoria en el ámbito del sector eléctrico que resulte de interés, lo que se valorará considerando los siguientes aspectos, sin perjuicio de lo establecido en las correspondientes convocatorias:

1.º Capacidad de contribuir a la mejora de la regulación y al aprendizaje regulatorio.

2.º Utilidad para orientar la transposición de normativa europea.

3.º Capacidad de generar potenciales beneficios para los consumidores.

g) Cualquier otra condición que establezcan las correspondientes convocatorias.

3. Los proyectos piloto deberán garantizar el cumplimiento de los objetivos previstos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

4. Los proyectos piloto deberán contribuir a la consecución de los objetivos de energía y clima y sostenibilidad ambiental establecidos en la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, así como el resto de objetivos establecidos en la regulación nacional o europea.

5. En todo momento se garantizará el cumplimiento de lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019; en la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, y en la demás normativa europea que sea de aplicación.

Artículo 7. *Convocatorias para el acceso al banco de pruebas regulatorio.*

1. Las convocatorias para el acceso al banco de pruebas regulatorio previsto en este real decreto se aprobarán mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

2. En las convocatorias se incluirán los plazos y forma en que se presentarán las solicitudes, los requisitos para el acceso al banco de pruebas de conformidad con este real decreto, el modelo normalizado de solicitud, así como el resto de contenidos previstos en este real decreto para ser establecidos en la correspondiente convocatoria.

Artículo 8. *Solicitud de acceso al banco de pruebas regulatorio.*

1. Los promotores presentarán las solicitudes para el acceso al banco de pruebas regulatorio en la forma y plazo establecidos en la correspondiente convocatoria, aportando la documentación que determine la misma. En cualquier caso, la presentación de solicitudes se hará de forma electrónica, también en el caso de personas físicas, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 14.3 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

2. Las solicitudes se presentarán de conformidad con lo previsto sobre lenguas oficiales en el artículo 15 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre. En casos excepcionales y siempre que se justifique adecuadamente, determinada información técnica podrá presentarse en lengua inglesa, tramitándose en todo caso el expediente en castellano.

Artículo 9. *Evaluación previa de las solicitudes.*

1. Atendiendo a lo previsto en el artículo 6 y en la correspondiente convocatoria, la Secretaría de Estado de Energía y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en función de la naturaleza de la exención regulatoria, evaluarán las solicitudes de acceso al banco de pruebas regulatorio presentadas por los promotores.

2. Se podrá solicitar al operador del sistema un informe que valore la solicitud, siempre y cuando no exista un potencial conflicto de interés. Adicionalmente, podrán requerirse a otros agentes cualesquiera otros informes de valoración que se consideren necesarios. El criterio expresado en los informes anteriores en ningún caso vinculará a la Secretaría de Estado de Energía. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de los informes vinculantes que, conforme a la normativa sectorial vigente, corresponda solicitar.

3. En cualquier momento se podrá requerir a los promotores información adicional sobre los proyectos piloto para la evaluación previa de las solicitudes. En todo caso, esta información no supondrá, ni podrá incluir, una mejora o cambio sustancial de la propuesta presentada inicialmente, sino que tendrá exclusivamente carácter complementario y aclaratorio.

4. Los resultados de la evaluación previstos en los anteriores apartados serán trasladados a la Comisión de coordinación prevista en el artículo 22, que, a la vista de ellos, elaborará una propuesta de resolución que elevará a la Secretaría de Estado de Energía tras la tramitación del oportuno procedimiento con audiencia de los interesados.

5. La persona titular de la Secretaría de Estado de Energía resolverá de acuerdo con la propuesta de la Comisión de coordinación, desestimando de forma motivada aquellos proyectos que hayan recibido una evaluación desfavorable y aprobando la relación de proyectos que hayan recibido una evaluación previa favorable, con la advertencia de que el acceso al banco de pruebas quedará condicionado a la suscripción del protocolo que se regula en el artículo 10 y al cumplimiento de los demás requisitos que indica el artículo 12. La persona titular de la Secretaría de Estado de Energía acordará, de forma motivada, la inadmisión de aquellas solicitudes cuyo contenido resulte manifiestamente carente de fundamento en relación con lo dispuesto en el artículo 6 y en la correspondiente convocatoria.

6. El plazo máximo para resolver será de seis meses, contados a partir de la fecha de publicación de la convocatoria, de conformidad con el artículo 21 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, y podrá ampliarse de acuerdo con lo dispuesto en su artículo 32. Transcurrido dicho plazo sin haberse producido resolución expresa, las solicitudes se entenderán desestimadas, como determina el artículo 25.1.a) del mismo cuerpo legal.

7. La notificación de la resolución se llevará a cabo en la forma prevista en la correspondiente convocatoria, pudiendo ser objeto de publicación de conformidad con el artículo 45 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

La resolución se notificará a los interesados por medios electrónicos en el plazo de diez días a partir de la fecha en que el acto haya sido dictado, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 40 y 43 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

8. La resolución prevista en el apartado 5 de este artículo pondrá fin a la vía administrativa, de acuerdo con lo establecido en el artículo 114.1.g) de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, pudiéndose interponer contra la misma recurso potestativo de reposición en el plazo de un mes, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 123 y 124 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, ante el mismo órgano que la dictó, o bien recurso contencioso-administrativo en el plazo de dos meses, contados desde el día siguiente al de la notificación, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9, 45 y 46 de la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción contencioso-administrativa.

Artículo 10. *Protocolo de pruebas.*

1. Los promotores cuyos proyectos piloto hayan obtenido una evaluación previa favorable de conformidad con el artículo 9 deberán suscribir un protocolo de pruebas con la Secretaría de Estado de Energía y, en función de la naturaleza de la exención regulatoria, con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el plazo establecido en la correspondiente convocatoria.

Transcurrido el plazo para la suscripción del protocolo de pruebas sin haberse producido la misma por causas imputables al promotor, el proyecto decaerá.

2. El protocolo de pruebas comprenderá las normas y condiciones concretas para el desarrollo de las pruebas del proyecto piloto en el banco e incluirá, como mínimo:

a) La descripción general del proyecto.

b) La limitación del volumen y, en su caso, del número de participantes, el tiempo de realización, definiendo fechas de inicio y conclusión, y el ámbito geográfico del proyecto piloto y de las pruebas que se realicen en el banco.

c) Las fases de las que constarán los ensayos del proyecto piloto, la duración de las mismas y los objetivos que deban alcanzarse en cada una de las fases, así como en el desarrollo de las pruebas.

d) El papel desarrollado, el cometido y las funciones del promotor en las pruebas.

e) El alcance de cada una de las pruebas que se realicen en el ámbito del proyecto piloto, así como los términos y condiciones que regirán las mismas de acuerdo con lo previsto en el artículo 17.

f) Las exenciones regulatorias que se autorizan para desarrollar el proyecto piloto en el banco, que se limitarán a las pruebas realizadas.

g) La forma en la que se llevará a cabo el seguimiento de las pruebas y del conjunto del proyecto piloto conforme a lo dispuesto en el artículo 13. En particular, se detallará la información que se facilitará a la Secretaría de Estado de Energía, en qué momento se proporcionará la misma y el modo de acceder a ella.

h) Los recursos necesarios para realizar las pruebas del proyecto piloto en el banco.

i) Un análisis de los riesgos principales de cada prueba y las medidas de mitigación planificadas.

j) Un completo sistema de garantías e indemnizaciones que resulte adecuado y suficiente, articulado de acuerdo con las previsiones del artículo 18, para cubrir la eventual responsabilidad del promotor conforme a lo previsto en el artículo 17.

k) La forma en que los participantes serán resarcidos de las pérdidas patrimoniales y otros daños derivados directamente de su participación en los proyectos piloto, siempre que el promotor sea responsable del perjuicio causado, de acuerdo con lo establecido en el artículo 17.

l) El modelo de acuerdo de adscripción que el promotor deberá suscribir con los participantes de conformidad con lo dispuesto en el artículo 11, en su caso, así como el régimen de sustitución de los participantes para el caso en que se ejerciera el derecho de desistimiento o cesara su participación de conformidad con lo previsto en este real decreto.

m) El régimen de desistimiento de los participantes, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 16, que incluirá las previsiones necesarias sobre los posibles derechos generados hasta el momento para el promotor.

n) La descripción de las salvaguardas operacionales previstas para garantizar la ausencia de riesgos para el sistema eléctrico y su sostenibilidad económica y financiera, y la protección de los participantes y de los consumidores, así como las medidas de cumplimiento del principio de responsabilidad proactiva conforme a lo establecido en la normativa de protección de datos personales.

ñ) En su caso, cláusulas de confidencialidad y secreto empresarial, así como disposiciones, sujetas a la regulación específica, sobre los derechos de propiedad industrial e intelectual o secretos empresariales que pudieran verse afectados o generarse en el desarrollo del proyecto piloto y de sus pruebas, así como en los supuestos en que estas no pudieran finalizar o se vieran interrumpidas por los distintos motivos contemplados en este real decreto.

o) Cualquier otra cuestión que se establezca en la correspondiente convocatoria.

p) Cualquier otra cuestión que a juicio del promotor o de la Secretaría de Estado de Energía pueda resultar relevante para la realización del proyecto piloto.

3. Con carácter previo a su aprobación, el protocolo de pruebas tendrá que ser informado favorablemente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

4. La Secretaría de Estado de Energía podrá solicitar al operador del sistema un informe, que en ningún caso tendrá carácter vinculante, relativo al protocolo de pruebas. Adicionalmente la Secretaría de Estado de Energía podrá requerir cualesquiera otros informes a otros agentes que considere necesarios para determinar el alcance del protocolo de pruebas.

5. Los datos personales se tratarán conforme a lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de abril de 2016, relativo a la protección de las personas físicas en lo que respecta al tratamiento de datos personales y a la libre circulación de estos datos y en la Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre, de Protección de Datos Personales y garantía de los derechos digitales.

En el protocolo de pruebas se especificará la forma en la que podrá acreditarse el cumplimiento de dicha normativa a los efectos del desarrollo de las pruebas.

En todo caso, la documentación acreditativa del cumplimiento de las obligaciones en esta materia conforme al Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de abril de 2016, deberá estar en poder del responsable y a disposición de la Agencia Española de Protección de Datos.

6. El protocolo de pruebas podrá modificarse, de forma debidamente justificada, a instancia de la Secretaría de Estado de Energía o, previo visto bueno de la misma, a petición del promotor, de acuerdo con el régimen de modificación que se establezca en la convocatoria.

Artículo 11. *Acuerdo de adscripción.*

1. Con carácter previo al inicio de los ensayos que se realicen dentro del banco de pruebas, cada participante en los ensayos que se realicen dentro del banco de pruebas deberá suscribir un acuerdo de adscripción con el promotor del proyecto piloto. Con la firma de este acuerdo, los participantes manifestarán su libre voluntad de participar en las pruebas. Esta firma se realizará preferiblemente de forma electrónica, en un formato admitido por la Secretaría de Estado de Energía.

2. El modelo de acuerdo de adscripción para cada proyecto piloto vendrá establecido en el protocolo de pruebas suscrito, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 10.2.l).

3. El acuerdo de adscripción concretará, como mínimo:

a) El tipo de pruebas, así como las implicaciones, los riesgos y las responsabilidades que pudieran derivarse de la participación en las mismas.

b) El papel desarrollado, el cometido, las funciones y la implicación de cada participante en las pruebas.

c) El sistema de garantías fijado en el correspondiente protocolo de pruebas conforme a lo previsto en el artículo 18.

d) El régimen de desistimiento de los participantes conforme a lo previsto en el artículo 16 y en el protocolo de pruebas.

e) La forma en la que se tratarán los datos personales del participante durante la realización de las pruebas y sus derechos en materia de protección de datos de carácter personal de conformidad con lo previsto en el Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de abril de 2016, y en la Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre.

f) En su caso, cláusulas de confidencialidad y secreto empresarial, así como disposiciones de la regulación específica sobre los derechos de propiedad industrial e intelectual o secretos empresariales que pudieran verse afectados durante la realización de las pruebas.

g) El régimen de cese definitivo conforme a lo previsto en el artículo 15 y en el protocolo de pruebas.

h) Cualquier otra información que se establezca en la convocatoria.

La información contenida en el acuerdo de adscripción deberá estar redactada en un lenguaje sencillo, comprensible y que resulte accesible para el participante.

4. Los participantes deberán prestar su consentimiento para el tratamiento de sus datos de carácter personal en el acuerdo de adscripción, de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de abril de 2016, y en la Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre.

5. El acuerdo de adscripción podrá contemplar la posibilidad de que el incumplimiento por los participantes de las responsabilidades aceptadas en el mismo y, en particular, de los deberes de confidencialidad estipulados, implique el cese de su participación en las pruebas, así como prever otro tipo de responsabilidades derivadas de tal incumplimiento.

6. Tanto el cese de la participación previsto en el apartado anterior, como el desistimiento de un participante de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 16, podrán dar lugar a que el promotor suscriba un acuerdo de adscripción con un nuevo participante, si ello fuera necesario para la continuación de las pruebas. La firma de este acuerdo deberá acreditarse ante la Secretaría de Estado de Energía de forma previa al inicio de su incorporación a las pruebas, justificando la razón de la misma y respetando el contenido y alcance que se indica en el apartado 3 del presente artículo.

Artículo 12. *Inicio de las pruebas.*

1. Los promotores cuyos proyectos piloto hayan recibido una evaluación previa favorable de acuerdo con lo previsto en el artículo 9, con objeto de cumplir con los requisitos para dar inicio a las pruebas de su proyecto piloto en el banco de pruebas regulatorio, deberán:

a) Suscribir el protocolo de pruebas contemplado en el artículo 10.

b) Constituir la garantía que corresponda, de acuerdo con lo indicado en el artículo 18.

c) Suscribir, en su caso, los acuerdos de adscripción correspondientes, de acuerdo con el artículo 11.

d) Acreditar el cumplimiento de lo estipulado en los párrafos b) y c) ante la Secretaría de Estado de Energía, en la forma prevista en la correspondiente convocatoria.

e) Comunicar a la Secretaría de Estado de Energía la fecha efectiva de inicio de la participación del proyecto piloto en el banco, en la forma prevista en la correspondiente convocatoria.

2. Cumplido todo lo dispuesto en el apartado anterior, podrán iniciar las pruebas del proyecto piloto, de conformidad con lo previsto en el protocolo de pruebas, en este real decreto, en la correspondiente convocatoria y en toda la normativa que por su naturaleza sea de aplicación, sin perjuicio de las exenciones de la regulación del sector eléctrico previstas en el correspondiente protocolo de pruebas.

CAPÍTULO III

Régimen de funcionamiento del banco de pruebas regulatorio

Artículo 13. *Seguimiento de la participación de los proyectos piloto en el banco de pruebas regulatorio.*

1. La Secretaría de Estado de Energía, con la colaboración de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en función de la naturaleza de la exención regulatoria, llevará a cabo el seguimiento de las pruebas que realicen los proyectos piloto en el banco de pruebas. Ello se entenderá sin perjuicio del régimen de responsabilidad previsto en el artículo 17 y demás normativa aplicable, así como de lo establecido en el protocolo de pruebas.

2. El seguimiento del desarrollo de las pruebas de cada proyecto piloto realizadas en el banco se efectuará de la forma y con las particularidades acordadas en su protocolo de pruebas, que en cualquier caso fijará la información que el promotor deberá presentar ante la Secretaría Estado de Energía, en qué momento proporcionará la misma y el modo de acceder a ella, así como cualquier otra cuestión que establezca la correspondiente convocatoria.

3. Adicionalmente, la Secretaría de Estado de Energía y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia verificarán, en el ámbito de sus competencias, el cumplimiento de lo dispuesto en este real decreto, en la correspondiente convocatoria y en el protocolo de pruebas. Para ello podrán requerir la información que consideren pertinente y realizar inspecciones u otras acciones que estimen necesarias. Para todo aquello que quede fuera de su ámbito de competencias, podrán requerir informes a otras Administraciones al efecto.

4. Para llevar a cabo lo previsto en los apartados anteriores, la Secretaría de Estado de Energía podrá requerir la colaboración de cualesquiera otros agentes, que en todo caso habrán de cumplir las previsiones de confidencialidad del artículo 21.

5. El incumplimiento de lo dispuesto en este real decreto, en la correspondiente convocatoria o en el protocolo de pruebas dará lugar al cese definitivo de las pruebas de conformidad con lo dispuesto en el artículo 15.

Artículo 14. *Finalización anticipada de la participación del proyecto piloto dentro del banco de pruebas regulatorio.*

1. En caso de que antes de la conclusión del proyecto piloto la regulación se modifique en un modo en que las exenciones previstas en el correspondiente protocolo de pruebas dejen de ser necesarias para la realización del proyecto piloto, mediante resolución motivada de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía se dispondrá el cese de la participación de este proyecto en el banco de pruebas regulatorio. En todo caso, en la citada resolución se establecerá un período transitorio razonable, que se fijará previa evaluación de la propuesta del promotor.

2. El promotor podrá dar por finalizados el proyecto piloto o las pruebas de manera motivada por razones técnicas o por cualquier otra razón, atendiendo a hechos objetivos y debidamente justificados, que impida su continuación, o cuando concurra alguna circunstancia que estuviera prevista como causa para la finalización en el protocolo de pruebas. Esta finalización quedará sujeta a la aceptación expresa mediante resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía. En este supuesto, la finalización de las pruebas no generará derecho de indemnización para los participantes definidos conforme al artículo 2.5, excepto en el caso de que sufran perjuicios económicos objetivamente cuantificables directamente derivados de dicha finalización.

3. La resolución prevista para cualquiera de los anteriores supuestos de finalización pondrá fin a la vía administrativa, de acuerdo con lo establecido en el artículo 114.1.g) de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, pudiéndose interponer contra la misma recurso potestativo de reposición en el plazo de un mes, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 123 y 124 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, ante el mismo órgano que la dictó, o bien recurso contencioso-administrativo en el plazo de dos meses, contados desde el día siguiente al de la notificación, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9, 45 y 46 de la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción Contencioso-administrativa.

Artículo 15. *Cese definitivo de las pruebas.*

1. En cualquier momento, las pruebas realizadas por el proyecto piloto en el banco podrán suspenderse definitivamente mediante resolución motivada de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía, si concurre alguna de las siguientes circunstancias:

a) Se produzca un incumplimiento del régimen jurídico aplicable de conformidad con el artículo 4.

b) Cese en el cumplimiento de alguna de las condiciones de elegibilidad establecidas en el artículo 6.

c) Se produzca la inobservancia de la buena fe del promotor.

d) Se adviertan potenciales riesgos para el sistema eléctrico, su sostenibilidad económica y financiera, o la protección de los consumidores.

e) Se aprecien deficiencias manifiestas o reiteradas respecto a lo dispuesto en el protocolo de pruebas.

f) Concurra cualquier otra circunstancia prevista en la correspondiente convocatoria.

2. El cese definitivo de las pruebas se entenderá sin perjuicio de la aplicación del régimen de responsabilidad previsto en el artículo 17.

3. En los supuestos previstos en el apartado anterior, la resolución motivada de cese definitivo del proyecto piloto o las pruebas pondrá fin a la vía administrativa, de acuerdo con lo establecido en el artículo 114.1.g) de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, pudiéndose interponer contra la misma recurso potestativo de reposición en el plazo de un mes, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 123 y 124 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, ante el mismo órgano que la dictó, o bien recurso contencioso-administrativo en el plazo de dos meses, contados desde el día siguiente al de la notificación de la resolución, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9, 45 y 46 de la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción contencioso-administrativa.

Artículo 16. *Derecho de desistimiento de los participantes.*

1. Los participantes en los proyectos piloto tendrán derecho a poner fin a su participación en cualquier momento conforme al régimen de desistimiento contemplado en el protocolo de pruebas y en el acuerdo de adscripción previsto en el artículo 11.

2. El desistimiento de un participante no generará para el promotor derecho de indemnización o compensación alguna, siempre que tal desistimiento no implique un incumplimiento de las responsabilidades aceptadas en el acuerdo de adscripción. Este desistimiento en ningún caso generará para el promotor derecho a percibir una indemnización o compensación por parte de la Secretaría de Estado de Energía o cualquier otra entidad de la Administración General del Estado.

3. Conforme al artículo 7.3 del Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de abril de 2016, la retirada del consentimiento para el tratamiento de datos de carácter personal no afectará a la licitud del tratamiento basada en el consentimiento previo a su retirada.

4. En cualquier caso, de producirse el desistimiento de un participante, este seguiría bajo el deber de confidencialidad en los términos previstos en el protocolo de pruebas y el acuerdo de adscripción correspondientes.

Artículo 17. *Responsabilidad.*

1. El régimen de inspecciones, infracciones y sanciones de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, será de aplicación al promotor respecto del incumplimiento o inobservancia de sus obligaciones previstas en esa ley y que así sean asumidas en el marco del banco de pruebas regulatorio. Lo anterior se entiende sin perjuicio de las consecuencias derivadas del incumplimiento de las obligaciones previstas en el protocolo, de conformidad con el apartado siguiente.

2. Sin perjuicio del marco regulatorio aplicable al promotor de acuerdo con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, así como su régimen de inspecciones, infracciones y sanciones, de acuerdo con lo dispuesto en su disposición adicional vigésima tercera, en el marco del banco de pruebas, el promotor actuará a su riesgo y ventura y como único y exclusivo responsable de los daños y perjuicios derivados de sus incumplimientos e inobservancia de obligaciones previstas en el protocolo y responderá por aquellos daños y perjuicios, en los supuestos siguientes:

a) Por incumplimiento de los términos y condiciones que se establezcan para realizar las pruebas, de acuerdo con lo dispuesto en este real decreto, en la correspondiente convocatoria y en el protocolo de pruebas;

b) por causa de riesgos no informados por él mediando culpa o negligencia de su parte;

c) por fallos técnicos o humanos durante el desarrollo de las pruebas que fueran de su responsabilidad.

3. Como medidas para reparar el daño causado por el promotor se establecen las siguientes:

a) Restituir las cosas o reponerlas a su estado natural anterior al inicio de la actuación u omisión causante del daño en el plazo que se fije.

b) Cuando no sea posible la restitución de las cosas o reponerlas a su estado natural, indemnizar los daños irreparables por cuantía igual al valor de los bienes destruidos o el daño causado, así como los perjuicios ocasionados, en el plazo que se fije. Con este fin, y

conforme a las reglas que se acuerden en el protocolo, se determinará una responsabilidad pecuniaria cuyo importe será el del daño causado, y adicionalmente podrá incrementarse en hasta un cinco por ciento, atendiendo a los siguientes criterios:

i. El resultado de la infracción para la vida y salud de las personas, la seguridad de las cosas y el medio ambiente.
ii. La importancia del daño o deterioro causado.
iii. Los perjuicios producidos en la continuidad y regularidad del suministro.
iv. Los perjuicios económicos causados.

Atendiendo a las singularidades de cada proyecto piloto y a los términos y condiciones que concretará el protocolo de pruebas, el promotor resarcirá a los participantes de las pérdidas patrimoniales y demás daños derivados de su participación en el proyecto piloto, siempre que el promotor sea el responsable de estos daños o pérdidas.

4. Tras la tramitación del oportuno procedimiento con audiencia del interesado, la Comisión de coordinación elevará una propuesta a la Secretaría de Estado de Energía o, en su caso, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al objeto de que se adopte una resolución determinando el alcance de la responsabilidad del promotor y las medidas necesarias para reparar el daño, así como la responsabilidad pecuniaria, si fuera procedente.

5. Los participantes responderán frente al promotor por los daños que pudiera causar el incumplimiento de las obligaciones que hubieran asumido mediante la suscripción del acuerdo de adscripción. La reparación de estos posibles daños se articulará en la forma que se determine en el acuerdo de adscripción.

6. El régimen de responsabilidad previsto en este artículo se entiende sin perjuicio del régimen de infracciones, sanciones y de responsabilidad que pudiese preverse en cualquier otra norma del ordenamiento jurídico, en especial en el ámbito medioambiental.

Artículo 18. *Sistema de garantías.*

1. De conformidad con lo establecido en la disposición adicional vigésima tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, previamente al inicio de sus proyectos piloto en el banco de pruebas regulatorio, los promotores dispondrán, de acuerdo con lo previsto en la correspondiente convocatoria y en el protocolo de pruebas, de las garantías financieras necesarias para cubrir la responsabilidad por los daños y perjuicios en los que pudieran incurrir de acuerdo con el artículo 17. Dichas garantías serán proporcionales a los riesgos y se constituirán ante la Caja General de Depósitos, en la forma y procedimiento que establece el Reglamento de la Caja General de Depósitos, aprobado por el Real Decreto 937/2020, de 27 de octubre, y según lo dispuesto en la Ley 20/2015, de 14 de julio, de ordenación, supervisión y solvencia de las entidades aseguradoras y reaseguradoras, y con los requisitos que determina su regulación.

2. La falta de constitución o de acreditación ante el órgano competente de las garantías supondrán la renuncia presunta a la solicitud por parte del promotor.

3. Las garantías se liberarán una vez finalizadas las pruebas y comprobada por la Administración la no existencia de daños o responsabilidades derivadas del incumplimiento de las obligaciones determinadas en el protocolo de pruebas, en la correspondiente convocatoria o en este real decreto.

4. En caso de que el promotor no procediera a reparar los daños y perjuicios que fueran de su responsabilidad, se iniciará el procedimiento de incautación de la garantía que corresponda, previa instrucción del oportuno procedimiento con audiencia del interesado.

Artículo 19. *Evaluación de resultados.*

1. En el plazo de tres meses tras la finalización del proyecto piloto, el promotor remitirá a la Secretaría de Estado de Energía una memoria donde evalúe los resultados del mismo. La información mínima que debe contener la memoria se establecerá en el protocolo de pruebas, y su confidencialidad se garantizará en todo momento de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 21. La Secretaría de Estado de Energía pondrá la memoria prevista en el apartado anterior en conocimiento de la Comisión de coordinación de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 22.

2. En caso de que tras la evaluación de resultados el promotor lo estime conveniente, podrá solicitar a la Secretaría de Estado de Energía que se extienda la duración de las pruebas del proyecto piloto, previa modificación del protocolo de pruebas.

3. La Secretaría de Estado de Energía, junto con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su caso, elaborará un documento de conclusiones sobre el desarrollo de las pruebas del proyecto piloto y sus resultados, que será remitido a la Comisión de coordinación. Dichas conclusiones se tendrán en cuenta a efectos de lo previsto en el artículo 24, y se publicarán con las reservas necesarias en términos de propiedad industrial o intelectual.

CAPÍTULO IV

Otras disposiciones

Artículo 20. *Solicitud de colaboración a otros agentes.*

La Secretaría de Estado de Energía podrá en cualquier momento solicitar la colaboración de otros agentes si lo considera necesario, tanto para informar sobre la evaluación de las solicitudes recibidas como para participar en el diseño de los protocolos de pruebas o prestar su apoyo en el seguimiento de un proyecto piloto o en alguna de las pruebas realizadas en el ámbito del mismo, desde su independencia y conocimiento técnico.

Los agentes de quien la Secretaría de Estado de Energía recabe la colaboración indicada en el párrafo anterior deberán suscribir una declaración de ausencia de conflicto de interés.

Artículo 21. *Confidencialidad.*

1. El personal y las autoridades de la Secretaría de Estado de Energía estarán sujetos a los deberes de secreto y discreción de acuerdo con lo previsto en el artículo 53.12 del texto refundido de la Ley del Estatuto Básico del Empleado Público, aprobado por el Real Decreto Legislativo 5/2015, de 30 de octubre, sin que pueda hacer uso de la información obtenida para beneficio propio o de terceros, o en perjuicio del interés público.

Asimismo, el personal y las autoridades al servicio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que colabore en alguna de las formas previstas en este real decreto estará sujeto al deber de secreto regulado en el artículo 38 de su Reglamento de Funcionamiento Interno, aprobado por el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en sesión celebrada el 4 de octubre de 2013.

Los demás agentes cuya colaboración pueda requerirse por la Secretaría de Estado de Energía de acuerdo con lo previsto en los artículos 20 y 22 estarán sujetos a sus respectivos regímenes de secreto profesional.

2. El derecho de acceso previsto en el artículo 12 de la Ley 19/2013, de 9 de diciembre, de transparencia, acceso a la información pública y buen gobierno, estará limitado en virtud del artículo 14.1.j) de dicha norma.

Artículo 22. *Comisión de coordinación.*

1. La coordinación de las actuaciones previstas en este real decreto se llevará a cabo por una Comisión de coordinación, a la que le serán de aplicación las disposiciones sobre órganos colegiados en la Administración General del Estado establecidas en la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público.

La Comisión de coordinación, de conformidad con el artículo 15.2 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, quedará integrada administrativamente dentro de la Secretaría de Estado de Energía y estará compuesta como mínimo por una persona representante de la Secretaría de Estado de Energía, que ostentará la presidencia, una persona representante de la Dirección General de Política Energética y Minas, una persona representante de la Abogacía del Estado en el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, una persona representante del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía y una persona representante de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, además de una persona representante de la Secretaría de Estado de Energía que actuará como secretaria

con voz, pero sin voto. Los miembros de la Comisión serán designados por la persona titular del órgano o dirección al que pertenezcan.

En casos de ausencia o de enfermedad y, en general, cuando concurra causa justificada, cualquiera de los miembros titulares de la Comisión de Coordinación podrá ser sustituido por el suplente que, a propuesta de la persona titular del órgano o dirección al que pertenezcan, designe la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía mediante resolución, pudiendo ser objeto de publicación de conformidad con el artículo 45 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

2. La Comisión de coordinación tendrá por objeto, sin perjuicio de otras funciones que se establezcan en la convocatoria:

a) Conocer de la evaluación previa de las solicitudes y elaborar la propuesta de resolución prevista en el artículo 9.4.

b) Conocer de la aprobación de los protocolos de pruebas.

c) Conocer y deliberar sobre las evaluaciones de resultados.

d) Intercambiar conocimiento sobre el contenido de los protocolos de pruebas a fin de establecer pautas homogéneas cuando ello sea posible.

e) Conocer los motivos que fundamenten, en su caso, las decisiones tomadas en virtud de lo previsto en este real decreto y en particular de los artículos 14.1 y 15.1.

f) Elaborar la propuesta de resolución en los procedimientos de responsabilidad prevista en el artículo 17.4.

g) Participar en la elaboración del informe previsto en el artículo 24.

h) Conocer de cualquier otro aspecto relevante sobre el funcionamiento general del banco de pruebas regulatorio o sobre el desarrollo de los proyectos piloto.

i) Facilitar la coordinación entre la Secretaría de Estado de Energía, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y los agentes cuya colaboración pueda requerirse en virtud del artículo 20.

A efectos de cumplir con lo anterior, la Comisión de coordinación se reunirá con la periodicidad que establezca la convocatoria.

3. La creación y el funcionamiento de la Comisión de coordinación se atenderán con los medios personales, técnicos y presupuestarios asignados a la Secretaría de Estado de Energía.

4. Podrán convocarse sesiones abiertas de la Comisión en las que intervengan, entre otros, expertos y representantes de intereses asociativos de entidades o consumidores a fin de mejorar el funcionamiento general del banco de pruebas regulatorio. Dichas sesiones se celebrarán separadamente de aquellas en las que se traten asuntos relacionados con las funciones atribuidas a la Comisión el apartado 2 y sus asistentes estarán sujetos a las previsiones de confidencialidad del artículo 21.

Artículo 23. *Aprendizaje regulatorio.*

La información extraída del desarrollo de los proyectos piloto, así como de la memoria prevista en el artículo 19, será tenida en cuenta en el procedimiento de elaboración de normas con rango de ley y de reglamentos, de acuerdo con lo establecido en el artículo 26.1 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno.

Artículo 24. *Informe anual sobre innovación regulatoria en el ámbito del sector eléctrico.*

La Secretaría de Estado de Energía elaborará un informe anual sobre innovación regulatoria en el ámbito del sector eléctrico que será publicado durante el segundo trimestre de cada ejercicio.

Disposición adicional primera. *No incremento del gasto público.*

La aplicación de las previsiones consideradas en este real decreto no deberá ocasionar un incremento del gasto público.

Disposición adicional segunda. *Facultades de ejecución.*

Se habilita a la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía, en el ámbito de sus competencias, para adoptar aquellos actos y medidas dentro del procedimiento administrativo incluido en este real decreto necesarios para su consecución.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Este real decreto se dicta al amparo de lo dispuesto en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva sobre las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y sobre las bases del régimen minero y energético. Así como en el artículo 149.1.15.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de fomento y coordinación general de la investigación científica y técnica.

Disposición final segunda. *Habilitación normativa.*

Se habilita a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en el ámbito de sus competencias, para dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y ejecución de este real decreto.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

Este real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 31

Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, por el que se establece un sistema de Certificados de Ahorro Energético

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 21, de 25 de enero de 2023
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2023-2027

I

El marco de la política energética y climática en España está determinado por la Unión Europea (UE) que, a su vez, responde a los requerimientos del Acuerdo de París alcanzado en 2015 para dar una respuesta internacional y coordinada al reto de la crisis climática. La UE ratificó el Acuerdo de Paris en octubre de 2016, lo que permitió su entrada en vigor en noviembre de ese año. España hizo lo propio en 2017, estableciendo así un compromiso renovado con las políticas energéticas y de cambio climático.

En este contexto, la Comisión Europea presentó en 2016 el denominado «paquete de invierno» («Energía limpia para todos los europeos», COM (2016) 860 final) que se ha desarrollado a través de diversos reglamentos y directivas. Entre ellos se incluyó la revisión de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y de Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

Esta revisión, realizada a través de la Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética, exige un esfuerzo adicional importante a todos los Estados miembros en relación con sus objetivos de ahorro acumulado de energía final, sin tener en consideración ni la situación macroeconómica actual, ni los esfuerzos que ya se han hecho y se siguen haciendo.

No obstante, se destaca el compromiso de España con las políticas y medidas de ahorro y eficiencia energética. Mientras que el objetivo de mejora de eficiencia energética en la Unión Europea en 2030 es del 32,5 %, teniendo en cuenta como uno de los principios fundamentales el de «primero, la eficiencia energética», España ha comunicado a la Comisión Europea el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (en lo sucesivo, PNIEC) en que se prevé que el país alcance en 2030 una mejora del 39,5 % en eficiencia energética en energía primaria, haciendo uso, entre otros, de todos los instrumentos y posibilidades que la citada Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y de Consejo, de 25 de octubre de 2012, pone a disposición de los Estados miembros para cumplir con dicho objetivo.

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y de Consejo, de 25 de octubre de 2012, modificada mediante la Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, se ha incorporado al ordenamiento jurídico nacional mediante la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia y el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio,

por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, en cumplimiento del artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y de Consejo, de 25 de octubre de 2012, estableció en su artículo 69 la creación del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética (en adelante, SNOEE) cuyos sujetos obligados son las empresas comercializadoras de gas y electricidad, los operadores de productos petrolíferos al por mayor y los operadores de gases licuados del petróleo al por mayor. Inicialmente se reguló que la duración del SNOEE comprendiera desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, hasta el 31 de diciembre de 2020.

La modificación de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y de Consejo, de 25 de octubre de 2012, mediante la ya citada Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018 ha ampliado el alcance del sistema de obligaciones de eficiencia energética a un nuevo período de obligación, comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2030, para que la UE logre sus objetivos de eficiencia energética para 2030 y cumpla su compromiso de situar a los consumidores en el centro de la Unión de la Energía. Así, ha sido necesario extender la vigencia del SNOEE hasta el 31 de diciembre de 2030 mediante el artículo 5.1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio.

A raíz del establecimiento del SNOEE, anualmente y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 70 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, modificado por el artículo 5.2 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, se define mediante orden ministerial un objetivo de ahorro de energía final anual y la cuota sobre el mismo correspondiente a cada sujeto obligado, así como la equivalencia financiera para el cálculo de la cuantía equivalente a la del presupuesto necesario para el cumplimiento de dichas obligaciones mediante su contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (en lo sucesivo, FNEE).

Este fondo ha permitido la puesta en marcha de mecanismos de apoyo económico y financiero, asistencia técnica, formación e información y otras medidas encaminadas a aumentar la eficiencia energética en diferentes sectores, necesarias para la consecución nacional de los objetivos de ahorro de energía final establecidos en la Directiva de Eficiencia Energética.

En concreto, el artículo 7.1 de la referida directiva determina el escenario de referencia a partir del cual deben realizarse los ahorros en el consumo final de energía, al establecer que, para el periodo 2021-2030, cada Estado miembro debe lograr un ahorro acumulado de uso final de la energía, como mínimo, equivalente a la consecución de un nuevo ahorro cada año, desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2030, del 0,8 % del consumo anual de energía final, como promedio de los últimos tres años previos al 1 de enero de 2019.

En cumplimiento de esta obligación, España comunicó a la Comisión Europea un objetivo de ahorro acumulado de 36.809 kilotoneladas equivalentes de petróleo (en lo sucesivo, ktep) para el periodo 2021-2030, si bien este valor debe ser actualizado a 37.206 ktep teniendo en cuenta los últimos valores publicados por Eurostat de consumo anual de energía final en nuestro país para los años 2016, 2017 y 2018, cuyo promedio es de 84.560 ktep. Así, el objetivo de ahorro anual para cada uno de los años del periodo es de 676 ktep.

Teniendo en cuenta que los nuevos ahorros conseguidos cada año se contabilizan durante los años restantes del período, el objetivo de ahorro acumulado para España para el período comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2030 alcanza los 37.206 ktep, una cifra significativamente superior al objetivo de 15.979 ktep establecido para el anterior periodo de obligación 2014-2020.

Adicionalmente, con la adopción del Pacto Verde Europeo en diciembre 2019, la Comisión estableció una nueva estrategia de descarbonización a 2050. En el Anexo del Pacto Verde Europeo se contempla la revisión de la Directiva de Eficiencia Energética entre las acciones clave de la hoja de ruta para cumplir esta mayor ambición climática.

En septiembre de 2020 la Comisión presenta el denominado Plan del Objetivo Climático para 2030, que pone énfasis en la necesidad de una mayor contribución de la eficiencia

energética y las energías renovables para permitir el logro de una reducción neta del 55 % de las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030 respecto a los niveles de 1990.

Así, en su programa de trabajo para 2021, la Comisión Europea anunció la preparación de un paquete legislativo Objetivo 55: cumplimiento del objetivo climático de la UE para 2030 en el camino hacia la neutralidad climática para el segundo trimestre de 2021, finalmente presentado el 14 de julio de 2021 y que cubre diferentes áreas como clima, energía, transporte o fiscalidad e incluye la revisión de la Directiva de Eficiencia Energética.

Esta propuesta de revisión de la Directiva de Eficiencia Energética, actualmente en negociación, plantea un objetivo aún más ambicioso para los Estados miembros en general y para España en particular (superior a los recogidos en el PNIEC, reportado a la Comisión en 2020) que, si bien está aún sin concretar, hace necesario anticipar mecanismos que permitan reducir el consumo de energía primaria y final y contribuir al cumplimiento del objetivo de ahorro de energía final exigido a España por la Unión Europea, y, en la medida de lo posible, hacerlo de la manera más competitiva para los sujetos obligados del SNOEE.

En este marco, cabe destacar que la citada Ley 18/2014, de 15 de octubre, actualizada mediante el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, en su artículo 71.2 habilita al Gobierno para regular un sistema de acreditación de ahorros de energía final, mediante la emisión de Certificados de Ahorro Energético (en lo sucesivo, CAE) que, una vez en marcha, permita a los sujetos obligados dar cumplimiento parcial o totalmente a sus obligaciones de ahorro energético al menor coste posible, mediante la realización o promoción, directa o indirecta, de actuaciones de eficiencia energética en diversos sectores como la edificación, el transporte, la industria o los servicios, que permitan obtener un ahorro significativo en el consumo de energía final.

Estos CAE deben reflejar los ahorros anuales de consumo de energía final reconocidos como consecuencia de las inversiones realizadas en actuaciones de eficiencia energética, las cuales deben cumplir con los principios y la metodología de cálculo de ahorro de energía establecidos en el Anexo V de la referida Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y de Consejo, de 25 de octubre de 2012, de forma que permitan su posterior contabilización para el cumplimiento del artículo 7 de la referida directiva.

Por último, cabe destacar que la aceleración en la implementación de este sistema de certificados de ahorro de energía se ha recogido como una de las medidas transversales del bloque de eficiencia energética del Plan + Seguridad Energética, aprobado por Consejo de Ministros el 11 de octubre de 2022.

II

Mediante este real decreto y en el ámbito del SNOEE, se regula la implantación de un Sistema de Certificados de Ahorro Energético como alternativa al FNEE, que desarrolla reglamentariamente el apartado 2 del artículo 71 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, por el que se posibilita el establecimiento de un mecanismo de acreditación de consecución de ahorros anuales de energía mediante la presentación de CAE, y que, además de contribuir a alcanzar el ambicioso objetivo de ahorro acumulado de energía final para el periodo 2021-2030, permitirá:

a) Flexibilizar la forma en la que los sujetos obligados dan cumplimiento a sus obligaciones de ahorro de energía final, permitiendo que toda o parte de su obligación anual se pueda cumplir mediante la realización de actuaciones en materia de eficiencia energética.

b) Posibilitar que los sujetos obligados puedan hacer frente a sus obligaciones en el marco del SNOEE al menor coste posible.

c) Mejorar la eficiencia del SNOEE, facilitando el cumplimiento del objetivo nacional de ahorro de energía final.

d) Contabilizar los ahorros generados como consecuencia de actuaciones en materia de eficiencia energética ejecutadas por entidades privadas, sean sujetos obligados del SNOEE o no, y que, como consecuencia del cumplimiento del principio de materialidad exigido por la Directiva de Eficiencia Energética, hasta ahora no han podido ser tenidos en cuenta.

e) Ofrecer la oportunidad a los consumidores finales de beneficiarse económicamente de las medidas de ahorro y eficiencia energética implantadas, no sólo por la disminución de los costes de su factura energética, sino también por la monetización de los ahorros energéticos

conseguidos. Ello conllevará, además, un efecto dinamizador, pudiendo ser los propios consumidores finales los que demanden actuaciones en materia de eficiencia energética.

f) Generar beneficios no energéticos derivados de las inversiones en eficiencia energética en los territorios de las distintas comunidades autónomas y de las Ciudades de Ceuta y de Melilla, como el impulso de un empleo cualificado, el desarrollo de un tejido empresarial ligado a la eficiencia energética y la mejora de la productividad y la competitividad empresarial ligadas a los costes energéticos.

g) Ser un elemento catalizador de innovación en el sector de la eficiencia energética, consolidando un sector atomizado e incrementando su eficiencia operativa.

A la vista de todo lo anterior, cabe señalar que el objetivo que se persigue mediante este real decreto no es solo la obtención de ahorros anuales en el consumo de energía final, sino también la promoción, en todo el territorio nacional, de una economía que utilice más eficazmente los recursos y sea por consiguiente más competitiva, lo que se traduce, entre otros, en la descarbonización y la reducción de emisiones contaminantes en aquellos sectores y en aquellos territorios en los que se lleven a cabo las diferentes actuaciones en materia de eficiencia energética.

Se debe tener en cuenta que los sujetos obligados tienen una obligación anual de ahorro energético que es de naturaleza nacional y aplicable a todo el territorio. Esta obligación de ahorro se cumple con la aportación al FNEE, así como con la posibilidad de presentar certificados de ahorro energético.

Los CAE se emitirán conforme a las actuaciones incluidas en un catálogo de medidas estandarizadas de ahorro energético o mediante un procedimiento reglado para actuaciones singulares, que se aprobarán por orden ministerial; todo ello definido a nivel nacional, garantizando así tanto la unidad de mercado en todo el territorio como el cumplimento de la obligación a nivel estatal. Por tanto, la definición de actuaciones susceptibles de generar CAE, así como las actuaciones susceptibles de recibir ayuda desde el FNEE, sólo se podrán definir a nivel nacional por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, si bien las comunidades autónomas podrán elevar propuestas de actuaciones de ahorro energético que, de ser tenidas en cuenta, tendrán su aplicación a nivel nacional.

En el ámbito operativo, la gestión del sistema CAE se realizará en la plataforma electrónica, donde operan de forma coordinada las comunidades autónomas con el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, respetando las competencias de cada Administración a la vez que se garantiza el ámbito estatal que tienen las obligaciones de ahorro para los sujetos obligados.

Atendiendo a los principales objetivos perseguidos por el Sistema de CAE, ya referidos, se introducen los siguientes elementos novedosos respecto de la regulación actual del SNOEE:

Por un lado, y en aras de una mejor movilización de inversiones en materia de eficiencia energética, se regula la nueva figura del sujeto delegado, que podrá asumir por delegación parte de los objetivos de ahorro de los sujetos obligados en lo que al Sistema de CAE se refiere, pudiendo desarrollar o promover la realización de actuaciones generadoras de ahorros en el consumo de energía final.

Hay que tener en cuenta que para la mayoría de los sujetos obligados la consecución de ahorros energéticos no forma parte del objeto de su actividad económica y, por tanto, su modelo de negocio difiere significativamente del de una empresa cuyo objeto empresarial es la obtención de ahorros de energía. Por este motivo, y después de analizar figuras similares en el derecho comparado con una mayor experiencia en los certificados de ahorro de energía, y con la finalidad de facilitar a los sujetos obligados el cumplimiento de sus obligaciones de ahorro de energía, se regula la figura del sujeto delegado. Esta figura no solo ha tenido mucho éxito en países como Francia, sino que además, ha sido demandada a nivel nacional tanto por empresas que tienen la condición de sujeto obligado en el SNOEE como por empresas del sector de servicios de eficiencia energética.

En cualquier caso, si los sujetos delegados no fueran capaces de aportar los CAE correspondientes a los ahorros de energía que le hayan sido delegados por un sujeto obligado, el incumplimiento de la obligación ante la Administración se mantiene en el sujeto

obligado. Así se debe hacer constar en el denominado contrato de delegación, contrato de derecho privado, que se celebre entre ambas partes.

Asimismo, este reglamento esboza cuáles serán los criterios en los que se basará la Administración para acreditar que una empresa tiene capacidad para ser sujeto delegado, con el objeto de garantizar unos mínimos de solvencia técnica y económica y contribuir con ello a la fiabilidad de todo el Sistema de CAE.

Por otro lado, y con el objetivo de alcanzar una mayor agilidad en la certificación de ahorros, se desarrollará un catálogo de medidas estandarizadas de eficiencia energética con cuyas directrices se podrá simplificar la obtención de CAE. El mencionado catálogo incluirá diferentes fichas con actuaciones tipo y, para cada una de ellas, la metodología simplificada para calcular la cantidad de ahorro anual de energía final correspondiente.

Además, y con la finalidad de coadyuvar al cumplimiento del objetivo nacional de ahorro comprometido con la Unión Europea, se prevé la puesta en marcha de un mecanismo de subastas que se ajustará a los principios de transparencia, proporcionalidad, objetividad, eficacia y eficiencia y que permitirá al Estado subastar necesidades de ahorro que serán satisfechas con CAE, sirviendo como mecanismo de apoyo económico, dando flexibilidad al sistema y diversificando los mecanismos para la obtención de ahorros de energía.

El artículo 72 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, crea el FNEE y, en su apartado segundo, establece que dicho fondo se dedicará, entre otros, a la financiación de mecanismos de apoyo económico y financiero con el fin de aumentar la eficiencia energética en diferentes sectores, de forma que contribuyan en su conjunto a alcanzar el objetivo de ahorro de energía nacional previsto en el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y de Consejo, de 25 de octubre de 2012, modificada por la Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018.

Teniendo en cuenta que el único mecanismo de apoyo económico que se ha desarrollado hasta la fecha con cargo al FNEE ha sido el de los programas de subvenciones, y que estos programas tienen un ratio coste-ahorro cada vez más elevado, se ha considerado oportuno contemplar en este real decreto las subastas de ahorro de energía como un nuevo mecanismo de apoyo para la consecución de ahorros energéticos de forma más eficiente. Dichas subastas se podrán financiar con cargo al FNEE, sin perjuicio de que puedan tener otras fuentes de financiación.

Mediante el mecanismo de subasta se espera que las actuaciones de eficiencia vayan respondiendo progresivamente de manera más fiel y dinámica a la realidad del mercado, favoreciendo una asignación más eficiente de los recursos y, por consiguiente, contribuyendo a una mayor eficiencia de todo el SNOEE y a un mayor desarrollo del propio mercado de la eficiencia energética.

Esa mayor eficiencia en la obtención de ahorros de energía permitirá, además, que el beneficiario último del ahorro o persona que realiza la inversión perciba de una manera más inmediata el valor económico del ahorro energético generado.

Este real decreto habilita a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para que, por orden ministerial, regule el mecanismo de subastas de ahorro de energía.

Por otra parte, y en aras de facilitar la interrelación entre todos los agentes implicados y la contabilización de los ahorros certificados, se desarrollará una plataforma electrónica interoperable, a través de la cual los interesados puedan realizar la tramitación de todo el procedimiento, desde la solicitud de un CAE hasta su liquidación, es decir, el reconocimiento del ahorro de energía en favor de una obligación de ahorro o de una necesidad de ahorro.

Además, cabe destacar la inclusión de una disposición adicional cuyo objeto es establecer que los programas MOVES II, aprobado por el Real Decreto 569/2020, de 16 de junio, por el que se regula el programa de incentivos a la movilidad eficiente y sostenible (programa MOVES II) y se acuerda la concesión directa de las ayudas de este programa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla, y PREE, aprobado por el Real Decreto 737/2020, de 4 de agosto, por el que se regula el programa de ayudas para actuaciones de rehabilitación energética en edificios existentes y se regula la concesión directa de las ayudas de este programa a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, se puedan financiar con cargo a los fondos del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia.

En este sentido, el Programa MOVES II tiene como finalidad contribuir a la descarbonización del sector transporte mediante el fomento de las energías alternativas para la consecución de los objetivos fijados por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, promoviendo la realización de actuaciones de apoyo a la movilidad basada en criterios de eficiencia energética, sostenibilidad e impulso del uso de energías alternativas.

Por otra parte, el Programa PREE establece ayudas que contribuyen a alcanzar los objetivos medioambientales y energéticos previstos en el Derecho de la Unión Europea, mediante la realización de actuaciones de reforma de edificios existentes, que favorezcan la reducción del consumo de energía final y de las emisiones de dióxido de carbono, mediante el ahorro energético, la mejora de la eficiencia energética y el aprovechamiento de las energías renovables, facilitando alcanzar con ello los objetivos de reducción del consumo de energía final que establece el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012.

El Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (en adelante, PRTR), aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 27 de abril de 2021, contempla entre las actuaciones que contribuyen a la consecución de los hitos y objetivos del PRTR, en el marco de las componentes 1 y 2, una serie de actuaciones que lleva a cabo el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (en adelante IDAE) iniciadas con anterioridad a la aprobación del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, actuaciones que están recogidas en los programas MOVES II y PREE y que se aprobaron con anterioridad a la aprobación del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia mediante el Reglamento (UE) 2021/241, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de febrero de 2021, por el que se establece el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia que entró en vigor el 19 de febrero de 2021.

Dado que las bases reguladoras de los programas MOVES II y PREE no determinan que las actuaciones por ellos subvencionadas sean financiadas específicamente con cargo al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia y se encuentren, por tanto, incluidas en el PRTR, resulta necesario disponer la aplicación para estos programas de las normas del PRTR, y no las de FEDER, a las que hasta ahora se hacía referencia en sus bases reguladoras.

Adicionalmente, se incluyen dos disposiciones finales destinadas a agilizar la gestión de determinados programas de ayudas asociados a la transición energética, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

El pasado mes de octubre de 2022 el Gobierno aprobó el plan Más Seguridad Energética (+SE), en respuesta a la crisis energética causada por la invasión de Ucrania por parte de Rusia, que tiene entre sus objetivos reforzar la autonomía estratégica y energética del país, a la vez que proteger a los consumidores y articular medidas de solidaridad con otros Estados Miembro de la Unión Europea. Este Plan identifica la aceleración de los cambios estructurales en transición energética como una de las palancas clave para abordar la actual situación, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles importados por recursos energéticos renovables y autóctonos. En concreto, la medida 40 del citado Plan prevé la agilización en la gestión del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia en aquellas medidas relacionadas con la transición energética, en tanto que permiten acelerar el cumplimiento de los objetivos identificados.

Para facilitar la gestión de las actuaciones del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, el Real Decreto 266/2021, de 13 de abril, y el Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, prevén que las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla beneficiarias puedan imputar al presupuesto de los programas de incentivos contemplados por estos reales decretos, como costes indirectos imputables a las actuaciones subvencionables, un porcentaje máximo para atender los costes relacionados con la contratación de personal, de servicios o herramientas para la tramitación y gestión de los expedientes de solicitud de ayudas, su posterior control o la atención a consultas de los solicitantes.

Dado el elevado interés generado por ambos programas de ayuda, destinados respectivamente al impulso de la movilidad eléctrica y del autoconsumo, el almacenamiento detrás del contador y la climatización renovable, las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla han venido poniendo de manifiesto en las distintas reuniones de la Conferencia Sectorial de Energía la necesidad de incrementar los recursos humanos dedicados a la tramitación de estas líneas de ayudas para reducir el tiempo medio de resolución de los expedientes y con ello mejorar la atención a los usuarios y minimizar

riesgos de incumplimiento de los plazos previstos. Para ello, se incrementa hasta el 5 por ciento el porcentaje máximo de los fondos asignados que las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla beneficiarias pueden imputar al presupuesto de los programas de incentivos contemplados por los mismos, como costes indirectos imputables a las actuaciones subvencionables.

III

Este real decreto se adecua a los principios de buena regulación contemplados en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Así, de acuerdo con los principios de necesidad y eficacia, esta norma se justifica en la necesidad de desarrollar lo previsto en el artículo 71.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, siendo la manera más eficaz de llevarlo a cabo mediante la aprobación de este real decreto.

Se adecua, asimismo, al principio de proporcionalidad dado que la norma contiene la regulación imprescindible para atender la necesidad a cubrir, sin que existan otras medidas menos restrictivas o que impongan menos obligaciones a los destinatarios para la consecución de los fines previstos en la misma.

A fin de garantizar el principio de seguridad jurídica, la iniciativa normativa se ejerce de manera coherente con el resto del ordenamiento jurídico, tanto nacional como de la Unión Europea, para generar un marco normativo estable, predecible, integrado, claro y de certidumbre, que facilita su conocimiento, comprensión y aplicación y, en consecuencia, la actuación y toma de decisiones de las personas y empresas.

Conforme al principio de transparencia, durante la tramitación de este real decreto se han realizado los preceptivos trámites de consulta pública previa y de audiencia e información pública. En concreto, el anuncio del trámite de consulta pública previa, según lo previsto en el artículo 133 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas y en el artículo 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, fue publicado a través de la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el viernes 22 de enero de 2021, y el plazo para enviar las eventuales observaciones finalizó el 12 de febrero de 2021. Posteriormente, el proyecto normativo se sometió al trámite de audiencia e información públicas previsto en el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, y en el artículo 133.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, entre el 26 de mayo y el 25 de junio de 2021. Finalmente, en mayo de 2022, y con objeto de garantizar el respeto de las competencias que en materia de eficiencia energética tienen asumidas las comunidades autónomas, se realizó un trámite de consulta, con carácter de urgencia debidamente motivado de acuerdo con lo dispuesto en el referido artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, exclusivamente a las comunidades autónomas y a las Ciudades de Ceuta y de Melilla. Una vez vistas, analizadas y, en su caso, incorporadas en el texto las alegaciones recibidas, se ha procedido a elaborar la propuesta definitiva de texto de real decreto. Adicionalmente, durante la tramitación de esta norma han sido consultadas entidades representativas de los principales sectores afectados.

Finalmente, en aplicación del principio de eficiencia, si bien la norma incorpora nuevas cargas administrativas, éstas se limitan a las imprescindibles para la consecución de los fines descritos, siempre dentro del marco del ordenamiento jurídico nacional y de la Unión Europea.

Como se ha citado anteriormente, y en relación con la fundamentación jurídica, el artículo 71.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, habilita para el desarrollo reglamentario de un mecanismo alternativo al sistema regulado por el artículo 71.1 de la referida ley y, por tanto, susceptible de contener elementos diferentes de éste, donde las únicas obligaciones o límites son el desarrollo mediante real decreto, tener por objeto la acreditación de una cantidad de ahorro energético equivalente al cumplimiento de las obligaciones del SNOEE y basarse necesariamente en un sistema de certificados de ahorro energético. Límites todos ellos respetados en este real decreto.

En relación con el gasto público, el desarrollo del sistema no supone un incremento del mismo, al no ser necesaria una dotación presupuestaria adicional a la ya existente en los Presupuestos Generales del Estado de 2023. Asimismo, y conforme a la disposición

adicional trigésima tercera de la Ley 31/2022, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2023, el desarrollo del Sistema de CAE no implicará un aumento neto de los gastos de personal.

Este real decreto se adecua al orden de distribución de competencias regulado en el artículo 149.1.13.ª, 23.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica; en materia de legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las comunidades autónomas de establecer normas adicionales de protección; y sobre bases de régimen minero y energético, respectivamente.

En su virtud, a propuesta de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con la aprobación previa de la Ministra de Hacienda y Función Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 24 de enero de 2023,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto y finalidad.*

1. Este real decreto tiene como objeto el desarrollo reglamentario del apartado 2 del artículo 71 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, por el que se posibilita, en el ámbito del Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética (SNOEE), el establecimiento de un mecanismo de acreditación de consecución de ahorros de energía mediante la presentación de Certificados de Ahorro Energético (CAE).

2. La finalidad que se pretende alcanzar con el referido Sistema de CAE es contribuir al cumplimiento, para el año 2030, de al menos el objetivo de ahorro acumulado de energía final establecido en el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, modificada mediante la Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

Artículo 2. *Definiciones.*

A efectos de este real decreto, se establecen las siguientes definiciones:

a) Consumo de energía final: Energía suministrada a la industria, el transporte, los hogares, los servicios públicos y privados, la agricultura, la ganadería, la silvicultura y la pesca y otros consumidores finales.

El consumo de energía final no incluye los suministros al sector de transformación de la energía y a las industrias de la energía propiamente dichas, el consumo de energía de los buques internacionales ni las pérdidas debidas al transporte y distribución de energía.

En todo caso, se asumirá la definición de consumo de energía final dada en la Directiva de Eficiencia Energética en vigor.

b) Certificado de Ahorro Energético (CAE): Documento electrónico que establece el reconocimiento fehaciente del ahorro anual de consumo de energía final derivado de una actuación de eficiencia energética realizada bien de acuerdo con el catálogo al que se refiere el artículo 18 de este real decreto bien bajo la consideración de actuación singular.

c) Sujeto obligado: Tendrán esta condición las empresas comercializadoras de gas y electricidad, los operadores de productos petrolíferos al por mayor y los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor, tal y como se establece en el artículo 69 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

d) Sujeto delegado: Toda aquella persona jurídica de naturaleza pública o privada que pueda asumir, total o parcialmente, la delegación de la obtención de ahorros de energía de

uno o varios sujetos obligados y que haya sido previamente acreditado como tal por el Coordinador Nacional del Sistema de CAE.

e) Usuario final o beneficiario: Aquella persona física o jurídica que, siendo titular, arrendatario u ocupante de las instalaciones sobre las que se ha ejecutado la actuación de eficiencia energética, obtiene un impacto positivo de los ahorros de energía final generados.

f) Propietario del ahorro de energía final: Persona física o jurídica de naturaleza pública o privada que lleva a cabo la inversión de la actuación en eficiencia energética con la finalidad de obtener un ahorro de energía final, para sí mismo o para un tercero, o bien aquella a la que le ha sido cedido el ahorro generado por dicha actuación.

g) Convenio CAE: Acuerdo firmado entre el sujeto obligado o el sujeto delegado con el propietario del ahorro de energía final, por el cual éste cede dicho ahorro a los primeros a cambio de una contraprestación que garantiza el efecto incentivador.

h) Contrato de delegación: Acuerdo de derecho privado firmado entre un sujeto obligado y un sujeto delegado por el cual éste último se compromete a obtener y liquidar en nombre del primero un número de CAE equivalente a una cantidad de ahorro de energía final determinada.

i) Titular del CAE: Sujeto obligado o sujeto delegado a favor del cual ha sido emitido un CAE o bien que lo haya adquirido a través de un negocio jurídico de compraventa.

j) Expediente CAE: Conjunto ordenado de documentos y actuaciones relativos a la emisión, registro y liquidación del CAE, así como las diligencias encaminadas a la implementación del conjunto del sistema.

k) Verificador de ahorro energético: Entidad acreditada por la Entidad Nacional de Acreditación (ENAC) que podrá ser elegida libremente por el sujeto obligado o el sujeto delegado entre aquellas que presten este servicio y que será la encargada de verificar los ahorros de energía obtenidos por la ejecución de una o varias actuaciones de eficiencia energética, así como que la documentación aportada por los sujetos obligados y/o los sujetos delegados en el expediente CAE cumple con todos los requerimientos de información.

l) Gestor Autonómico del CAE: Órgano con competencias en materia de eficiencia energética designado por la comunidad autónoma o por las ciudades de Ceuta o de Melilla, encargado de validar la información contenida en el expediente CAE de aquellas actuaciones de eficiencia energética ejecutadas en su ámbito territorial para, en su caso, proceder a la emisión del CAE y a su preinscripción en el Registro Nacional de CAE.

m) Coordinador Nacional del Sistema de CAE (en lo sucesivo Coordinador Nacional): Órgano administrativo encargado de asegurar el correcto funcionamiento del Sistema de CAE a nivel nacional. La coordinación nacional del Sistema de CAE corresponderá a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

n) Catálogo: Conjunto de fichas técnicas con la relación de actuaciones estandarizadas de ahorro de energía final que darán derecho a la emisión de un CAE válido.

ñ) Ficha técnica: Documento con especificaciones técnicas detalladas que determina el ahorro anual en energía final, medido en kWh, conseguido por la ejecución de una actuación estandarizada concreta.

o) Actuación estandarizada: Aquella actuación de eficiencia energética que, por sus características y particularidades técnicas, pueda ser fácilmente replicable.

p) Actuación singular: Aquella actuación de eficiencia energética que, por sus características y particularidades técnicas, no puede ser incluida en una ficha del catálogo. Podrán dar derecho a la emisión de CAE válidos una vez hayan sido ejecutadas y los ahorros anuales de energía obtenidos confirmados por un verificador de ahorro energético.

q) Obligación de ahorro energético: Cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional asignada a cada uno de los sujetos obligados del SNOEE, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 69.1 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

r) Necesidades de ahorro energético: Cantidad de ahorro de energía final anual que se adjudica por la Secretaría de Estado de Energía a sujetos delegados a través de un mecanismo de subasta, con el objetivo de cumplir los objetivos de ahorro energético establecidos en el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012.

s) Liquidación de un CAE: Reconocimiento de la consecución del ahorro anual de energía recogido en el certificado para un año en concreto. La liquidación de CAE corresponderá al Coordinador Nacional del Sistema de CAE.

Artículo 3. *Ámbito de aplicación.*

1. El Sistema de CAE se aplicará a aquellos que tengan la condición de sujetos obligados del SNOEE, de acuerdo con lo establecido en el artículo 69.1 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

2. Este Sistema será de carácter voluntario y podrá ser alternativo, total o parcialmente, al Fondo Nacional de Eficiencia Energética. Así, las obligaciones de ahorro de los sujetos obligados podrán cumplirse mediante la presentación de CAE, siempre que se respete el porcentaje mínimo de aportación al Fondo que se determinará periódicamente mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

CAPÍTULO II

Sistema de Certificados de Ahorro Energético

Artículo 4. *Creación de un Sistema de Certificados de Ahorro Energético.*

Se crea un Sistema de CAE en virtud del cual los sujetos obligados del SNOEE podrán acreditar, durante el periodo de vigencia del citado SNOEE, el cumplimiento total o parcial de sus obligaciones de ahorro energético mediante la liquidación de CAE.

Por su parte, los sujetos delegados deberán acreditar, durante el periodo de vigencia de la delegación que hayan asumido y en las condiciones previstas en el presente real decreto, el cumplimiento de sus compromisos de liquidación de CAE. Dichos compromisos serán adquiridos mediante la celebración de un contrato de delegación con un sujeto obligado.

El referido contrato de delegación deberá incluir, al menos, una cláusula en la que se incluya lo dispuesto en el artículo 10.1 de este real decreto.

Adicionalmente, los sujetos delegados podrán adquirir necesidades de ahorro energético mediante un mecanismo de subasta, tal y como se establece en el artículo 19 de este real decreto.

Artículo 5. *Cálculo de las obligaciones y de las necesidades de ahorro energético.*

1. La obligación de ahorro energético anual de cada sujeto obligado se calculará de acuerdo con lo establecido en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y será fijado periódicamente mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

2. En dicha orden ministerial se establecerá el porcentaje mínimo de la obligación de ahorro energético anual que los sujetos obligados deberán satisfacer mediante aportaciones económicas al Fondo Nacional de Eficiencia Energética y una previsión de dicho porcentaje para los dos años siguientes.

Los criterios a tener en cuenta para la determinación del porcentaje mínimo de la obligación de ahorro energético anual a satisfacer mediante aportaciones económicas al Fondo Nacional de Eficiencia Energética son:

a) Necesidades de gestión y de mantenimiento del Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética, de acuerdo con los requisitos establecidos en la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012 y en la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

b) Necesidades de ampliación de programas de ayuda existentes con cargo al fondo, a solicitud de las comunidades autónomas o del IDAE y previa aprobación del Comité de Seguimiento y Control del fondo.

3. Las necesidades de ahorro energético, en su caso, serán establecidas por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, y serán adjudicadas a sujetos delegados a través de

un procedimiento de subasta, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 19 de este real decreto.

A este respecto, la Secretaría de Estado publicará, al menos cada tres años, una planificación indicativa de las subastas a realizar en el periodo, conforme a lo que se establezca en la orden ministerial que regule el mecanismo de subasta de necesidades de ahorro energético.

Artículo 6. *Cumplimiento de las obligaciones de ahorro energético.*

1. El cumplimiento de las obligaciones de ahorro energético dentro del SNOEE se realizará mediante la suma de una aportación económica anual al Fondo Nacional de Eficiencia Energética y la presentación voluntaria de una determinada cantidad de ahorro de energía acreditada mediante la liquidación de CAE.

2. En todo caso, el sujeto obligado deberá cumplir con el porcentaje mínimo de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética al que se hace mención en el artículo 5.2.

3. Aquellos sujetos obligados que quieran cumplir parte de su obligación mediante la liquidación de CAE, deberán liquidarlos a más tardar el 31 de diciembre de cada año, bien directamente o bien a través de un sujeto delegado.

En caso de que el sujeto obligado, una vez realizada la aportación económica mínima obligatoria al Fondo Nacional de Eficiencia Energética, no pueda liquidar CAE suficientes para cumplir con su obligación anual de ahorro, deberá realizar, a más tardar el 31 de diciembre del año en curso y ante el Gestor del Fondo Nacional de Eficiencia Energética, el pago de una cuantía económica equivalente a los ahorros energéticos no alcanzados mediante CAE para dicho año.

La equivalencia económica de la obligación de ahorro será la establecida en la orden ministerial por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética para ese año.

4. En ningún caso los sujetos delegados podrán hacer frente a sus delegaciones de ahorro mediante aportaciones al Fondo Nacional de Eficiencia Energética. Únicamente podrán cumplir las mismas mediante la liquidación de CAE.

Artículo 7. *Acreditación de las necesidades de ahorro energético adjudicadas mediante un mecanismo de subasta.*

1. La acreditación del cumplimiento de las necesidades de ahorro energético adjudicadas mediante un mecanismo de subasta se realizará mediante la presentación de un número de CAE igual o mayor al volumen de dichas necesidades de ahorro.

2. En ningún caso las necesidades de ahorro energético adjudicadas a un sujeto delegado mediante el mecanismo de subasta podrán ser objeto de cesión, delegación o transmisión posterior a un tercero.

Artículo 8. *Certificados de ahorro energético.*

1. Únicamente podrán ser titulares de un CAE los sujetos obligados o los sujetos delegados.

2. Los CAE se emiten por valor de un kilovatio hora (1 kWh), sin posiciones decimales, y serán indivisibles.

3. En caso de que una actuación de ahorro energético, una vez contrastada por un verificador de ahorro energético, generara unos ahorros por valor de varios kWh con posiciones decimales, para la determinación del número de CAE a emitir se tendrán en cuenta las reglas de redondeo.

4. En caso de que un CAE recogiera ahorros energéticos provenientes de distintas actuaciones, la ejecución de dichas actuaciones deberá haber finalizado en el mismo año.

5. Una vez emitido un CAE, y tras su registro en el Registro Nacional de CAE, tendrá validez en todo el territorio nacional y podrá ser negociado exclusivamente entre aquellos que puedan ostentar su titularidad.

6. Cada CAE se codificará unívocamente y contendrá, al menos, la identificación de su titular y la fecha de expiración de su validez.

7. Los CAE solamente podrán ser liquidados por los sujetos obligados y/o los sujetos delegados, y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14 de este real decreto.

8. Tanto los sujetos obligados como los sujetos delegados serán responsables de la actualización de los certificados que hayan liquidado, cuando consideren que existen variaciones que puedan modificar su validez.

CAPÍTULO III

Sujetos delegados

Artículo 9. *Sujeto delegado.*

1. Un sujeto obligado podrá delegar en una o varias personas jurídicas que hayan adquirido la condición de sujeto delegado, y en las condiciones establecidas en este real decreto, la obtención de ahorros de energía acreditados mediante CAE que le permitan cumplir con su obligación de ahorro energético del periodo, total o parcialmente.

2. Aquellas personas jurídicas que quieran adquirir la condición de sujetos delegados deberán acreditar previamente ante el Coordinador Nacional del Sistema de CAE el cumplimiento de unos requisitos mínimos de capacidad legal, de competencia técnica en materia de eficiencia energética y de solvencia económica, que comprenderán como mínimo los siguientes:

a) Respecto a su capacidad legal, los solicitantes de la condición de sujeto delegado deberán tener personalidad jurídica propia y tener nacionalidad española o, en su caso, de otro Estado miembro de la Unión Europea o de un tercer Estado con establecimiento permanente en España.

b) Respecto a su capacidad técnica, los solicitantes deberán contar en plantilla con un número mínimo de personal con experiencia demostrable en materia de eficiencia energética.

c) En relación con su capacidad económica-financiera, los solicitantes deberán encontrarse al corriente del pago en las obligaciones tributarias y con la Seguridad Social, no encontrarse en estado de concurso de acreedores o liquidación judicial, acreditar una solvencia adecuada y tener contratado y en vigor un seguro de responsabilidad civil.

El detalle concreto de los requisitos para adquirir la condición de sujeto delegado, así como sus derechos y obligaciones, se regularán por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

3. La delegación de la obtención de ahorros de energía acreditados mediante CAE de un sujeto obligado en un sujeto delegado se hará mediante la celebración de un contrato de delegación.

4. En ningún caso el sujeto delegado asume la obligación anual, total o parcialmente, del sujeto obligado ni la condición de sujeto obligado, manteniéndose en todo caso la referida obligación en el sujeto obligado.

5. Se considerará que el sujeto delegado es una persona sujeta a un compromiso de liquidación de CAE por una cantidad igual a la suma de los ahorros energéticos que le hayan sido delegados, desde la fecha de firma de los correspondientes contratos de delegación y hasta su fecha de finalización o de rescisión.

6. Se considerará, asimismo y en su caso, que un sujeto delegado es una persona sujeta a una necesidad de ahorro energético por un volumen determinado desde el momento en el que resulte adjudicatario en un procedimiento de subasta.

7. El sujeto delegado no puede delegar su compromiso de liquidación de CAE ni su necesidad de ahorro energético en un tercero, ni siquiera parcialmente.

8. En caso de incumplimiento de los compromisos de liquidación de CAE delegados, o de disolución o extinción del sujeto delegado, las obligaciones individuales establecidas en la orden de obligaciones deberán ser cumplidas igualmente por cada uno de los sujetos obligados que hubieran realizado la delegación, sin perjuicio de las responsabilidades de derecho privado que, en su caso, hubieran acordado ambos sujetos en el correspondiente contrato de delegación.

9. Asimismo, cuando las partes rescindan el contrato de delegación, la obligación individual se mantendrá en el sujeto obligado y el delegado dejará de ser considerado como una persona sujeta a un compromiso de ahorro energético por aquella. Toda rescisión de contrato deberá ser comunicada en un plazo máximo de quince días al Coordinador Nacional del Sistema de CAE.

10. En caso de incumplimiento de las necesidades de ahorro energético, o de disolución o extinción del sujeto delegado, se procederá según lo que establezca la orden ministerial en la que se establecieron las condiciones para ser adjudicatario de las referidas necesidades de ahorro.

11. Si los requisitos previstos para adquirir la condición de sujeto delegado dejaran de cumplirse durante el periodo de vigencia de un contrato de delegación o de adjudicación de necesidades de ahorro, el sujeto delegado deberá informar inmediatamente al Coordinador Nacional del Sistema de CAE y, en su caso, a todos los sujetos obligados con los que tenga contratos de delegación vigentes, y no podrá presentar solicitudes de CAE ni liquidar CAE hasta que se haya justificado ante el referido Coordinador Nacional nuevamente el cumplimiento de los citados requisitos.

Artículo 10. *Contrato de delegación.*

1. El contrato de delegación deberá incluir, al menos, una cláusula en la que se indique que las obligaciones individuales de ahorro de energía final que se hubieran establecido mediante orden ministerial se mantendrán en todo caso en cada uno de los sujetos obligados que hubieran realizado la delegación.

2. En el caso de contratos plurianuales, en el contrato de delegación se tendrán que detallar las cantidades de ahorro delegadas por cada sujeto obligado en cada ejercicio.

3. El sujeto delegado, en un plazo máximo de quince días, deberá comunicar al Coordinador Nacional del Sistema de CAE los siguientes datos relativos al contrato de delegación: los sujetos participantes, su duración, las cantidades de ahorro delegadas y el año o años al que corresponde.

4. Los sujetos delegados deberán comunicar al Coordinador Nacional, en un plazo máximo de quince días, cualquier modificación que se pudiera producir en contratos de delegación previamente celebrados, así como su resolución por decisión de las partes antes de su fecha de extinción.

5. El contenido mínimo de los contratos de delegación se establecerá por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

CAPÍTULO IV

Gestión del Sistema de Certificados de Ahorro Energético

Artículo 11. *Registro Nacional de Certificados de Ahorro Energético.*

1. Se crea el Registro Nacional de CAE, de ámbito nacional, cuyo responsable único será el Coordinador Nacional del Sistema de CAE.

2. El Registro Nacional garantizará la trazabilidad tanto en la emisión de CAE como en la liquidación de CAE para el cumplimiento de obligaciones de ahorro de energía o de necesidades de ahorro de energía.

Este registro comprenderá, al menos, información relativa a los sujetos obligados, los sujetos delegados, las obligaciones de ahorro de cada uno de los sujetos obligados para el periodo en curso, las necesidades de ahorro subastadas y adjudicadas, los CAE emitidos y los CAE liquidados.

3. Mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se regularán los campos y el procedimiento de gestión del Registro Nacional de CAE.

4. El registro se actualizará periódicamente, en los términos establecidos en la referida orden ministerial.

5. Un CAE podrá ser registrado hasta tres años después de haberse realizado la actuación que generó el ahorro de energía certificado, siempre que la actuación haya sido

ejecutada desde la fecha de entrada en vigor de este real decreto y antes del 1 de enero de 2031.

Artículo 12. *Verificación de los ahorros de energía.*

1. La acreditación de la consecución de una cantidad de ahorro energético se iniciará con la realización de una actuación de eficiencia energética que reporte un ahorro en energía final anual que pueda ser verificable.

Para convertirse en propietario del ahorro en energía final anual de una actuación de la cual no haya sido promotor, el sujeto obligado o el sujeto delegado, según proceda, deberá firmar un Convenio CAE con quien hubiera llevado a cabo la inversión (propietario original del ahorro).

2. Con la firma de un Convenio CAE el propietario del ahorro cede a un sujeto obligado o a un sujeto delegado el citado ahorro de energía final, adquiriendo éste la condición de nuevo propietario del ahorro. Una vez ejecutada la actuación, o adquirida la condición de propietario del ahorro, el sujeto obligado o el sujeto delegado presentará una solicitud de verificación del ahorro ante un verificador de ahorro energético, pudiendo hacerlo a través de la plataforma electrónica a la que se refiere el artículo 20 de este real decreto.

Se podrán incluir en una misma solicitud distintas actuaciones de eficiencia energética, siempre y cuando dichas actuaciones hayan sido ejecutadas en el mismo año y dentro del ámbito territorial de la misma Comunidad Autónoma.

3. La justificación de la realización de una actuación incluida en el Catálogo se realizará mediante la presentación de la documentación que se indique en la correspondiente ficha del referido catálogo para dicha actuación.

Mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se regulará el proceso que se deberá seguir para la justificación de la realización de actuaciones singulares de eficiencia energética.

4. Los verificadores de ahorro energético procederán a verificar, de acuerdo con los procedimientos que publique ENAC al respecto, que la información aportada en el expediente CAE cumple con los requisitos establecidos en el catálogo o en las correspondientes órdenes ministeriales.

Certificarán que la información está completa y es veraz mediante la emisión de un dictamen favorable o, en su caso, informarán a los solicitantes de defectos de forma o de calidad en la información aportada requiriéndoles la subsanación del expediente CAE. El verificador de ahorro energético emitirá dictamen desfavorable en caso de que no se realice dicha subsanación o la misma sea deficiente.

La acreditación de los verificadores de ahorro energético se realizará de acuerdo con lo dispuesto en las normas y/o procedimientos que publique ENAC al respecto.

Artículo 13. *Emisión de los Certificados de Ahorro Energético e inscripción en el Registro Nacional.*

1. El solicitante deberá presentar ante el Gestor Autonómico la solicitud de emisión de CAE, acompañada del expediente CAE y del dictamen de verificación favorable emitido por el verificador de ahorro.

Además, entre otros, deberá indicar en la referida solicitud si la actuación generadora del ahorro, bien se trate de una actuación incluida en el catálogo bien de una actuación singular, ha recibido apoyo de algún programa público de ayudas.

Si la actuación ha recibido financiación de algún programa público de ayuda, el solicitante del CAE deberá justificar en el expediente de la solicitud el efecto incentivador del propio CAE, tal y como se haya recogido en el convenio CAE.

El solicitante deberá mantener activa la medida o medidas generadoras del ahorro durante todo el tiempo de vida útil de las mismas declarado en la solicitud de emisión de CAE.

El solicitante deberá mantener custodiados desde la solicitud de emisión del CAE hasta al menos tres años después de su liquidación todos los documentos presentados junto con la solicitud, debiendo estar a disposición de la Administración cuando así sean requeridos.

El contenido del expediente CAE y del convenio CAE, así como el listado de la documentación que el solicitante deberá mantener custodiada, se regularán por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

2. El Gestor Autonómico del CAE, visto el dictamen favorable del verificador del ahorro y vista la declaración responsable del solicitante del CAE, procederá a la revisión y, en su caso, validación del expediente CAE y a la emisión de un número de CAE correspondiente a la cantidad de ahorro acreditada.

El Gestor Autonómico dispondrá para este trámite de un plazo de quince días para el caso de actuaciones estandarizadas y de treinta días para el caso de actuaciones singulares, a contar desde la fecha de la solicitud de emisión de CAE. El silencio administrativo tendrá carácter estimatorio, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 24.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del procedimiento administrativo común de las administraciones públicas.

3. En el caso de que la solicitud y/o la documentación que la acompaña presentara deficiencias o estuviera incompleta, el Gestor Autonómico requerirá al solicitante su subsanación en un plazo máximo de diez días, advirtiéndole que, en caso de no producirse dicha subsanación o de ser incompleta, se procederá a desestimar la solicitud y al archivo del expediente.

4. Una vez emitido un CAE, el Gestor Autonómico procederá a su preinscripción en el Registro Nacional de CAE, aportando para ello toda la información contenida en el expediente CAE hasta el momento, así como la que el propio Gestor Autonómico haya podido generar.

5. A continuación, el Coordinador Nacional del Sistema de CAE procederá a la inscripción definitiva del certificado en el Registro Nacional de CAE y a comunicar tal circunstancia al solicitante. A partir de este momento, el CAE adquirirá validez en todo el territorio nacional y podrá ser objeto de transmisión y/o de liquidación.

6. El plazo desde la fecha de la solicitud de emisión de CAE hasta su inscripción definitiva en el Registro Nacional será de veinte días para el caso de actuaciones estandarizadas y de treinta y cinco días para el caso de actuaciones singulares. El silencio administrativo tendrá carácter estimatorio, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 24.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del procedimiento administrativo común de las administraciones públicas.

Artículo 14. *Liquidación de Certificados de Ahorro Energético.*

1. Los CAE sólo podrán ser liquidados por quien sea su titular en cada momento.

2. Los sujetos obligados podrán liquidar CAE contra sus obligaciones de ahorro energético.

3. En caso de que la liquidación del CAE se realice por un sujeto delegado en relación con la obligación de ahorro de un sujeto obligado, deberá comunicar al Coordinador Nacional a qué sujeto obligado se debe imputar el ahorro liquidado.

4. En caso de que la liquidación del CAE se realice por un sujeto delegado en relación a una necesidad de ahorro, éste deberá comunicar al Coordinador Nacional en qué convocatoria de subasta fue adjudicatario de dicha necesidad de ahorro.

5. Un CAE podrá ser liquidado hasta tres años después de haberse ejecutado la actuación que generó el ahorro recogido en el certificado, siempre que el ahorro se haya obtenido desde la fecha de entrada en vigor de este real decreto y la liquidación se produzca antes del 1 de enero de 2031.

No obstante lo anterior, se podrán establecer condiciones particulares de liquidación para el cumplimiento de las necesidades de ahorro energético en la orden ministerial que desarrolle el mecanismo de subastas y en las resoluciones por las que se convoquen las mismas.

Artículo 15. *Transmisión de Certificados de Ahorro Energético.*

1. Los CAE son bienes muebles negociables. Pueden ser mantenidos, adquiridos o transferidos por sujetos obligados y/o sujetos delegados, de acuerdo con lo dispuesto en este real decreto.

2. En el caso de producirse la venta de un CAE, el vendedor lo pondrá en conocimiento del Coordinador Nacional en el plazo de cinco días, con el acuerdo del comprador, indicando la titularidad del nuevo propietario y el precio al que se ha realizado la transacción, expresado en €/kWh.

El Coordinador Nacional procederá a realizar el cambio de titularidad en el Registro Nacional de CAE, y a registrar el coste de la transacción. La información relativa al precio de la transacción tendrá un tratamiento confidencial.

El nuevo titular del CAE lo podrá poner de nuevo en venta en el mercado o bien liquidar el ahorro de energía correspondiente.

3. Para garantizar la transparencia de las transacciones relacionadas con los CAE, el Coordinador Nacional hará pública, al menos, la información referida en el artículo 16.h) de este real decreto.

Artículo 16. *Coordinador Nacional del Sistema de Certificados de Ahorro Energético.*

El Coordinador Nacional del Sistema de CAE tendrá, entre otras, las siguientes funciones:

a) Propuesta del Catálogo de medidas estandarizadas de eficiencia energética, así como su revisión y actualización cuando proceda.

b) Gestión y mantenimiento del Registro Nacional de CAE.

c) Registro de los contratos celebrados, rescindidos y/o finalizados entre sujetos obligados y sujetos delegados.

d) Contabilización de las liquidaciones de CAE que se realicen en cada periodo, e imputación de cada una de las liquidaciones realizadas bien a la obligación de ahorro del sujeto obligado correspondiente bien a una necesidad de ahorro determinada.

e) Verificación del cumplimiento de las obligaciones de ahorro mediante la liquidación de CAE por parte de los sujetos obligados y, en su caso, de los sujetos delegados.

f) Verificación del cumplimiento de las necesidades de ahorro subastadas mediante la liquidación de CAE por parte de los sujetos delegados.

g) Instrucción de los procedimientos sancionadores que pudieran derivarse en caso de incumplimiento de las disposiciones de este real decreto.

h) Publicación de, al menos con carácter anual, la cantidad de ahorro anual de energía final obtenida por CAE en valores absolutos y segmentados por tipologías de actuaciones de ahorro de energía realizadas y por sectores de actuación, precio medio de venta de los CAE y características de los sujetos obligados y de los sujetos delegados participantes en el Sistema de CAE.

Progresivamente, conforme se desarrolle la plataforma electrónica referida en el artículo 20 de este real decreto, se procederá a ampliar la frecuencia de publicación de esta información.

i) Revisión y comprobación periódica del correcto funcionamiento de todo el Sistema de CAE.

j) Gestión del sistema en aquellos casos en que la actuación de ahorro de energía exceda el ámbito territorial de una Comunidad Autónoma.

k) En coordinación con ENAC, definición de las condiciones que deberán de cumplir las empresas que deseen acreditarse para la figura definida en el apartado k) del artículo 2 de este real decreto.

Mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se establecerá el marco para la acreditación de los Verificadores de Ahorro Energético.

Artículo 17. *Gestor Autonómico del Sistema de Certificados de Ahorro Energético.*

1. La gestión autonómica del Sistema de CAE corresponderá al órgano o entidad con competencias en materia de eficiencia energética designado por la comunidad autónoma o por las ciudades de Ceuta y de Melilla donde se realicen las actuaciones cuyos ahorros energéticos sean susceptibles de generar CAE.

En caso de que una actuación exceda del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma, corresponderá al Coordinador Nacional la validación y emisión de los CAE.

2. El Gestor Autonómico del CAE deberá:

a) Analizar las solicitudes de CAE para, en su caso, proceder a la validación y emisión de los CAE correspondientes.

b) En un plazo máximo de un día tras la emisión de un CAE, proceder a su preinscripción en el Registro Nacional de CAE, aportando toda la información y documentación incluida en el expediente CAE, así como la que el propio Gestor Autonómico haya podido generar y sea relevante para la verificación posterior del cumplimiento de las obligaciones del solicitante del CAE.

c) Remitir al Coordinador Nacional información en relación con el Sistema de CAE.

Mediante resolución del Director General de Política Energética y Minas se determinará la periodicidad, el contenido, desglose y forma en que dicha información ha de ser remitida.

Artículo 18. *Catálogo de medidas estandarizadas de eficiencia energética.*

1. A propuesta del Coordinador Nacional, previa consulta con los gestores autonómicos, y mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el reto Demográfico, se aprobará un catálogo de medidas estandarizadas de eficiencia energética.

2. Este catálogo será de aplicación en todo el territorio nacional, teniendo en cuenta que sirve para el cumplimiento de las obligaciones del SNOEE, conforme al artículo 7 de la Directiva de 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética.

3. El mencionado catálogo incluirá una ficha técnica por cada una de las actuaciones estandarizadas de eficiencia energética. Cada una de las referidas fichas contendrá:

a) La información y metodología necesarias para calcular la cantidad de ahorro de energía final que se reconocerá con la ejecución material de la actuación estandarizada correspondiente.

b) La documentación e información que debe contener el expediente CAE para justificar la ejecución material de la actuación de ahorro de energía.

4. Para determinar el ahorro de energía final derivado de la implantación de las medidas contempladas en el citado catálogo se aplicarán los principios y las metodologías de cálculo establecidos en el Anexo V de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012.

5. El catálogo podrá ser revisado y actualizado periódicamente para incluir, eliminar o modificar las actuaciones estandarizadas que dan derecho a la obtención de CAE, a fin de tener en cuenta, entre otras, la propia evolución del mercado, las continuas mejoras tecnológicas y hacer posibles los potenciales ahorros de energía que pudieran derivarse de nuevas tecnologías de uso final.

6. El catálogo podrá tener en consideración el efecto de cada una de las actuaciones estandarizadas tanto en el logro de los objetivos ambientales y de eficiencia energética como en el conjunto de la economía, pudiendo incorporar coeficientes de corrección sobre los ahorros certificados para determinadas actuaciones.

Los coeficientes de corrección, tanto nuevos como modificaciones de preexistentes, se aplicarán únicamente a aquellas actuaciones de eficiencia energética cuya ejecución se haya iniciado con posterioridad a su establecimiento.

7. En todo caso, y a efectos del cómputo del objetivo de ahorro nacional acumulado a reportar a la Unión Europea, los coeficientes de corrección citados en el apartado 6 no serán de aplicación, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 4 de este artículo.

Artículo 19. *Subastas de necesidades de ahorro energético.*

1. En el marco de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, la Secretaría de Estado de Energía podrá servirse del mecanismo de subastas de necesidades de ahorro energético descrito en este artículo con el fin de contribuir al cumplimiento del objetivo de ahorro energético que España tiene comprometido con la Unión Europea de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012.

2. El mecanismo de subasta de necesidades de ahorro energético se podrá financiar con cargo al Fondo Nacional de Eficiencia Energética, previa aprobación del Comité de Seguimiento y Control del Fondo, sin perjuicio de que pueda tener otras fuentes de financiación.

3. El mecanismo de subasta se regulará mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

4. Las subastas desarrolladas al amparo de la citada orden ministerial serán convocadas mediante resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía.

5. Podrán participar en el mecanismo de subasta únicamente quienes ostenten la condición de sujeto delegado, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 9 de este real decreto.

6. Los sujetos delegados deberán acreditar, durante el periodo de vigencia de las necesidades de ahorro energético de las cuales hayan sido adjudicatarios en un mecanismo de subasta, el cumplimiento de todos los requisitos que les sean de aplicación previstos en el presente real decreto y en su normativa de desarrollo.

7. La acreditación de la consecución de las necesidades de ahorro energético se realizará mediante la presentación de CAE por un volumen de ahorro de energía al menos igual al volumen de necesidades de ahorro adjudicadas.

8. En ningún caso las necesidades de ahorro energético adjudicadas a un sujeto delegado podrán ser objeto de cesión, delegación o transmisión posterior a un tercero.

Artículo 20. *Plataforma electrónica.*

1. El Coordinador Nacional del Sistema de CAE desarrollará y pondrá a disposición de los sujetos obligados, sujetos delegados, verificadores de ahorros energéticos y Gestores Autonómicos de CAE una plataforma electrónica interoperable que, entre otros:

a) Permita a los sujetos obligados y sujetos delegados, solicitar, comprar y liquidar CAE.

b) Facilite a los verificadores de ahorros energéticos la revisión y verificación del expediente CAE, así como la remisión del correspondiente dictamen de verificación al Gestor Autonómico correspondiente.

c) Facilite a los Gestores Autonómicos el análisis y validación del expediente de CAE, la emisión y prerregistro del CAE y el envío de información periódica al Coordinador Nacional.

d) Permita el acceso a información actualizada de los CAE registrados y válidos.

e) Permita registrar cambios de titularidad de los CAE.

f) Facilite información de la evolución del precio medio de venta de los CAE.

2. La plataforma permitirá al Coordinador Nacional conocer el estado de la liquidación de los CAE a efecto de cumplimiento:

a) por parte de los sujetos obligados, de su obligación de ahorro;

b) por parte de los sujetos delegados, en su caso, de aquellas necesidades de ahorro que hubieran adquirido mediante un procedimiento de subasta.

3. Serán agentes que intervengan en la plataforma:

a) Los sujetos obligados y los sujetos delegados.
b) El Verificador de ahorro energético.
c) El Gestor Autonómico del CAE.
d) El Coordinador Nacional del Sistema de CAE.

Artículo 21. *Comisión de Coordinación del Sistema de Certificados de Ahorro Energético.*

1. Se crea la Comisión de Coordinación del Sistema de CAE, como órgano colegiado de los previstos en el artículo 22.2 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, adscrito a la Secretaría de Estado de Energía, con la finalidad de coordinar, impulsar, apoyar y hacer seguimiento a la puesta en marcha del Sistema de CAE, así como tratar los asuntos que afecten directamente al mismo, entre otros:

a) Recepción de las propuestas y comentarios que formulen los distintos Gestores Autonómicos y proceder a su estudio y consideración.

b) Asesoramiento sobre el diseño y puesta en marcha del sistema.

c) Asuntos relativos al Catálogo de medidas estandarizadas y/o a actuaciones singulares.

d) Asuntos relativos al registro de certificados de ahorro energético.

e) Desarrollo de acciones de formación, sensibilización y divulgación.

2. La creación y funcionamiento de este órgano colegiado será atendido con los medios personales, técnicos y presupuestarios asignados a la Secretaría de Estado de Energía, conforme lo dispuesto en el Real Decreto 776/2011, de 3 de junio, por el que se suprimen determinados órganos colegiados y se establecen criterios para la normalización en la creación de órganos colegiados en la Administración General del Estado y sus Organismos Públicos.

3. La Comisión de Coordinación estará integrada por:

a) La Presidencia, ostentada por la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía.

b) La Vicepresidencia, que recae en la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas.

c) Los Vocales, que serán un representante de la Subdirección General de Eficiencia Energética, un representante de cada uno de los Gestores Autonómicos, y un representante del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

4. Desempeñará las funciones de Secretaría, con voz y voto, el Vocal representante de la Subdirección General de Eficiencia Energética.

5. En caso de vacante, ausencia o enfermedad y, en general, cuando concurra alguna causa justificada, se establece el siguiente régimen de suplencias de los miembros:

a) La persona que ostente la Presidencia será sustituida por quien ostente la Vicepresidencia y, en su defecto, por el vocal representante de la Subdirección General de Eficiencia Energética.

b) La persona que ostente la Vicepresidencia será sustituida por quien desempeñe las funciones de Secretaría y, en su defecto, por el vocal representante del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

c) Los Vocales serán sustituidos por sus suplentes, que deberán ser personal funcionario o laboral adscrito a la misma Unidad administrativa.

d) La suplencia de la Secretaría será ejercida por personal funcionario de la Subdirección General de Eficiencia Energética.

6. Tanto las personas titulares de las vocalías pertenecientes a la Administración General del Estado como sus suplentes serán designadas por la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía. Deberán pertenecer a Cuerpos y Escalas clasificados en el Grupo A según lo establecido en el artículo 76 del Real Decreto Legislativo 5/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Estatuto Básico del Empleado Público, en el caso de personal funcionario, o categoría asimilada para el personal laboral fijo según lo requisitos exigidos para el acceso a su condición de empleado público. En su designación se atenderá al principio de presencia equilibrada de mujeres y hombres, salvo por razones fundadas y objetivas, debidamente motivadas.

7. La Comisión de Coordinación se reunirá al menos una vez al año, y establecerá sus propias normas de funcionamiento en su reunión de constitución, de acuerdo con lo dispuesto sobre órganos colegiados de las distintas administraciones públicas en la Sección 3.ª del Capítulo II del Título Preliminar de la Ley 40/2015, de 1 de octubre.

8. Asimismo, y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, la Comisión de Coordinación podrá convocar, celebrar sus sesiones, adoptar acuerdos y remitir actas tanto de forma presencial como a distancia.

9. Excepcionalmente, la Comisión de Coordinación podrá solicitar la colaboración y asesoramiento de órganos, instituciones o de terceras personas como personal experto, que actuarán con voz pero sin voto.

Artículo 22. *Inspección y control.*

1. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 71 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, las competencias en materia de inspección y control del Sistema de CAE le corresponden al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que las ejercerá a través de la Secretaría de Estado de Energía, sin perjuicio de las que pudieran corresponder a las comunidades autónomas en el ámbito material de gestión cuya competencia les atribuye el presente real decreto.

2. Las actuaciones de inspección y control se llevarán a cabo de manera independiente respecto a los sujetos obligados y/o sujetos delegados.

3. Cada inspección generará un informe en el que se indique, al menos, la actuación o actuaciones de ahorro energético inspeccionadas, el grado de cumplimiento de los requisitos normativos aplicables, así como cualquier elemento que pueda cuestionar claramente los ahorros de energía declarados en el CAE. Dicho informe será incorporado al expediente del CAE.

4. Las irregularidades o incumplimientos identificados durante las labores de inspección podrán dar lugar a la incoación de un expediente sancionador.

5. Adicionalmente, el Coordinador Nacional podrá llevar a cabo revisiones periódicas de todo el Sistema de CAE para comprobar su correcto funcionamiento.

Artículo 23. *Procedimiento sancionador.*

El incumplimiento de lo dispuesto en el presente real decreto o de las disposiciones reglamentarias que se adopten para su aplicación será sancionado de acuerdo con el régimen de infracciones y sanciones en materia de eficiencia energética establecido en la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

La instrucción y resolución de los procedimientos sancionadores corresponderá al Coordinador Nacional del Sistema de CAE, sin perjuicio de las competencias sancionadoras que puedan corresponder a las comunidades autónomas en el ámbito material de gestión cuya competencia les atribuye el presente real decreto

Disposición adicional primera. *Sistema de inspección y control.*

A más tardar un año después de la entrada en vigor de este real decreto, la Secretaría de Estado de Energía determinará los criterios para la realización de inspecciones y verificaciones de forma que, anualmente, se lleven a cabo inspecciones in situ de al menos una parte estadísticamente significativa y una muestra representativa de las medidas de eficiencia energética generadoras de los CAE registrados.

Para la definición de dichos criterios se aplicarán los principios y las metodologías establecidos en el Anexo V de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012 o, en su caso, de la norma que la sustituya.

Disposición adicional segunda. *Tratamiento de la información.*

La información almacenada por los diferentes sistemas de información mencionados en el presente Real Decreto, así como su intercambio, deberá hacerse de acuerdo con las indicaciones del Esquema Nacional de Seguridad, del Esquema Nacional de Interoperabilidad y las directrices fijadas por la Oficina del Dato de la Secretaría de Estado de Digitalización e Inteligencia Artificial.

Asimismo, el tratamiento de los datos de carácter personal se someterá a lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y el Consejo, de 27 de abril de 2016, relativo a la protección de las personas físicas en lo que respecta al tratamiento de sus datos personales y a la libre circulación de estos datos, y en la Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre, de Protección de Datos Personales y garantía de los derechos digitales.

Toda información no sujeta a consideraciones de privacidad o sometida a propiedad intelectual o secreto comercial, deberá ser publicada como datos abiertos.

Disposición adicional tercera. *Financiación de los programas MOVES II y PREE con cargo al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (MRR).*

1. Se consideran incluidos en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) y, por lo tanto, se financiarán con cargo al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (MRR), establecido por el Reglamento (UE) 2021/241, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de febrero de 2021, por el que se establece el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, los siguientes programas de ayudas, en la medida que las actuaciones subvencionables encajen debidamente y contribuyan al cumplimiento del objetivo #12 de la medida C1.I2 y los hitos #32 y #33 de la medida C2.I3 del Anexo de la Decisión de Ejecución del Consejo Europeo de 13 de julio de 2021, relativa a la aprobación del plan de recuperación y resiliencia de España:

a) El programa MOVES II, establecido mediante el Real Decreto 569/2020, de 16 de junio, por el que se regula el programa de incentivos a la movilidad eficiente y sostenible (Programa MOVES II) y se acuerda la concesión directa de las ayudas de este programa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla.

b) El programa PREE, establecido por el Real Decreto 737/2020, de 4 de agosto, por el que se regula el programa de ayudas para actuaciones de rehabilitación energética en edificios existentes y se regula la concesión directa de las ayudas de este programa a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla.

A estos efectos, sólo se computarán aquellas actuaciones que cumplan con todos los requisitos derivados del PRTR, en especial el Reglamento (UE) 2021/241 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de febrero de 2021, y las órdenes ministeriales HFP/1030/2021, de 29 de septiembre, por la que se configura el sistema de gestión del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia y HFP/1031/2021, de 29 de septiembre, por la que se establece el procedimiento y formato de la información a proporcionar por las Entidades del Sector Público Estatal, Autonómico y Local para el seguimiento del cumplimiento de hitos y objetivos y de ejecución presupuestaria y contable de las medidas de los componentes del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Las convocatorias de estos programas son establecidas por las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla, que son las responsables de su gestión como entidades ejecutoras de los subproyectos, mientras que el papel del IDAE es el de entidad ejecutora de los proyectos en los que se encuadran dichos programas MOVES II y PREE, según la terminología establecida en la Orden HFP/1030/2021, de 29 de septiembre.

2. Las referencias a la cofinanciación con FEDER incluidas en las normas de bases reguladoras de estos programas han de entenderse referidas de forma genérica a la financiación con fondos europeos, y en particular, al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (MRR) regulado por el Reglamento (UE) 2021/241 del Parlamento y del Consejo Europeo, de 12 de febrero de 2021.

3. De esta forma, al objeto de evitar la doble financiación, las actuaciones de estos programas que contribuyen al cumplimiento del objetivo #12 de la medida C1.I2 y los hitos #32 y #33 de la medida C2.I3, del PRTR, y que cumplen las condiciones establecidas para la financiación con cargo al MRR, no se cofinanciarán con cargo al FEDER u otros instrumentos financieros de la Unión Europea.

4. El IDAE, como entidad ejecutora de los proyectos en los que se enmarcan los programas MOVES II y PREE, y las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla, como responsables de la gestión de sus convocatorias en los programas MOVES II y PREE, en su calidad de entidades ejecutoras de los subproyectos, se asegurarán del cumplimento de la normativa aplicable, tanto a la gestión y ejecución del PRTR establecida en las órdenes HFP/1030/2021, de 29 de septiembre, y HFP/1031/2021, de 29 de septiembre, como a la que corresponda a las actuaciones financiadas con cargo al MRR establecidas en el Reglamento (UE) 2021/241 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de febrero de 2021.

Disposición adicional cuarta. *No incremento del gasto público.*

La aprobación de este real decreto no implicará aumento del gasto público, ni supondrá incremento neto de los gastos de personal.

Disposición transitoria única. *Liquidación de Certificados de Ahorro Energético durante los tres primeros años de vida del Sistema.*

Durante los tres primeros años desde de la entrada en vigor de este real decreto, y en relación con el cumplimiento de la obligación anual de ahorro de energía final, se aceptará la liquidación con posterioridad al 31 de diciembre de aquellos CAE que hubieran sido solicitados antes de 1 de diciembre del año de la obligación siempre que su liquidación se produzca antes del 1 de marzo del año siguiente.

En este caso, en el momento de la liquidación, el sujeto obligado o, en su caso, el sujeto delegado, deberán indicar al Coordinador Nacional del Sistema que la liquidación se está realizando contra la obligación del año anterior.

En caso de que el sujeto obligado no pueda acreditar la liquidación de CAE suficientes antes del 1 de marzo del año siguiente, deberá realizar, a más tardar en dicha fecha y ante el Gestor del Fondo Nacional de Eficiencia Energética, el pago de una cuantía económica equivalente a los ahorros energéticos no alcanzados mediante CAE.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 266/2021, de 13 de abril, por el que se aprueba la concesión directa de ayudas a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla para la ejecución de incentivos ligados a la movilidad eléctrica (MOVES III) en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia Europeo.*

Se modifica el párrafo primero del apartado 4 del artículo 10 del Real Decreto 266/2021, de 13 de abril, por el que se aprueba la concesión directa de ayudas a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla para la ejecución de incentivos ligados a la movilidad eléctrica (MOVES III) en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia Europeo, con la siguiente redacción:

> «4. Según lo establecido en el artículo 31.9 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, así como en el artículo 83.3 de su reglamento de desarrollo, aprobado por Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, se prevé un máximo del 5 por ciento del presupuesto asignado a cada comunidad autónoma y ciudades de Ceuta y Melilla en el anexo V como costes indirectos imputables a las actuaciones subvencionadas.»

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.*

Se modifica el párrafo primero del apartado 4 del artículo 10 del Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, con la siguiente redacción:

> «4. Según lo establecido en el artículo 31.9 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, así como en el artículo 83.3 de su reglamento de desarrollo, aprobado por Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, se prevé un máximo del 5 por ciento del presupuesto asignado a cada comunidad autónoma y ciudades de Ceuta y Melilla en el anexo V como costes indirectos imputables a las actuaciones subvencionadas.»

Disposición final tercera. *Títulos competenciales.*

Este real decreto se dicta en ejercicio de las competencias que las reglas 13.ª, 23.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución Española atribuyen al Estado sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, sobre protección del medio ambiente y sobre bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 32

Orden TED/815/2023, de 18 de julio, por la que se desarrolla parcialmente el Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, por el que se establece un Sistema de Certificados de Ahorro Energético

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 172, de 20 de julio de 2023
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2023-16734

I

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, en cumplimiento del artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y de Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, estableció en su artículo 69 la creación del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética (en adelante, SNOEE), cuyos sujetos obligados son las empresas comercializadoras de gas y electricidad, los operadores de productos petrolíferos al por mayor y los operadores de gases licuados del petróleo al por mayor. El artículo 71.2 de la citada ley habilita al Gobierno para regular un sistema de acreditación de ahorros de energía final, mediante la emisión de Certificados de Ahorro Energético (en adelante, CAE) que, una vez en marcha, permita a los sujetos obligados dar cumplimiento parcial o totalmente a sus obligaciones de ahorro energético al menor coste posible, mediante la realización o promoción, directa o indirecta, de actuaciones de eficiencia energética en diversos sectores como la edificación, el transporte, la industria o los servicios.

La regulación básica del Sistema de CAE se recoge en el Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, por el que se establece un sistema de Certificados de Ahorro Energético. Dicho Sistema de CAE ofrece una alternativa a los sujetos obligados del SNOEE para poder cumplir con parte de sus obligaciones anuales de ahorro de energía final mediante la liquidación de CAE, frente a la vía única de aportaciones económicas al Fondo Nacional de Eficiencia Energética existente hasta el momento. El Sistema de CAE aspira además a la promoción, en todo el territorio nacional, de una economía que utilice más eficazmente los recursos energéticos y por consiguiente sea más competitiva.

Los CAE deben reflejar los ahorros anuales de consumo de energía final reconocidos como consecuencia de las inversiones realizadas en actuaciones de eficiencia energética, las cuales deben cumplir con los principios y la metodología de cálculo de ahorro de energía establecidos en el anexo V de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, y en la Recomendación (UE) 2019/1658 de la Comisión, de 25 de septiembre de 2019, relativa a la transposición de las obligaciones de ahorro de energía en virtud de la Directiva de eficiencia energética, de forma que permitan su posterior

contabilización para el cumplimiento del artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y de Consejo, de 25 de octubre de 2012.

II

Mediante esta orden se desarrolla parcialmente el Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, con la finalidad de permitir la correcta puesta en marcha y funcionamiento del Sistema de CAE, tal y como se recoge en el Capítulo I. En concreto esta orden desarrolla los artículos 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 y 20 del citado real decreto, cuya correspondencia exacta con el articulado de la orden se puede consultar en la tabla de correspondencias recogida a tal efecto en la Memoria de Análisis de Impacto Normativo (MAIN) de la orden.

El capítulo II de la orden regula la figura del sujeto delegado y las condiciones legales, técnicas y económico-financieras que debe cumplir para su acreditación y para poder asumir por delegación parte de los objetivos de ahorro energético de los sujetos obligados, pudiendo desarrollar o promover la realización de actuaciones generadoras de ahorros en el consumo de energía final. La norma establece también la forma en la que el solicitante deberá justificar el cumplimiento de todos los requisitos establecidos para la acreditación y para la conservación de la condición de sujeto delegado.

En relación con los contratos de delegación que se podrán celebrar entre un sujeto delegado y un sujeto obligado, la orden precisa la información que deben remitir los interesados al Coordinador Nacional del Sistema de CAE cuando se celebren los contratos y en el caso de que se produzcan modificaciones en los mismos.

El Capítulo III de la orden regula el procedimiento de emisión de CAE. En él se especifica el contenido mínimo del convenio CAE, mediante el cual un sujeto obligado o un sujeto delegado puede convertirse en propietario del ahorro anual en energía final de una actuación de la cual no haya realizado la inversión.

Asimismo, como una de las piezas clave del sistema y con el objetivo de alcanzar una mayor agilidad en la emisión de CAE, se detalla el papel del verificador de ahorro energético, entidad acreditada por ENAC, la Entidad Nacional de Acreditación en España, para la verificación de los ahorros de energía conseguidos con la ejecución de actuaciones en materia de eficiencia energética. Aquellos sujetos interesados en acreditarse como verificadores de ahorro energético deberán dirigir sus solicitudes de acreditación a ENAC y será dicha entidad quien llevará a cabo el proceso de acreditación. Como resultado de este, ENAC publicará el listado de verificadores de ahorro energético acreditados, con sus datos de contacto. Por su parte, el Coordinador Nacional se encargará de hacer accesible desde la plataforma del Sistema de CAE la información publicada por ENAC al respecto.

La orden también establece el procedimiento de solicitud de verificación de los ahorros anuales de energía final conseguidos con la puesta en marcha de actuaciones de eficiencia energética, así como el procedimiento a seguir para la verificación de los ahorros por parte del verificador.

Una vez verificados los ahorros conseguidos, la orden define los requisitos para que los sujetos obligados o delegados puedan solicitar la emisión de CAE, así como la cantidad mínima de ahorros que deberá tener el expediente de solicitud. Estas medidas se establecen en aras de encontrar un equilibrio adecuado entre los costes y los beneficios del Sistema de CAE tanto para los interesados como para la Administración. En este mismo sentido, se regula cómo debe proceder el Gestor Autonómico para la validación del expediente de solicitud, la emisión de los CAE correspondientes y su preinscripción en el Registro Nacional de CAE.

El capítulo III también regula el contenido mínimo de los CAE y limita su validez a los tres años siguientes a la finalización de la ejecución de la actuación generadora del ahorro de energía, o bien al 1 de enero de 2031, lo que suceda antes.

El capítulo IV de la orden desarrolla la organización y gestión del Registro Nacional de CAE, garante de la validez de los CAE emitidos en el territorio nacional y de la trazabilidad de las operaciones realizadas con los mismos por sus titulares. Se encomienda su gestión a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, detallando que estará integrado en la plataforma electrónica del Sistema de CAE. Asimismo, se desarrollan su organización, el procedimiento

de inscripción de CAE, el procedimiento de cancelación de la inscripción en caso de que se detecten irregularidades y los campos que contendrán los listados de agentes del Sistema de CAE. Estos listados tienen un carácter instrumental respecto del Sistema de CAE y contendrán los datos más relevantes de los sujetos obligados y de los sujetos delegados, todos ellos personas jurídicas.

Por último, en su capítulo V, la norma regula las actuaciones singulares de ahorro energético, introduciendo la posibilidad de que los solicitantes presenten al Coordinador Nacional del Sistema de CAE aquellas actuaciones que pretenden realizar, adjuntando una valoración previa favorable de un verificador de ahorro energético. En tal caso, el Coordinador Nacional emitirá un documento indicando si el proyecto de actuación es susceptible de beneficiarse del Sistema de CAE y si la metodología propuesta para el cálculo de los ahorros es adecuada, con el objetivo de dotar de una mayor seguridad a las empresas respecto al encaje de actuaciones singulares en el Sistema de CAE. También se regula la documentación que se deberá presentar para solicitar la emisión de CAE una vez ejecutada una actuación singular de ahorro energético, y la metodología que debe emplearse para el cálculo de los ahorros de energía final obtenidos.

III

En relación con la fundamentación jurídica, a lo largo del articulado del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, se habilita a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para el desarrollo mediante orden de sus disposiciones. En la Memoria de Análisis de Impacto Normativo (MAIN) de la orden se explicita en una tabla ad hoc la correspondencia entre los preceptos desarrollados del real decreto y los artículos de la orden.

Asimismo, esta orden se adecúa a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

Así, de acuerdo con los principios de necesidad y eficacia, esta norma se justifica en la necesidad de desarrollar lo previsto en el artículo 71.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y en el referido Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, siendo la manera más eficaz de llevarlo a cabo.

La orden se adecúa al principio de proporcionalidad, dado que contiene la regulación imprescindible para atender la necesidad a cubrir, sin que existan otras medidas menos restrictivas o que impongan menos obligaciones a los destinatarios para la consecución de los fines previstos en la misma.

A fin de garantizar el principio de seguridad jurídica, la iniciativa normativa se ejerce de manera coherente con el resto del ordenamiento jurídico, tanto nacional como de la Unión Europea, para generar un marco normativo estable, predecible, integrado, claro y de certidumbre, que facilita su conocimiento, comprensión y aplicación y, en consecuencia, la actuación y toma de decisiones de las personas y empresas.

Conforme al principio de transparencia, en la elaboración de la norma se han sustanciado, durante los meses de julio y agosto de 2022, los trámites de audiencia e información públicas. En concreto, el anuncio del trámite de audiencia e información pública, de acuerdo con lo previsto en el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno y en el artículo 133.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, fue publicado a través del portal de internet del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el 14 de julio de 2022, y el plazo para enviar las eventuales alegaciones finalizó el 26 de agosto de 2022. Dicho trámite de audiencia fue notificado a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y de Melilla, con objeto de garantizar y facilitar su participación en el mismo, habida cuenta del vigente orden constitucional de distribución de competencias en materia de eficiencia energética. Una vez vistas, analizadas y, en su caso, incorporadas en el texto las alegaciones recibidas, entre las que se encuentran varias procedentes de órganos y entidades de comunidades autónomas, se ha procedido a elaborar la propuesta definitiva del texto de la orden.

Finalmente, en virtud del principio de eficiencia, la norma introduce las mínimas cargas administrativas imprescindibles para garantizar el correcto funcionamiento del Sistema de

CAE, relacionadas con los trámites necesarios para solicitar la emisión de un CAE y la acreditación como sujeto delegado.

Por otro lado, debido a que los potenciales interesados y operadores económicos que puedan participar en el sistema de certificación, y procedimientos que se regulan en esta orden, son personas jurídicas, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, la tramitación electrónica de los CAE será obligatoria en todas las fases del procedimiento.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 5.3.b) del Estatuto de la Agencia Española de Protección de Datos, aprobado mediante el Real Decreto 389/2021, de 1 de junio, esta orden ha sido objeto de informe por la Agencia Española de Protección de Datos.

Esta orden se adecúa al orden de distribución de competencias regulado en el artículo 149.1.13.ª, 23.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica; en materia de legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las comunidades autónomas de establecer normas adicionales de protección; y sobre bases de régimen minero y energético, respectivamente.

En su virtud, con la aprobación previa de la Ministra de Hacienda y Función Pública, dispongo:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto y finalidad.*

1. Esta orden tiene como objeto el desarrollo de los artículos 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 y 20 del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, por el que se establece un sistema de Certificados de Ahorro Energético.

2. La finalidad de esta orden es garantizar la correcta implantación y funcionalidad del sistema de Certificados de Ahorro Energético (en adelante, CAE).

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta orden se aplicará a todo el Sistema de CAE, incluyendo a los agentes que participen en el mismo y, en particular, a aquellos que tengan la condición de sujeto delegado, verificador de ahorro energético o Gestor Autonómico, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2 del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero.

CAPÍTULO II

Sujetos delegados y contrato de delegación

Artículo 3. *Sujeto delegado.*

1. Un sujeto delegado es toda persona jurídica de naturaleza pública o privada que pueda asumir, total o parcialmente, la delegación de la obtención de nuevos ahorros anuales de energía de uno o varios sujetos obligados y que haya sido previamente acreditado como tal por el Coordinador Nacional del Sistema de CAE.

2. En ningún caso podrán acreditarse como sujetos delegados aquellas personas jurídicas que pudieran, directa o indirectamente, participar en el diseño, organización o gestión del propio Sistema.

3. La asunción por parte de un sujeto delegado del compromiso de obtención de nuevos ahorros anuales de energía para uno o varios sujetos obligados se realizará mediante la firma de un contrato de delegación entre las partes, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 10.

4. Los sujetos delegados únicamente podrán cumplir con los compromisos adquiridos de obtención de nuevos ahorros anuales de energía mediante la liquidación de CAE. En ningún caso podrán hacer frente a los mismos mediante aportaciones económicas al Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

5. Los sujetos delegados podrán participar en las convocatorias de subastas de necesidades de ahorro energético que, en su caso, convoque la Secretaría de Estado de Energía de acuerdo con las condiciones que se establezcan mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

6. Los sujetos delegados únicamente podrán acreditar el cumplimiento de las necesidades de ahorro energético que les hayan sido adjudicadas en un procedimiento de subasta mediante la liquidación de CAE.

Artículo 4. *Acreditación como sujeto delegado.*

Aquellas personas jurídicas que quieran adquirir la condición de sujeto delegado deberán acreditar previamente su capacidad legal, técnica y económico-financiera para hacer frente tanto a los compromisos de obtención de nuevos ahorros anuales de energía que puedan adquirir a través de la celebración de un contrato de delegación como a las necesidades de ahorro energético de las que puedan ser adjudicatarios en un procedimiento de subasta.

Artículo 5. *Capacidad legal del sujeto delegado.*

Los solicitantes de la condición de sujeto delegado deberán tener:

a) Personalidad jurídica propia.

b) Objeto social de carácter mercantil.

c) Nacionalidad española o, en su caso, de otro Estado miembro de la Unión Europea o de un tercer Estado con establecimiento permanente en España.

Artículo 6. *Capacidad técnica del sujeto delegado.*

1. Los solicitantes de la condición de sujeto delegado deberán tener contratados en plantilla, al menos:

a) Seis profesionales con una titulación universitaria oficial con nivel mínimo MECES 2-EQF 6 de Ingeniero, Ingeniero Técnico, Arquitecto, Arquitecto Técnico, Licenciado o Grado, que al menos cumplan con uno de los siguientes supuestos:

1.º Reúnan los requisitos para el ejercicio de la actividad profesional de auditor energético conforme a lo dispuesto en el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía.

2.º Estén en posesión de un certificado en vigor de auditor o gestor energético expedido por una entidad de certificación acreditada por ENAC, la Entidad Nacional de Acreditación en España, o por el Organismo Nacional de Acreditación de cualquier Estado miembro de la Unión Europea designado de acuerdo con el Reglamento (CE) 765/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de julio de 2008, por el que se establecen los requisitos de acreditación y vigilancia del mercado relativos a la comercialización de los productos y por el que se deroga el Reglamento (CEE) 339/93.

Al menos tres de estos seis profesionales deben poder acreditar una experiencia en eficiencia energética de, como mínimo, tres años.

b) Dos profesionales con una titulación universitaria oficial con nivel mínimo MECES 2-EQF 6 en uno o varios de los siguientes ámbitos de conocimientos estipulados en el Real Decreto 822/2021, de 28 de septiembre, por el que se establece la organización de las enseñanzas universitarias y del procedimiento de aseguramiento de su calidad:

1.º Ciencias económicas, administración y dirección de empresas, márquetin, comercio, contabilidad y turismo.

2.º Derecho y especialidades jurídicas.

Al menos uno de estos dos profesionales debe poder acreditar una experiencia en eficiencia energética de, como mínimo, tres años.

2. Alternativamente a lo dispuesto en el apartado 1, si la empresa puede justificar al menos tres años de experiencia como sujeto delegado en un sistema de ahorros energéticos certificados de otro Estado miembro de la Unión Europea, deberán tener en plantilla ocho profesionales con una titulación universitaria oficial con nivel mínimo MECES 2-EQF 6.

Cuatro de estos ocho profesionales deben poder acreditar una experiencia mínima de tres años en sistemas de ahorros certificados de cualquier Estado miembro de la Unión Europea.

Para acogerse a lo dispuesto en este apartado, en ningún caso podrán haber transcurrido más de dos años desde la baja o pérdida de la condición de sujeto delegado en el sistema de ahorros energéticos certificados de otro Estado miembro a la fecha de la presentación de la solicitud de acreditación.

3. Las titulaciones exigidas en el apartado 1 deberán adecuarse a los títulos correspondientes por razón de materia incluidos en el Registro de Universidades, Centros y Títulos (en adelante, RUCT). Asimismo, las titulaciones exigidas en el apartado 2 deberán estar incluidas en el RUCT.

No se admitirá que los requisitos establecidos en los apartados 1 y 2 se cumplan mediante personal externo a la empresa u otras fórmulas de contratación.

4. Los solicitantes de la condición de sujeto delegado deberán tener un sistema de gestión de calidad UNE-EN ISO 9001 certificado por una entidad acreditada por ENAC o por el Organismo Nacional de Acreditación de cualquier Estado miembro de la Unión Europea designado de acuerdo con el Reglamento (CE) 765/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de julio de 2008. El alcance de este sistema de gestión debe cubrir en todo caso la actividad como sujeto delegado.

5. En caso de querer acogerse a lo dispuesto en el artículo 7.2, letra a), los solicitantes deberán acreditar su experiencia previa de tres o más años en materia de eficiencia energética en cualquier Estado miembro de la Unión Europea.

Artículo 7. *Capacidad económico-financiera del sujeto delegado.*

1. Los solicitantes de la condición de sujeto delegado deberán:

a) Encontrarse al corriente del pago en las obligaciones tributarias y con la Seguridad Social.

La presentación de la solicitud de acreditación como sujeto delegado conllevará la autorización del solicitante para que el Coordinador Nacional del Sistema de CAE obtenga de forma directa la acreditación de la circunstancia de estar al corriente de las obligaciones tributarias, a través de certificados telemáticos, en cuyo caso el solicitante no deberá aportar las correspondientes certificaciones. No obstante, el solicitante podrá denegar expresamente el consentimiento, debiendo aportar entonces las certificaciones correspondientes.

b) No haber solicitado la declaración de concurso, ni haber sido declarado insolvente en cualquier procedimiento, ni hallarse declarado en concurso, ni estar sujeto a intervención judicial, ni haber sido inhabilitado conforme al texto refundido de la Ley Concursal, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2020, de 5 de mayo, sin que haya concluido el período de inhabilitación fijado en la sentencia de calificación del concurso.

c) Ser solvente a la vista de su balance y cuenta de resultados. Para ello deberá tener unos Fondos Propios superiores a quinientos mil euros (500.000 euros).

2. En base a su experiencia previa en materia de eficiencia energética o en un sistema de ahorros certificados de otro Estado miembro de la Unión Europea, los solicitantes de la condición de sujeto delegado deberán, además, cumplir los siguientes requisitos:

a) Las entidades con una experiencia previa de tres o más años deberán:

1.º Tener un volumen de facturación por servicios en eficiencia energética o bien por compraventa de ahorros certificados de otro Estado miembro de la Unión Europea de al menos un millón de euros (1.000.000 de euros) en los últimos tres años, en conjunto.

2.º Tener contratado y en vigor un seguro de responsabilidad civil, u otra garantía financiera que cubra los riesgos que puedan derivarse de sus actuaciones, con una cobertura por valor de, como mínimo, un millón de euros (1.000.000 de euros).

El referido seguro deberá cubrir, al menos, el 10% del valor económico total de los compromisos de ahorro anual de energía y de las necesidades de ahorro energético, en conjunto, para los cuales haya asumido la delegación o haya sido adjudicatario en un procedimiento de subasta.

Para el cálculo de dicho valor económico se tendrá en cuenta el valor de la equivalencia financiera definida mediante la orden por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética que se encuentre vigente en el momento en que se haya asumido la delegación o en el que se haya celebrado la subasta de necesidades de ahorro energético.

El valor de la cobertura del citado seguro de responsabilidad civil será el que determine la capacidad máxima de compromisos de nuevos ahorros de energía y de necesidades de ahorro energético que dicha persona podrá asumir una vez acreditada como sujeto delegado.

b) Las entidades con una experiencia previa inferior a tres años deberán tener contratado y en vigor un seguro de responsabilidad civil, u otra garantía financiera que cubra los riesgos que puedan derivarse de sus actuaciones, con una cobertura por valor de, como mínimo, dos millones de euros (2.000.000 de euros).

El referido seguro deberá cubrir, al menos, el 20 % del valor económico total de los compromisos de ahorro anual de energía y de las necesidades de ahorro energético, en conjunto, para los cuales haya asumido la delegación o haya sido adjudicatario en un procedimiento de subasta.

Para el cálculo de dicho valor económico se tendrá en cuenta el valor de la equivalencia financiera definida mediante la orden por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética que se encuentre vigente en el momento en que se haya asumido la delegación o en el que se haya celebrado la subasta de necesidades de ahorro energético.

El valor de la cobertura del citado seguro de responsabilidad civil será el que determine la capacidad máxima de compromisos de nuevos ahorros de energía y de necesidades de ahorro energético que dicha persona podrá asumir una vez acreditada como sujeto delegado.

Artículo 8. *Justificación del cumplimiento de los requisitos para la acreditación como sujeto delegado.*

1. El cumplimiento de los requisitos citados en los artículos 5, 6 y 7 deberá acreditarse ante el Coordinador Nacional del Sistema de CAE. Para ello, quien desee adquirir la condición de sujeto delegado deberá presentar una solicitud de acreditación como delegado, adjuntando la siguiente documentación:

a) Escritura de constitución de la entidad.

b) Poder notarial de la representación legal de la persona que firma la solicitud, sin perjuicio de otros medios válidos de acreditar la representación según lo dispuesto en el artículo 5.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

c) Documentación que justifique la capacidad técnica de la plantilla del solicitante, incluyendo para cada empleado, al menos:

1.º Título universitario oficial o, en tanto no se produzca la expedición material del mismo, certificación supletoria provisional en vigor expedida por la universidad donde cursó los estudios conforme a lo previsto en el Real Decreto 1002/2010, de 5 de agosto, sobre expedición de títulos universitarios oficiales.

Las personas con titulaciones obtenidas en el extranjero deberán acreditar estar en posesión de la correspondiente credencial que acredite la homologación del título profesional habilitante para el ejercicio de una profesión regulada, del certificado de declaración de equivalencia para el resto de títulos no habilitantes, o, en su caso, del reconocimiento de la cualificación conforme a lo previsto en la normativa vigente.

2.º En su caso, certificado de experiencia en eficiencia energética firmado por el organismo o empresa donde se desarrolló dicha experiencia laboral, indicando los proyectos en los que participó.

3.º Declaración responsable de la existencia de una relación laboral entre el solicitante y el empleado, y de que éste último está dado de alta en la Seguridad Social.

d) En caso de querer acogerse a lo dispuesto en el artículo 6.2, certificado en el que conste la fecha de alta como sujeto delegado en algún sistema de ahorros certificados de otro Estado miembro de la Unión Europea y el estado de alta actual, o en su caso, la fecha de baja o pérdida de tal condición.

e) Certificado de su sistema de gestión de calidad UNE-EN ISO 9001, cuyo alcance cubra la actividad como sujeto delegado.

f) En caso de querer acogerse a lo dispuesto en el artículo 7.2, letra a), documentación que demuestre su experiencia previa, debiendo incluir, al menos:

1.º El certificado especificado en el apartado d) del presente artículo, o bien porfolio con los proyectos y trabajos acometidos por el solicitante en materia de eficiencia energética. El rango temporal durante el que se han realizado dichos proyectos y trabajos debe ser igual o superior a tres años.

2.º Facturas por valor de, al menos, un millón de euros (1.000.000 de euros) en los últimos tres años por compraventa de ahorros certificados de otro Estado miembro de la Unión Europea, o bien por servicios, proyectos o trabajos vinculados a la eficiencia energética.

g) Certificado de estar al corriente de las obligaciones con la Seguridad Social, sólo en el caso de que el solicitante haya denegado expresamente el consentimiento al Coordinador Nacional para la obtención directa del certificado telemático.

h) Certificado de estar al corriente de las obligaciones tributarias, sólo en el caso de que el solicitante haya denegado expresamente el consentimiento al Coordinador Nacional para la obtención directa del certificado telemático.

i) Declaración responsable de no haber solicitado la declaración de concurso, ni haber sido declarado insolvente en cualquier procedimiento, ni hallarse declarado en concurso, ni estar sujeto a intervención judicial, ni haber sido inhabilitado conforme al texto refundido de la Ley Concursal, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2020, de 5 de mayo, sin que haya concluido el período de inhabilitación fijado en la sentencia de calificación del concurso.

j) Balance y cuenta de pérdidas y ganancias de los dos últimos ejercicios disponibles, conforme a los modelos normales o abreviados, según corresponda, de las cuentas anuales establecidos en el Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el Plan General de Contabilidad. En el caso de entidades que deban presentar sus cuentas anuales según lo establecido en la Orden EHA/1037/2010, de 13 de abril, por la que se aprueba el Plan General de Contabilidad Pública, balance y cuenta del resultado económico patrimonial.

k) Póliza vigente del seguro de responsabilidad civil suscrito para el cumplimiento de sus compromisos como sujeto delegado, o bien justificación de la garantía económica equivalente, en la que se indique la cuantía de la cobertura y su periodo de validez.

l) Declaración responsable en la que el solicitante indique que todos los datos e información facilitada con la solicitud son ciertos, y en la que se comprometa a comunicar al Coordinador Nacional en un plazo máximo de diez días cualquier variación en los datos facilitados, en el caso de adquirir la condición de sujeto delegado.

m) Relación de las direcciones de los sitios web utilizados por el sujeto delegado para informar al público de sus ofertas comerciales vinculadas al Sistema de CAE.

2. Si se trata de una empresa de servicios energéticos de inversión, categoría 3, certificada de acuerdo con la norma UNE 216701 por una empresa acreditada por ENAC o por el Organismo Nacional de Acreditación de cualquier Estado miembro de la Unión Europea designado de acuerdo al Reglamento (CE) 765/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de julio de 2008, deberá presentar dicha certificación y no será necesario que cumpla los apartados 1 y 2 del artículo 6 ni que presente la documentación correspondiente al apartado 1, letra c), de este artículo.

3. La solicitud de acreditación como sujeto delegado se presentará en todo caso por medios electrónicos, empleando la plataforma electrónica que el Coordinador Nacional del

Sistema de CAE habilite al efecto. Mientras dicha plataforma no se encuentre en funcionamiento, se estará a lo previsto en la disposición transitoria primera de esta orden.

Artículo 9. *Resolución de la acreditación como sujeto delegado.*

1. El Coordinador Nacional deberá resolver y notificar la solicitud de acreditación en un plazo máximo de dos meses desde la presentación de la misma. Transcurrido dicho plazo sin que se hubiera notificado la resolución se entenderá estimada la solicitud, sin perjuicio de la obligación de dictar resolución expresa confirmatoria de dicha estimación, de acuerdo con lo previsto en el artículo 24 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

2. Aquellas personas cuya solicitud sea resuelta favorablemente, adquirirán la condición de sujeto delegado, válida en todo el territorio nacional, y por tanto la de sujeto acreditado del Sistema de CAE, que mantendrán siempre y cuando se mantengan las condiciones declaradas en su solicitud y durante el tiempo de vigencia de su póliza de responsabilidad civil o garantía económica equivalente.

No obstante, para la conservación de la condición de sujeto delegado deberá poder justificarse en todo momento el mantenimiento de la capacidad legal, técnica y económico-financiera, a cuyo efecto el interesado deberá aportar cuando el Coordinador Nacional se lo solicite la documentación correspondiente.

Asimismo, el sujeto delegado deberá notificar al Coordinador Nacional en un plazo no superior a 10 días cualquier cambio que se pueda producir en la documentación aportada, debiéndola mantener actualizada en todo momento. Esta obligación no será aplicable a los cambios que se produzcan en las cuentas anuales del sujeto delegado, a menos que dichos cambios afecten a su capacidad económico-financiera.

3. Los datos identificativos de cada sujeto delegado serán incorporados de oficio por el Coordinador Nacional en un listado, de acuerdo con lo indicado en el artículo 22, que se actualizará cada vez que se produzcan cambios bien en los sujetos delegados o bien en su información asociada.

La información contenida en el referido listado necesaria para la identificación de los sujetos delegados debidamente acreditados será de acceso público.

4. Ninguna persona jurídica podrá asumir compromisos de ahorro energético a efectos del Sistema de CAE ni podrá participar en una subasta de necesidades de ahorro energético mientras no ostente la condición de sujeto delegado.

5. Ningún sujeto delegado podrá asumir compromisos de ahorro energético a efectos del Sistema de CAE ni ser adjudicatario de necesidades de ahorro energético por una cantidad superior, en conjunto, a la capacidad que tenga disponible en un determinado momento.

Se considerará como capacidad disponible aquella que resulte de descontar de su capacidad máxima, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 7.2, los compromisos de nuevos ahorros anuales de energía y de necesidades de ahorro energético que dicho sujeto delegado tenga pendientes de liquidar.

6. Un sujeto delegado que deje de cumplir los requisitos establecidos en este artículo dejará de ostentar tal condición.

7. Dejará de tener la consideración de sujeto delegado aquel que incurra, de manera intencionada, en falsedad documental o material respecto de las actuaciones de eficiencia energética para las que pretenda solicitar o haya solicitado emisión de CAE.

8. En el caso en el que un sujeto delegado pierda tal condición, y a fin de evitar la pérdida de los ahorros energéticos certificados, se le otorgará un periodo transitorio de dos meses para que regularice su situación y pueda volver a operar normalmente con los CAE de su titularidad. Pasado este plazo sin que el sujeto haya conseguido regularizar su situación, los CAE que en ese momento fueran de su titularidad deberán, en un plazo máximo de un mes o antes de su fecha de expiración si ésta venciese antes:

a) Ser transmitidos a los sujetos obligados con quien el sujeto delegado tuviera firmado y en vigor un contrato de delegación, de forma proporcional al valor de los compromisos de consecución de ahorro energético que tuviera firmados con cada uno de los referidos sujetos obligados, y en ningún caso superando el valor de dichos compromisos.

b) En caso de que no existiera un contrato de delegación vigente en el momento de la pérdida de la condición de sujeto delegado o existiera excedente de CAE una vez aplicado el

reparto indicado en el párrafo anterior, ser vendidos a otros sujetos delegados o a sujetos obligados.

Artículo 10. *Contrato de delegación.*

1. La delegación por parte de un sujeto obligado de la obtención de nuevos ahorros anuales de energía acreditados mediante CAE, que le permitan cumplir con su obligación de ahorro energético, total o parcialmente, se realizará mediante la firma de un contrato de delegación con un sujeto delegado.

El referido contrato deberá incluir una cláusula en la que se indique que las obligaciones individuales de ahorro de energía final, establecidas mediante orden, se mantendrán en todo caso en el sujeto obligado que realice la delegación.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las responsabilidades de derecho privado que, en su caso, hubieran acordado ambos sujetos en el correspondiente contrato de delegación.

2. El sujeto delegado deberá comunicar la celebración de contratos de delegación al Coordinador Nacional del Sistema de CAE, en un plazo máximo de 15 días desde su celebración. En dicha comunicación deberá facilitar al menos la siguiente información:

a) Identificación fiscal y denominación social del sujeto obligado que es parte en el contrato y realiza la delegación.

b) La cantidad delegada de nuevos ahorros de energía a acreditar mediante CAE, expresada en kilovatios hora (kWh), sin posiciones decimales.

c) Los años naturales para los cuales se realiza la delegación, con indicación de las cantidades de ahorro anual delegadas en cada ejercicio, expresada en kilovatios hora (kWh), sin posiciones decimales.

d) La duración máxima del contrato de delegación, entendida como el último día en el que el sujeto delegado puede liquidar los CAE delegados por el sujeto obligado, correspondientes al último año natural para el cual se haya realizado la delegación.

e) El porcentaje, con dos decimales, que la cantidad de ahorro delegada en cada ejercicio representa sobre la obligación de ahorro de energía del sujeto obligado para dicho año. Esta información solamente se incluirá para aquellos años en los que la obligación de ahorro anual se haya fijado antes de la formalización del contrato de delegación.

Esta comunicación se realizará a través de la plataforma electrónica que se habilite al efecto. Mientras dicha plataforma no se encuentre en funcionamiento, se estará a lo previsto en la disposición transitoria primera de esta orden.

3. Junto con el contrato de delegación, el sujeto delegado podrá presentar, en su caso, la póliza de responsabilidad civil o justificación de la garantía económica equivalente con el valor de la cobertura actualizado.

4. El Coordinador Nacional, una vez recibida la información, dispondrá de un plazo de veinte días para resolver y notificar la decisión acerca de la capacidad del sujeto delegado para asumir la delegación, en base a lo dispuesto en el artículo 9.5. Transcurrido dicho plazo sin que se hubiera notificado la resolución se entenderá que el sujeto delegado tiene capacidad para asumir la delegación, sin perjuicio de la obligación de dictar resolución expresa confirmatoria de dicha decisión, de acuerdo con lo previsto en el artículo 24 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

5. Si el Coordinador Nacional decide que el sujeto delegado puede asumir la delegación, se considerará que éste asume un compromiso de obtención de nuevos ahorros de energía acreditados mediante CAE, de acuerdo con las condiciones recogidas en el contrato de delegación.

En este caso, el Coordinador Nacional procederá a descontar las delegaciones asumidas y pendientes de liquidar de la capacidad disponible de dicho sujeto delegado.

6. Los sujetos delegados deberán comunicar al Coordinador Nacional, en un plazo máximo de quince días, cualquier modificación que se pudiera producir en los contratos de delegación previamente celebrados, así como su resolución por decisión de las partes antes de su fecha de extinción.

CAPÍTULO III

Procedimiento de emisión de Certificados de Ahorro Energético

Artículo 11. *Convenio CAE.*

1. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 12 del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, para convertirse en propietario del ahorro anual de energía final de una actuación de la cual no haya realizado la inversión, el sujeto obligado o el sujeto delegado, según proceda, deberá firmar un convenio CAE con quien tenga previsto llevar o hubiera llevado a cabo la inversión.

2. Por su parte, el artículo 13.1 del referido real decreto indica que el contenido del convenio CAE se regulará por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Así, en el convenio CAE se hará constar, al menos, la siguiente información:

a) Identificación de las partes que firman el convenio, mediante la indicación de su NIF y razón social o nombre.

b) Título descriptivo de la actuación de ahorro energético realizada o prevista.

c) Localización geográfica de la instalación o instalaciones en las que se ha llevado a cabo o va a llevarse a cabo la actuación, mediante la aportación de las coordenadas UTM y de las referencias catastrales donde se encuentran las citadas instalaciones.

En el caso de actuaciones de eficiencia energética en materia de movilidad, se facilitará la localización donde el propietario original del ahorro tenga su domicilio social, si se trata de personas jurídicas, o bien domicilio habitual, si se trata de personas físicas.

En el caso de actuaciones estandarizadas de eficiencia energética, la ficha correspondiente del catálogo establecerá el procedimiento de identificación, y en su caso localización, del elemento sobre el cual se ejecute o se haya ejecutado la actuación.

d) Ahorro anual de energía final, efectivo o previsto y con indicación de si es real o estimado, expresado en kilovatios hora (kWh), sin decimales.

En el caso en el que la actuación realizada haya estado dirigida al ahorro de energía primaria, deberá traducirse dicho ahorro de energía primaria, efectivo o previsto, en ahorro de energía final empleando los factores de paso recogidos en el anexo IV de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, o bien los que establezcan reglamentariamente.

e) Tipo de contraprestación ofrecida al propietario original del ahorro para incentivar la ejecución de la actuación y la transmisión de los ahorros.

f) Vida útil de la actuación, junto con el compromiso por parte de los firmantes del convenio de mantener activa la medida o medidas generadoras de ahorro durante todo el tiempo de vida útil de las mismas.

g) Declaración responsable del propietario inicial del ahorro en la que se compromete a que, una vez firmado el convenio CAE por una actuación determinada, no suscribirá convenios CAE por la misma actuación.

3. Una vez firmado el convenio CAE, el sujeto obligado o el sujeto delegado, según sea el caso, pasará a ser el propietario del ahorro anual de energía final conseguido o previsto, y podrá solicitar la emisión de los correspondientes CAE una vez que la actuación haya sido realizada.

Artículo 12. *Verificadores de ahorro energético.*

1. Aquellos sujetos que deseen acreditarse como verificador de ahorro energético deberán cumplir los criterios y el proceso que establezca a tal efecto el esquema de acreditación de organismos de verificación para el Sistema de CAE publicado por ENAC.

2. Existirá una acreditación diferenciada para verificadores de ahorro energético de actuaciones estandarizadas y de actuaciones singulares.

En el caso de actuaciones singulares, el esquema de acreditación podrá establecer diferentes sectores de actividad con criterios específicos que deberán cumplir los verificadores que deseen actuar en cada uno de estos sectores.

3. El documento que acredite a un sujeto como verificador de ahorro energético establecerá de forma clara el alcance de dicha acreditación. En él se definirá si la acreditación se limita a la verificación de actuaciones estandarizadas, de actuaciones singulares, o de ambas; y en el caso de actuaciones singulares, el sector o sectores de actividad para los cuales se acredita al verificador.

4. En ningún caso podrán acreditarse como verificadores de ahorro energético aquellas personas jurídicas que ostenten la condición de sujeto obligado o sujeto delegado del Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética, o que hayan ostentado tal condición en los tres años previos.

En el caso de que un verificador de ahorro energético acreditado por ENAC obtuviese la condición de sujeto obligado o sujeto delegado, perderá automáticamente su acreditación como verificador de ahorro energético.

5. ENAC publicará la información relativa a los verificadores de ahorro energético que estén acreditados, incluyendo el alcance de su acreditación, y comunicará dicha información al Coordinador Nacional, así como, en su caso, la pérdida de dicha acreditación.

Esta información será asimismo accesible desde la plataforma electrónica que el Coordinador Nacional del Sistema de CAE habilite al efecto y ponga a disposición de los agentes del sistema.

Artículo 13. *Verificación de los ahorros anuales de energía.*

1. Los sujetos obligados o sujetos delegados propietarios de un ahorro de energía final que quieran solicitar la emisión de los CAE correspondientes al mismo deberán, previamente, someter dichos ahorros a un proceso de comprobación por parte de un verificador de ahorro energético acreditado por ENAC.

2. Se podrá elegir libremente al verificador de ahorro energético de entre aquellos que figuren en la relación a la que hace referencia el artículo 12.5, siempre y cuando estén acreditados para el tipo de actuación cuyos ahorros se solicita verificar, estandarizada o singular, y en este último caso, para el sector de actividad de que se trate.

En cualquier caso, el verificador de ahorro energético elegido no podrá haber participado directa ni indirectamente en la actuación de eficiencia energética, incluyendo la valoración previa a la que se refiere el artículo 24.

3. La solicitud de verificación de los ahorros anuales de energía final deberá ir acompañada de la información indicada en el artículo 14.9 y 14.10, así como de la siguiente documentación:

a) Para actuaciones estandarizadas, la documentación indicada en la ficha técnica del Catálogo correspondiente a la actuación realizada. En caso de que la solicitud de verificación se presente para un conjunto de varias actuaciones estandarizadas, entonces deberá aportarse la información indicada en todas las fichas técnicas del Catálogo que sean de aplicación.

b) Para actuaciones singulares, al menos la documentación indicada en el artículo 25, así como aquella otra que, con objeto de poder proceder a la verificación de los ahorros anuales de energía efectivamente generados, pudiera requerir el verificador de ahorro energético.

4. El verificador de ahorro energético procederá de la siguiente manera:

a) Para actuaciones estandarizadas, certificará mediante la emisión de un dictamen favorable que la información aportada por el solicitante está completa y cumple con los requisitos establecidos en esta orden y en la ficha correspondiente del catálogo. También verificará que el valor de los ahorros anuales de energía obtenidos se corresponde con el asignado a la actuación realizada según la citada ficha.

Si en el proceso de verificación se detectan defectos de forma en el expediente, inexactitudes o incumplimientos de requisitos que impidan confirmar el valor del ahorro anual obtenido, el verificador de ahorro energético podrá, antes de la emisión de su dictamen de verificación, requerir subsanación siempre que dicha subsanación sea posible.

El verificador de ahorro energético emitirá dictamen desfavorable si no se realiza la subsanación en el plazo y en las condiciones establecidas o si la misma es deficiente. Asimismo, emitirá dictamen desfavorable si no es posible realizar la subsanación.

b) Para actuaciones singulares, además de lo indicado para actuaciones estandarizadas, el verificador comprobará que dichas actuaciones se hayan efectuado conforme al capítulo V de esta orden, así como la corrección técnica y formal de los cálculos, mediciones o auditorías energéticas realizadas.

Si en el proceso de verificación se detectan defectos de forma en el expediente, inexactitudes o incumplimientos de requisitos que impidan confirmar el valor del ahorro anual obtenido, el verificador de ahorro energético podrá, antes de la emisión de su dictamen de verificación, requerir subsanación siempre que dicha subsanación sea posible.

El verificador de ahorro energético emitirá dictamen desfavorable si no se realiza la subsanación en el plazo y en las condiciones establecidas o si la misma es deficiente. Asimismo, emitirá dictamen desfavorable si no es posible realizar la subsanación.

5. Se podrán incluir en una misma solicitud de verificación distintas actuaciones de eficiencia energética, siempre y cuando dichas actuaciones sean estandarizadas y hayan sido ejecutadas en el mismo año y dentro del ámbito territorial de la misma comunidad autónoma.

En estos casos, el verificador de ahorro energético emitirá un único dictamen de verificación para el conjunto de todas las actuaciones agrupadas. Si la verificación de cualquiera de las actuaciones individuales resultara desfavorable emitirá dictamen desfavorable.

6. El verificador de ahorro energético actuará y desempeñará su cometido de acuerdo con los procedimientos y la documentación técnica publicados al respecto por ENAC.

7. En lo relativo al tratamiento de datos de carácter personal durante el desempeño de su cometido, los verificadores de ahorro energético se someterán a lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y el Consejo, de 27 de abril de 2016, relativo a la protección de las personas físicas en lo que respecta al tratamiento de sus datos personales y a la libre circulación de estos datos y por el que se deroga la Directiva 95/46/CE, y en la Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre, de Protección de Datos Personales y garantía de los derechos digitales.

Artículo 14. *Solicitud de emisión de Certificados de Ahorro Energético.*

1. Únicamente pueden presentar solicitudes de emisión de CAE los sujetos obligados y los sujetos delegados.

2. Solamente se podrá solicitar la emisión de CAE correspondientes a actuaciones de ahorro energético que cuenten con un dictamen favorable de un verificador de ahorro energético.

3. Se podrán incluir en una misma solicitud de emisión de CAE distintas actuaciones de eficiencia energética, siempre y cuando dichas actuaciones hayan sido ejecutadas en el mismo año y dentro del ámbito territorial de la misma comunidad autónoma.

4. Un sujeto obligado no podrá solicitar la emisión de CAE en aquel año en que su obligación de ahorro de energía sea inferior a 50 MWh.

5. Tal y como establece el artículo 13.1 del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, la solicitud de emisión de CAE se dirigirá al Gestor Autonómico de la comunidad autónoma en cuyo territorio se hayan llevado a cabo la actuación o actuaciones generadoras del ahorro de energía.

En caso de que una actuación de eficiencia energética exceda del ámbito territorial de una comunidad autónoma, la solicitud de emisión de CAE se dirigirá al Coordinador Nacional.

En el caso de actuaciones de eficiencia energética en materia de movilidad, la solicitud se presentará ante el Gestor Autonómico del territorio donde tenga su domicilio el propietario original del ahorro. Se entenderá domicilio social, si se trata de personas jurídicas, o domicilio habitual, si se trata de personas físicas.

6. Cada solicitud de emisión de CAE deberá contemplar una cantidad mínima de ahorro de energía de 30 MWh. Este límite inferior no será aplicable para solicitudes relativas a actuaciones realizadas en el territorio de las Ciudades de Ceuta y de Melilla.

7. La solicitud se presentará en todo caso por medios electrónicos, empleando la plataforma electrónica que el Coordinador Nacional del Sistema de CAE habilite al efecto. Mientras dicha plataforma no se encuentre en funcionamiento, se estará a lo previsto en la disposición transitoria primera de esta orden.

8. En ningún caso una actuación que haya sido beneficiaria de un programa de ayudas financiado con cargo al Fondo Nacional de Eficiencia Energética podrá ser objeto de una solicitud de emisión de CAE.

9. La solicitud deberá contener, al menos, la siguiente información:

a) Código de identificación asignado al solicitante, de acuerdo con lo indicado en el artículo 22.

b) Tipo de actuación: estandarizada o singular.

c) Para actuaciones estandarizadas, código de la ficha o fichas de catálogo con sus correspondientes títulos descriptivos.

d) Para actuaciones singulares, título descriptivo de la actuación realizada y sector de actividad en el que se enmarca.

e) En su caso, convenio CAE firmado en el que se demuestre que el solicitante es el titular del ahorro anual de energía final para el cual se está solicitando la emisión de los CAE.

f) Localización geográfica de la instalación o instalaciones en las que se ha llevado a cabo la actuación, mediante la aportación de las coordenadas UTM y de las referencias catastrales donde se encuentran las citadas instalaciones, cuando aplique.

En el caso de actuaciones de eficiencia energética en materia de movilidad, se facilitará la localización donde el propietario original del ahorro tenga su domicilio social, si se trata de personas jurídicas, o bien domicilio habitual, si se trata de personas físicas.

En el caso de actuaciones estandarizadas de eficiencia energética, la ficha correspondiente del catálogo establecerá el procedimiento de identificación, y en su caso localización, del elemento sobre el cual se ejecute o se haya ejecutado la actuación.

g) Código CNAE 2009 de la actividad principal de la instalación o instalaciones en las que se ha llevado a cabo la actuación, si procede.

h) Vida útil de la actuación de eficiencia energética, junto con el compromiso del solicitante de mantener activa la medida o medidas generadoras de ahorro durante todo el tiempo de vida útil de las mismas.

i) Ahorro anual de energía final conseguido, expresado en kilovatios hora (kWh) sin posiciones decimales.

En el caso en el que la actuación realizada haya estado dirigida al ahorro de energía primaria, el solicitante deberá traducir dicho ahorro de energía primaria en ahorro de energía final, empleando los factores de paso recogidos en el anexo IV de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, o bien los que se establezcan reglamentariamente.

j) Fecha de inicio y fecha de finalización de la ejecución de la actuación de eficiencia energética que ha dado lugar al ahorro de energía.

La fecha de inicio de la ejecución de la actuación de eficiencia energética será la fecha más temprana entre las siguientes dos:

1.º La fecha de inicio de los trabajos u obras conducentes a la consecución del ahorro de energía.

2.º La fecha del primer compromiso en firme para el pedido de equipos u otro compromiso que haga irreversible la inversión.

La fecha de finalización de la ejecución de la actuación de eficiencia energética será la fecha en la que la actuación se haya completado y en su caso, puesto en marcha, siempre y cuando las medidas que suponen ahorros de energía estén activas.

k) Indicación de si la actuación generadora del ahorro ha solicitado o ha recibido apoyo de algún programa público de ayudas. En caso afirmativo, denominación del programa de

ayudas, entidad u órgano gestor del mismo, año, disposición reguladora y cuantía de la ayuda obtenida o esperada.

10. Asimismo, se facilitará la siguiente información a efectos estadísticos:

a) Inversión realizada, expresada en euros.
b) En su caso, costes operativos anuales estimados para el mantenimiento de la actuación de ahorro durante toda su vida útil, expresado en euros.
11. El solicitante deberá acompañar la solicitud de la siguiente documentación, pudiendo el Gestor Autonómico requerir cualquier otra documentación adicional que considere oportuna:

a) Declaración responsable en la que el solicitante indique que todos los datos e información facilitada con la solicitud son ciertos y en la que se compromete a comunicar al Gestor Autonómico y al Coordinador Nacional, en un plazo máximo de cinco días, cualquier variación en los datos facilitados durante toda la vida útil de la actuación de eficiencia energética.
b) Dictamen favorable emitido por un verificador de ahorro energético, acompañado del correspondiente informe de verificación.
c) Todos aquellos documentos justificativos de la realización de la actuación de ahorro energético que han servido para obtener el dictamen favorable citado en el apartado b.

Para actuaciones estandarizadas, el listado de documentación a presentar junto con la solicitud estará definido en cada una de las fichas técnicas del Catálogo de medidas estandarizadas de eficiencia energética.
Para actuaciones singulares, la documentación a presentar junto con la solicitud se recoge en el artículo 25.
12. El solicitante deberá mantener custodiados, desde la solicitud de emisión de los CAE y al menos hasta tres años después de su liquidación, todos los documentos presentados junto con la solicitud, debiendo estar a disposición de la Administración cuando así sean requeridos.

Artículo 15. *Validación del expediente y emisión de Certificados de Ahorro Energético.*

1. El Gestor Autonómico procederá a la comprobación de la documentación presentada por el solicitante (en adelante, expediente CAE) y, en su caso, a la validación de la solicitud.
2. El Gestor Autonómico, de acuerdo con su marco jurídico aplicable, comprobará, entre otros, que el solicitante ha presentado toda la documentación exigida para el tipo de actuación o actuaciones de eficiencia energética de que se trate, que la referida documentación cumple con los requisitos establecidos, y que se acompaña del dictamen favorable del verificador de ahorro energético.
3. Adicionalmente a lo contrastado por el verificador de ahorro energético, el Gestor Autonómico podrá requerir al solicitante de emisión de CAE, motivándolo debidamente, la presentación de aquella documentación complementaria que considere indispensable para la validación del expediente CAE.
4. La validación del expediente CAE por parte del Gestor Autonómico, una vez vistos el dictamen favorable del verificador de ahorro energético y la declaración responsable del solicitante, conllevará la emisión de un informe favorable de validación y la emisión de un número de CAE tal que la suma de todos ellos iguale a la cantidad de ahorro anual de energía final acreditado.
5. Los CAE emitidos serán preinscritos por el Gestor Autonómico en el Registro Nacional del Sistema de CAE, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 20.
6. En caso de que una actuación de eficiencia energética exceda del ámbito territorial de una comunidad autónoma, la validación del expediente CAE, la emisión de los CAE correspondientes y su preinscripción en el Registro Nacional de CAE la realizará el Coordinador Nacional, siguiendo un procedimiento análogo al indicado en este artículo para el Gestor Autonómico.
7. Los plazos para realizar la valoración del expediente, y en su caso, la emisión de CAE, serán los establecidos en el artículo 13 del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero.

Artículo 16. *Identificación y contenido de los Certificados de Ahorro Energético.*

1. Un CAE es un documento electrónico que establece el reconocimiento fehaciente de un nuevo ahorro anual de energía final.

2. Cada CAE se identifica mediante un código y tiene un valor único de un kilovatio hora (1 kWh), sin posiciones decimales.

3. Tiene la consideración de bien mueble y, para tener validez, debe estar inscrito en el Registro Nacional de CAE.

4. El CAE guardará en todo momento trazabilidad con su expediente CAE y con toda la información contenida en el mismo.

5. Cada CAE contendrá, al menos, la siguiente información:

a) Identificación de su titular en cada momento, para lo que llevará asociado tanto el código de identificación del sujeto al que se hace mención en el artículo 22 como el NIF y denominación social correspondientes.

b) Fecha de expiración de su validez.

Artículo 17. *Validez de los Certificados de Ahorro Energético.*

1. Un CAE será válido en todo el territorio nacional desde el momento de su inscripción en el Registro Nacional de CAE y hasta la fecha de expiración de su validez, que se producirá bien transcurridos tres años desde la finalización de la ejecución de la actuación de ahorro de energía que dio lugar al CAE bien el 1 de enero de 2031, lo que suceda antes.

2. Un CAE válido será visible a los sujetos obligados y a los sujetos delegados en el Registro Nacional de CAE y podrá ser objeto de compraventa o liquidación por quien sea su titular en cada momento.

3. Una vez que un CAE alcance su fecha de expiración, dejará de ser visible a los sujetos obligados y a los sujetos delegados en el Registro Nacional de CAE y ya no podrá ser ni vendido ni liquidado, perdiendo su titular toda capacidad de actuación sobre el mismo desde ese momento.

CAPÍTULO IV

Registro Nacional de Certificados de Ahorro Energético y listados de agentes del Sistema de Certificados de Ahorro Energético

Artículo 18. *Gestión del Registro Nacional de Certificados de Ahorro Energético.*

1. El Registro Nacional de CAE, creado mediante el artículo 11 del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, será gestionado por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

2. Dicho registro está integrado en la plataforma electrónica a la que hace mención el artículo 20 del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero.

3. Según lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, el tratamiento de datos de carácter personal en el ámbito del Registro Nacional de Certificados de Ahorro Energético, incluidos los listados de agentes del Sistema de CAE regulados en el artículo 22 de esta orden, se someterá a lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y el Consejo, de 27 de abril de 2016, y en la Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre.

Artículo 19. *Organización del Registro Nacional de Certificados de Ahorro Energético.*

1. El Registro Nacional de CAE será electrónico y se comunicará con los listados de agentes del Sistema de CAE regulados en el artículo 22.

2. En dicho registro se inscribirán todos los CAE emitidos en el territorio nacional, con indicación de la denominación y del código de identificación del titular del CAE, de acuerdo con lo indicado en el artículo 22.

3. El Registro Nacional garantizará la trazabilidad de la liquidación de los CAE para el cumplimiento de obligaciones de ahorro energético y de necesidades de ahorro energético.

Así, cuando un titular de un CAE quiera proceder a su liquidación, deberá comunicarlo al Coordinador Nacional:

a) Si la liquidación de un CAE la solicita un sujeto obligado, dicha liquidación se hará contra su obligación de ahorro de energía del año en curso, sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria única del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero. No se podrá liquidar CAE por cuantía superior al porcentaje anual máximo que, sobre dicha obligación, el sujeto obligado puede cumplir mediante CAE en cada ejercicio, una vez descontada la cantidad de ahorro que haya delegado mediante contratos de delegación.

b) En caso de que la liquidación del CAE la solicite un sujeto delegado en relación con la obligación de ahorro de un sujeto obligado, deberá identificar inequívocamente al sujeto obligado al que se debe imputar el ahorro liquidado. Un sujeto delegado no podrá liquidar CAE por cuantía superior a los compromisos de ahorro asumidos en cada ejercicio mediante los contratos de delegación que hubiera firmado con cada sujeto obligado.

c) En el caso en el que la liquidación del CAE la solicite un sujeto delegado en relación a una necesidad de ahorro adjudicada en un procedimiento de subasta, deberá indicar al Coordinador Nacional en qué procedimiento de subasta fue adjudicatario de dicha necesidad de ahorro. No se podrán liquidar CAE por cuantía superior a las necesidades de ahorro adjudicadas en dicho procedimiento.

En el Registro Nacional de CAE quedará constancia de los CAE liquidados, de la fecha de su liquidación, del sujeto que los ha liquidado, de si la referida liquidación se realizó para dar cumplimiento a obligaciones de ahorro energético o a necesidades de ahorro energético, así como, según proceda, la identificación del año y los sujetos obligados para los cuales se realizó la liquidación de las obligaciones, o bien la identificación de los procedimientos de subasta en los que se adjudicaron las necesidades de ahorro energético.

4. El Coordinador Nacional procederá a realizar el cambio de titularidad en el Registro Nacional de CAE siempre que se produzca una transmisión de Certificados de Ahorro Energético de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero.

5. La competencia para la conservación, custodia y actualización del Registro Nacional de CAE, así como la práctica de las inscripciones previstas en el presente artículo, corresponderá al Coordinador Nacional del Sistema de CAE.

Artículo 20. *Inscripción de un Certificado de Ahorro Energético en el Registro Nacional.*

1. La inscripción de un Certificado de Ahorro Energético en el Registro Nacional de CAE constará de dos fases: una preinscripción por parte del Gestor Autonómico o del Coordinador Nacional del Sistema de CAE, según sea el caso, y la inscripción definitiva por parte del Coordinador Nacional.

2. Las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y de Melilla, a través del Gestor Autonómico, realizarán la preinscripción en el Registro Nacional de CAE de todos aquellos Certificados de Ahorro Energético que emitan.

En el caso de CAE que hayan sido emitidos por el Coordinador Nacional de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 15.6, será éste quien realice la preinscripción.

En el caso de que el Gestor Autonómico tuviese conocimiento de que los CAE emitidos, una vez preinscritos, incurren en alguna irregularidad que afecte a su eficacia, o de que se haya producido una variación en los mismos, deberá comunicar inmediatamente dicho hecho al Coordinador Nacional y al solicitante.

3. El Coordinador Nacional del Sistema de CAE procederá, en su caso, a la inscripción definitiva de los CAE en el Registro Nacional. En caso de que el Coordinador Nacional tuviera conocimiento de que los CAE emitidos incurren en alguna irregularidad que afecte a su eficacia, procederá a denegar dicha inscripción y a notificárselo tanto al solicitante como al Gestor Autonómico correspondiente.

4. Los plazos para realizar inscripción de los CAE en el Registro Nacional serán los establecidos en el artículo 13 del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero.

Artículo 21. *Cancelación de la Inscripción de un Certificado de Ahorro Energético en el Registro Nacional.*

1. Si el Coordinador Nacional del Sistema de CAE tuviera conocimiento de que un CAE inscrito en el Registro Nacional incurre en alguna irregularidad que afecte a su eficacia, podrá cancelar dicha inscripción.

2. Previamente a la cancelación de la inscripción, el Coordinador Nacional del Sistema de CAE deberá notificar las irregularidades detectadas tanto al Gestor Autonómico emisor del CAE como a su titular, otorgando a este último un plazo de 10 días para presentar alegaciones.

Desde el momento en el que se detecten las irregularidades y mientras no se resuelva la situación, el Coordinador Nacional del Sistema de CAE procederá a suspender temporalmente la validez de los CAE afectados, de tal manera que su titular no pueda acometer ninguna actuación con ellos.

Una vez finalizado el plazo de alegaciones, y tras analizar las que hubieran podido presentarse, el Coordinador Nacional del Sistema de CAE resolverá manifestando si procede o no la cancelación de la inscripción. Dicha resolución deberá ser notificada tanto al Gestor Autonómico emisor de los CAE afectados como su titular.

Si no procede cancelar la inscripción, el Coordinador Nacional del Sistema de CAE reactivará los CAE cuya validez hubiera sido suspendida temporalmente. En ningún caso podrá extenderse la fecha de expiración de la validez de un CAE, independientemente del tiempo que hubiera durado la suspensión.

Si procediera la cancelación de la inscripción del CAE, el Coordinador Nacional del Sistema de CAE realizará la anotación correspondiente en el Registro y dicho CAE dejará de ser válido, perdiendo su titular toda capacidad de actuación sobre el mismo desde ese momento.

3. Contra las resoluciones del Coordinador Nacional del Sistema de CAE sobre la cancelación de la inscripción de un CAE en el Registro Nacional, podrá interponerse recurso de alzada ante la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía en el plazo de un mes a partir del día siguiente al de su notificación, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 121 y 122 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

4. Las consecuencias derivadas de las irregularidades que conlleven la cancelación de la inscripción de un CAE se determinarán conforme al régimen de infracciones y sanciones en materia de eficiencia energética establecido en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Artículo 22. *Listados de agentes del Sistema de Certificados de Ahorro Energético.*

1. Con carácter instrumental respecto del Sistema de CAE, se habilitará el listado de sujetos obligados y el listado de sujetos delegados.

El Coordinador Nacional del Sistema de CAE inscribirá de oficio en cada uno de ellos a todas las personas jurídicas que tengan, respectivamente, la condición de sujeto obligado o de sujeto delegado.

2. Se abrirá una inscripción por cada sujeto obligado, haciéndose constar como mínimo los siguientes datos:

a) Código de identificación del sujeto.
b) NIF.
c) Denominación de la empresa, con indicación de su forma jurídica.
d) Tipología o tipologías de actividad que desarrolla y por la que ha adquirido la condición de sujeto obligado, entre las siguientes:

1.º Comercializador de energía eléctrica (ee).
2.º Comercializador de gas (g).
3.º Operador al por mayor de productos petrolíferos (pp).
4.º Operador al por mayor de gases licuados del petróleo (glp).

e) Domicilio social.
f) Dirección de contacto a efectos de comunicaciones.

g) Valor total de su obligación de ahorro anual de energía final para cada año y cantidad de la obligación pendiente de liquidar.

3. Se abrirá una inscripción por cada sujeto delegado, haciéndose constar como mínimo los siguientes datos:

a) Código de identificación del sujeto.
b) NIF.
c) Denominación de la empresa, con indicación de su forma jurídica.
d) Objeto social.
e) Sector de la actividad económica (código CNAE 2009 de su actividad principal).
f) Domicilio social.
g) Dirección de contacto a efectos de comunicaciones.
h) Direcciones de los sitios web utilizados para informar al público de sus ofertas comerciales vinculadas al Sistema de CAE.
i) Fecha de la resolución de acreditación como sujeto delegado, capacidad máxima de compromisos de nuevos ahorros de energía y de necesidades de ahorro energético para la que han sido acreditados y capacidad disponible en cada momento.

CAPÍTULO V

Actuaciones singulares de ahorro energético

Artículo 23. *Justificación de la realización de actuaciones singulares.*

Tal y como se establece en el artículo 12.3, in fine, del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, para la justificación de la realización de una actuación singular de eficiencia energética, se deberá seguir el proceso regulado en este capítulo.

Artículo 24. *Consulta voluntaria previa a la realización de actuaciones singulares.*

1. Antes de ejecutar una actuación singular y siempre que el ahorro de energía final previsto por la misma sea superior a un gigavatio hora (1 GWh), un sujeto obligado, un sujeto delegado o quien lleve a cabo la inversión podrá, voluntariamente, presentar ante el Coordinador Nacional un proyecto de la actuación donde se recojan, al menos, las actividades a llevar a cabo, los ahorros energéticos esperados y la metodología empleada para su cálculo. Todo lo anterior deberá presentarse con una valoración previa favorable de un verificador de ahorro energético acreditado por ENAC.
2. El Coordinador Nacional, una vez analizada la documentación presentada y visto el resultado de la valoración previa del verificador, emitirá un documento en el que reconocerá si el proyecto de la actuación es susceptible de beneficiarse del Sistema de CAE y si la metodología propuesta para el cálculo de los ahorros es adecuada.
3. La valoración previa de una actuación singular de eficiencia energética en ningún caso eximirá al solicitante de someter la actuación, una vez ejecutada, a la posterior verificación del ahorro energético conseguido.

Del mismo modo, la valoración previa de una actuación singular de eficiencia energética en ningún caso condicionará el desarrollo ni el resultado del proceso de verificación de los ahorros de energía al que hace mención el artículo 13.

Artículo 25. *Documentación necesaria para la solicitud de emisión de Certificados de Ahorro Energético en actuaciones singulares.*

Una vez ejecutada y verificada una actuación singular de ahorro energético, quien desee solicitar la emisión de los correspondientes CAE deberá cumplir todos los requisitos establecidos en el artículo 14 y presentar, además de los documentos e información referidos en dicho artículo, la siguiente documentación:

a) Memoria o proyecto técnico de la actuación realizada, junto con sus correspondientes planos y anexos.
b) En su caso, certificado de final de obra y certificado de la instalación.
c) Informe fotográfico de la actuación realizada.

d) Documentación que permita confirmar el ahorro de energía final resultante de la ejecución de la actuación singular, según lo dispuesto en el artículo 26, especificando además el consumo de energía final antes de acometer la actuación y el consumo de energía final una vez llevada a cabo.

Artículo 26. *Cálculo del ahorro de energía final resultante de actuaciones singulares.*

1. Mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se podrá aprobar una metodología específica de cálculo de ahorro energético procedente de actuaciones singulares.

2. En todo caso, para el cálculo del ahorro de energía final resultante de una actuación singular de eficiencia energética se aplicarán los principios recogidos en el anexo V.2 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, la Recomendación (UE) 2019/1658 de la Comisión, de 25 de septiembre de 2019, relativa a la transposición de las obligaciones de ahorro de energía en virtud de la Directiva de eficiencia energética, así como la metodología que al efecto se hubiera aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. Adicionalmente, se establecen los siguientes principios básicos para la contabilización de ahorros de energía final:

a) Para la definición de la línea base de una actuación, que en todo caso deberá estar adecuadamente justificada, se deberá tener en cuenta la existencia de normativa de obligado cumplimiento respecto al producto, proceso o instalación de que se trate. Si existe normativa de ecodiseño o de otra índole que establezca unos requisitos mínimos, la línea base a partir de la cual se deben calcular los ahorros energéticos se corresponderá con los mínimos requisitos obligatorios establecidos en dicha normativa.

b) Se prohíbe expresamente la doble contabilización de ahorros de energía. En aquellos casos en los que sobre un mismo sistema o instalación consumidora de energía se realicen dos o más actuaciones de eficiencia energética, para el cálculo de los ahorros de energía resultantes se deberán tener en cuenta las posibles interacciones o solapamientos de cada una de las actuaciones, de acuerdo con lo dispuesto en la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y de Consejo, de 25 de octubre de 2012.

Los anteriores principios básicos pueden ser modificados o ampliados mediante la resolución citada en el apartado 1 de este artículo.

Disposición adicional primera. *Designación del Gestor Autonómico.*

1. Cada comunidad autónoma y las ciudades de Ceuta y de Melilla deberán designar, dentro del órgano o entidad con competencias en materia de eficiencia energética, la unidad que actuará como Gestor Autonómico a los efectos de lo dispuesto en el Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, y en esta orden.

2. Dicha designación deberá ser comunicada al Coordinador Nacional del Sistema de CAE en el plazo máximo de un mes desde la entrada en vigor de esta orden.

3. Asimismo, las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y de Melilla deberán comunicar al Coordinador Nacional cualquier modificación que pudiera producirse en la designación realizada en un plazo máximo de diez días.

Disposición adicional segunda. *Trámites en el ámbito del Sistema de CAE.*

Las solicitudes, comunicaciones y trámites en el ámbito del Sistema de CAE que se dirijan o requieran acciones por parte de la Administración deberán ser realizadas necesariamente a través de la plataforma electrónica definida en el artículo 20 del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, a partir de la puesta en funcionamiento de cada una de sus funcionalidades.

En la propia plataforma se informará de la fecha de puesta en funcionamiento de cada una de sus funcionalidades.

El tratamiento de la información en dicha plataforma electrónica se ajustará a lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero.

Disposición transitoria primera. *Trámites hasta la puesta en funcionamiento de la plataforma electrónica.*

Mientras la plataforma electrónica a la que hace mención el artículo 20 del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero, no esté operativa, los interesados deberán presentar las solicitudes de acreditación como sujeto delegado, las comunicaciones relativas a contratos de delegación de ahorros y las solicitudes de emisión de CAE que cuenten con dictamen favorable emitido por un verificador de ahorro energético a través del registro electrónico accesible en la sede electrónica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en la dirección https://sede.miteco.gob.es, dirigidas a la Subdirección General de Eficiencia Energética del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, indicando en el asunto Sistema de CAE.

En caso de presentación en cualquier otro registro electrónico o mediante alguna de las formas alternativas previstas en el artículo 16.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, siempre que éstas sean aplicables a personas jurídicas, será imprescindible que, el mismo día en el que se haya realizado el registro, el interesado comunique la solicitud enviando un correo electrónico a la dirección bzn-CAE@miteco.es, aportando justificante de registro y copia digitalizada de la documentación entregada.

Las solicitudes de acreditación como sujeto delegado, las comunicaciones relativas a contratos de delegación y las solicitudes de emisión de CAE deberán ir acompañadas de toda la documentación exigida en los artículos 8, 10 y 14 de la presente orden, respectivamente. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá publicar en la sede electrónica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico formularios estandarizados para la realización de las anteriores solicitudes, cuyo uso será obligatorio desde su publicación, mientras no se encuentre operativa la plataforma electrónica. Las solicitudes que se presenten con arreglo a los mismos deberán presentarse en el registro electrónico accesible en la sede electrónica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

En el caso de las solicitudes de emisión de CAE, en función del ámbito territorial de la actuación o actuaciones contenidas en la solicitud, el Coordinador Nacional del Sistema de CAE remitirá dicha solicitud al Gestor Autonómico que corresponda, designado conforme a la disposición adicional primera de esta orden.

El tratamiento de la información hasta la puesta en funcionamiento de la plataforma electrónica se ajustará a lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto 36/2023, de 24 de enero.

Una vez esté operativa la plataforma electrónica, éste será el medio de presentación de las correspondientes solicitudes, sin que ello afecte a las solicitudes que se hubieran presentado a través de registro electrónico antes de la operatividad de dicha plataforma.

Disposición transitoria segunda. *Acreditación como verificador de ahorro energético.*

Durante los 12 primeros meses tras la entrada en vigor de esta orden podrán actuar como verificadores de ahorro energético aquellas personas jurídicas que, habiendo solicitado a ENAC la acreditación para actuar como verificadores de ahorro energético, aún no dispongan de dicha acreditación, siempre y cuando estén acreditadas para realizar actividades de verificación y validación conforme a la norma UNE-EN ISO 14065.

La acreditación conforme a la norma UNE-EN ISO 14065 debe haber sido otorgada por ENAC o por el Organismo Nacional de Acreditación de cualquier Estado Miembro de la Unión Europea designado de acuerdo con el Reglamento (CE) 765/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de julio de 2008.

Los verificadores que actúen conforme a este régimen transitorio deberán adjuntar al dictamen favorable indicado en el artículo 13 evidencia de haber presentado solicitud a ENAC de la acreditación como verificador de ahorro energético, así como la acreditación conforme a la norma UNE-EN ISO 14065.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Esta orden se dicta de acuerdo con las competencias exclusivas que el artículo 149.1.13.ª, 23.ª y 25.ª de la Constitución española atribuye al Estado en materia de bases y

coordinación de la planificación general de la actividad económica; legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las comunidades autónomas de establecer normas adicionales de protección; y sobre bases de régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 33

Real Decreto 91/2025, de 11 de febrero, por el que se establece el mecanismo de gobernanza en materia de energía, cambio climático y calidad del aire. [Inclusión parcial]

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 46, de 22 de febrero de 2025
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2025-3560

Artículo 1. *Objeto y finalidad.*

1. Este real decreto tiene por objeto establecer los mecanismos de gobernanza que permitan dar cumplimiento a las obligaciones de información adquiridas por el Reino de España en virtud de los acuerdos y compromisos nacionales e internacionales relativos a la lucha contra el cambio climático y a las emisiones de los contaminantes atmosféricos, conforme a lo establecido en los artículos 4, 18 y 40 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, y lo establecido en el artículo 27.5 de la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera, sobre los Informes de situación del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, los Informes sobre riesgos climáticos y adaptación y sobre las Políticas, Medidas, Inventarios, Proyecciones y Programas de Control de la Contaminación Atmosférica.

2. La finalidad de esta disposición es, por lo tanto, la definición de los mecanismos para:

a) La elaboración, aprobación y envío del Inventario Nacional y las proyecciones de emisiones a la atmósfera y la absorción por los sumideros de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos.

b) La identificación, seguimiento y envío de las políticas y medidas en materia de energía y clima, para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos, el fomento de los sumideros, así como de los planes y programas sobre estas materias.

c) El cumplimiento de las obligaciones de información relativas al sector del uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura, las relacionadas con la adaptación al cambio climático y las relativas al apoyo financiero, tecnológico y de capacitación dado a países en desarrollo en relación con el cambio climático.

d) La elaboración, aprobación y envío de los Informes de Situación Nacionales Integrados de Energía y Clima.

e) La elaboración y envío de la Comunicación Nacional de España y del Informe Bienal de transparencia.

Artículo 2. *Definiciones.*

A los efectos de este real decreto, serán de aplicación las siguientes definiciones:

a) Sumidero: cualquier proceso, actividad o mecanismo que absorba de la atmósfera gases de efecto invernadero, aerosoles o precursores de esos gases según lo definido en el Reglamento (UE) 2018/841 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, sobre la inclusión de las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero resultantes del uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura en el marco de actuación en materia de clima y energía hasta 2030, y por el que se modifican el Reglamento (UE) n.º 525/2013 y la Decisión n.º 529/2013/UE.

b) Escenarios: se entenderá como escenarios la descripción de un futuro verosímil, basada en un conjunto consistente y coherente de parámetros económicos y sociales que tienen impacto en los elementos de planificación a los que afecta esta norma.

c) Gases de efecto invernadero: se entiende aquellos componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropógenos, que absorben y reemiten radiación infrarroja, de acuerdo a la definición de la CMNUCC.

d) Políticas y medidas: todos los instrumentos que contribuyen a la consecución de los objetivos de los planes nacionales integrados de energía y clima y/o al cumplimiento de los compromisos contraídos en virtud del artículo 4, apartado 2, letras a) y b), de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), que pueden incluir aquellos que no tienen como objetivo principal la limitación y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero o el cambio del sistema energético, conforme al Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018. También se considerarán los instrumentos que contribuyen al cumplimiento de los compromisos establecidos en materia de contaminación atmosférica.

Artículo 3. *Ámbito de aplicación.*

El ámbito de aplicación de esta norma incluye los procedimientos de colaboración en materia de información aplicables a la Administración General del Estado, con arreglo a la estructura institucional establecida en los anexos I, II y III, y a otros organismos o administraciones públicas indicados en los anexos.

Artículo 4. *Elaboración y aprobación del Inventario Nacional y las proyecciones de emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos.*

1. De manera anual, el Sistema Español de Inventario y Proyecciones de Emisiones a la Atmósfera (SEI), regulado en el Real Decreto 818/2018, de 6 de julio, sobre medidas para la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos, elaborará el Inventario Nacional de emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero y contaminantes atmosféricos para el año X con datos del año X-2, teniendo en consideración las directrices internacionales existentes para elaboración de inventarios contenidas en la Decisión 24/CP.19 y sus sucesivas actualizaciones, publicadas por la CMNUCC y en las Guías para el reporte de datos de emisiones y proyecciones bajo el Convenio sobre la Contaminación Atmosférica a Larga Distancia (CLRTAP) (ECE/EB.AIR/125), y con arreglo a la normativa de la Unión Europea. También con periodicidad anual se actualizarán los datos de toda la serie desde el año base.

2. De manera bienal, el SEI elaborará las proyecciones de emisiones (en adelante, proyecciones), basándose en los datos del Inventario disponibles y con la información de las políticas y medidas a las que se refiere el artículo 5 de este real decreto. En el marco de una política armonizada de energía y clima, las proyecciones de gases de efecto invernadero y de contaminantes atmosféricos deberán ser coherentes entre sí, y con la planificación energética y otras planificaciones sectoriales, de manera que permitan realizar un seguimiento armonizado de los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima y de los Programas Nacionales de Control de la Contaminación Atmosférica (PNCCA), así como de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP).

3. De acuerdo con lo establecido en artículo 10.4 del Real Decreto 818/2018, de 6 de julio, para la elaboración del Inventario Nacional de Emisiones y las proyecciones, el SEI podrá solicitar a organismos públicos y privados la información necesaria para la estimación de las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero y contaminantes atmosféricos y el cálculo de sus proyecciones. Los organismos consultados tendrán la

obligación de suministrar los datos solicitados, al tratarse de una operación estadística al amparo de la Ley 12/1989, de 9 de mayo, de la Función Estadística Pública, y de una obligación para el Estado por exigencia de la normativa de la Unión Europea y de los tratados internacionales. Los plazos de envío de la información se recogerán en la petición que a tal efecto formule la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental.

4. Para la elaboración del Inventario Nacional de emisiones, cada año, los responsables de los organismos públicos y privados a los que se refiere el apartado 3 deberán remitir a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental la información solicitada sobre su actividad en el año precedente. Esta Dirección General, en su petición, informará del marco legal en el que se cede la información, del tratamiento de la información confidencial, de los plazos y de las características de la información requerida, en cuanto a tipo de datos y metadatos a incorporar, de forma que los organismos implicados puedan incorporar los procedimientos pertinentes en sus respectivos Planes Estadísticos. A más tardar, el 1 de noviembre, la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética remitirá a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental el balance energético nacional correspondiente al año precedente.

5. De forma bienal, para la elaboración de las proyecciones, deberá tenerse en cuenta lo siguiente:

a) Con anterioridad a la notificación de proyecciones, la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética elaborará una planificación energética actualizada, para cuya elaboración podrá solicitar la información pertinente a los departamentos ministeriales descritos en el anexo I. De conformidad con el artículo 5.3, la Oficina Española de Cambio Climático identificará y recabará información sobre las políticas y medidas no energéticas, con sus previsiones y tendencias y la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética identificará y recabará información sobre las políticas y medidas energéticas. Esta información será facilitada por las unidades anteriormente citadas a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental a más tardar el 15 de diciembre de los años pares, de forma que pueda ser integrada en las Proyecciones de emisiones de gases de efecto invernadero y de otros contaminantes atmosféricos. Los órganos encargados de la remisión de la información en relación con las políticas y medidas definidos en el anexo I de esta disposición serán responsables de informar de las Mejores Técnicas Disponibles (MTD) tenidas en cuenta en sus previsiones.

b) La posible no adecuación de las emisiones y consumos energéticos a los objetivos de planificación deberá ser abordada de manera conjunta entre la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética, la Oficina Española de Cambio Climático y la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, junto con la Administración pública o departamento ministerial responsable de la implantación de las correspondientes políticas y medidas.

c) El nivel de desagregación de la información mencionada en los dos apartados anteriores, por sectores y subsectores, será el requerido para los informes oficiales de proyecciones de emisiones; no obstante, en caso de que fuera posible diferenciar subsectores de interés especial, se incrementará la desagregación hasta el nivel suficiente para poder discriminar las tendencias y reflejarlas adecuadamente en las proyecciones (en ambos casos, en la medida en que estas desagregaciones estén disponibles). En el caso de información asociada al sector de la seguridad y defensa, el organismo o departamento ministerial correspondiente determinará el nivel de agregación que considere que no vulnera aspectos relacionados con la seguridad o la defensa nacional.

6. Las proyecciones de emisiones se aprobarán por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos (CDGAE), a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de conformidad con el artículo 40.2 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, y el artículo 10.6 del Real Decreto 818/2018, de 6 de julio, sobre medidas para la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos.

Artículo 5. *Identificación, seguimiento y notificación de las políticas y medidas en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos y de fomento de los sumideros de carbono y elaboración de los Informes de situación nacionales integrados de energía y clima.*

1. La identificación, seguimiento y notificación de las políticas y medidas en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos, así como las de fomento de los sumideros de carbono, permitirán el seguimiento del cumplimiento de los objetivos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), el Programa Nacional de Control de la Contaminación Atmosférica (PNCCA) o la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP), así como de otros Planes o Programas con incidencia sobre el cambio climático, la política energética, la emisión de contaminantes atmosféricos o la calidad del aire.

2. Con objeto de dar seguimiento a las políticas y medidas para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y otros gases contaminantes, y de fomento de los sumideros de carbono, la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética, la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y la Oficina Española de Cambio Climático podrán recabar, en el marco respectivo de sus competencias, de los departamentos ministeriales descritos en el anexo I, toda la información pertinente para dar respuesta a las obligaciones de información en materia de políticas y medidas establecidas en el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018.

3. La información deberá remitirse por dichos departamentos antes del 15 de diciembre del año anterior a la notificación de las políticas y medidas. Así, se remitirá entre otras, la descripción, contenido y alcance de las políticas y medidas existentes, la información del calendario y el grado de implementación y su vinculación con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, y el Programa nacional de control de la contaminación atmosférica, así como las previsiones de adopción de nuevas políticas y medidas, de las que se aportará esta misma información. En todo caso, estos plazos se ajustarán a las posibles modificaciones que pueda experimentar la normativa europea, y quedarán sujetos a que la Comisión Europea haya comunicado a los Estados Miembros la información necesaria para el informe de seguimiento, pudiéndose prorrogar en caso de no disponer de dicha información, así como hacer peticiones adicionales pasado dicho plazo si desde la Comisión Europea se ampliase el alcance del reporte.

4. La información suministrada deberá respetar el contenido obligatorio, así como el resto del contenido en la medida en la que la información esté disponible, el formato y la estructura previstos en el Reglamento de Ejecución (UE) 2020/1208 de la Comisión, de 7 de agosto de 2020, relativo a la estructura, el formato, los procesos de presentación de información y la revisión de la información notificada por los Estados miembros con arreglo al Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, así como las disposiciones del Reglamento de Ejecución (UE) 2022/2299 de la Comisión, de 15 de noviembre de 2022, por el que se establecen disposiciones de aplicación del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo con respecto a la estructura, el formato, los detalles técnicos y el proceso de los informes de situación nacionales integrados de energía y clima.

5. Para los programas nacionales de control de la contaminación atmosférica en el marco de la Directiva (UE) 2016/2284 del Parlamento Europeo y del Consejo de 14 de diciembre de 2016, relativa a la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos, por la que se modifica la Directiva 2003/35/CE y se deroga la Directiva 2001/81/CE, la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental podrá recabar, en el marco respectivo de sus competencias, de los departamentos ministeriales descritos en el anexo I, toda la información pertinente para dar respuesta a las obligaciones de información derivadas de la referida directiva. La información suministrada deberá respetar el contenido, formato y estructura previstos en la Decisión de Ejecución (UE) 2018/1522 de la Comisión, de 11 de octubre de 2018, por la que se establece un formato común para los programas nacionales de control de la contaminación atmosférica en el marco de la Directiva (UE) 2016/2284 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos.

6. Una vez recopilada la información sobre las políticas y medidas, la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética, la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y la Oficina Española de Cambio Climático, bajo la coordinación de ésta última, en el marco de sus respectivas competencias y con arreglo a lo previsto en el anexo IV de reparto de obligaciones de información, notificarán a la Comisión Europea, de manera bienal, las políticas y medidas existentes y adicionales en materia de reducción de gases de efecto invernadero y fomento de los sumideros de carbono, de acuerdo con el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018. Dicha notificación se hará conforme a lo establecido en el Reglamento de Ejecución (UE) 2020/1208 de la Comisión, de 7 de agosto de 2020, y en el Reglamento de Ejecución (UE) 2022/2299 de la Comisión, de 15 de noviembre de 2022, y sus posteriores actualizaciones. La Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental incluirá la información sobre políticas y medidas de otros contaminantes atmosféricos de acuerdo con la Decisión de Ejecución (UE) 2018/1522 de la Comisión, de 11 de octubre de 2018, a través de la plataforma correspondiente.

7. Las medidas de reducción de emisiones previstas en el Programa Nacional de Control de la Contaminación Atmosférica, se actualizarán de acuerdo con lo establecido en el artículo 8 del Real Decreto 818/2018, de 6 de julio.

8. La Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, la Oficina Española de Cambio Climático y la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética, bajo la coordinación de ésta última, en el marco de sus respectivas competencias, notificarán de manera bienal los Informes de Situación Nacionales Integrados de Energía y Clima para el cumplimiento con lo dispuesto en el artículo 17 del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre. Para la elaboración de estos informes de situación se podrá solicitar la información necesaria a los departamentos ministeriales descritos en el anexo I. Estos informes deberán ser coherentes con la información recopilada en virtud del artículo 5.3.

9. La información recopilada en relación con el efecto de las medidas incluidas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, integradas a su vez en el Programa Nacional de Control de la Contaminación Atmosférica, servirá como base para la actualización y seguimiento de dicho Programa.

10. En el supuesto de detectarse discrepancias relevantes en la información recibida de los diferentes departamentos ministeriales referidos en el anexo I, o si se constatara que las políticas y medidas no están suficientemente descritas o justificadas por dichos departamentos ministeriales,, o las proyecciones estimadas a partir de dicha información pusieran de manifiesto un posible incumplimiento en los compromisos suscritos por el Estado de reducción de emisiones para el conjunto de la economía y de fomento de los sumideros a nivel nacional, deberá ser abordado de manera conjunta por la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, la Oficina Española de Cambio Climático y la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética junto con los organismos responsables de la definición de las medidas de mitigación de emisiones, en el ámbito de sus respectivas competencias, con objeto de revertir las discrepancias o deficiencias.

[. . .]

ANEXO IV

Cuadro resumen del reparto de obligaciones de información en el marco del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima

Artículo Reglamento de Gobernanza 2018/1999, de 11 de diciembre		Enviar a la Comisión Europea	Responsables
3	PLANES NACIONALES INTEGRADOS DE ENERGÍA Y CLIMA.	PNIEC 2031-2040 y periodos decenales siguientes según corresponda.	DGPLACE, OECC
9	PROYECTOS DE PLANES NACIONALES INTEGRADOS DE ENERGÍA Y CLIMA.	Borrador PNIEC 2031-2040 y periodos decenales siguientes según corresponda.	DGPLACE, OECC
14	ACTUALIZACIÓN DE LOS PNIEC.	Borrador actualización PNIEC 2031-2040, en su caso, y periodos siguientes según corresponda.	DGPLACE, OECC
		Actualización PNIEC 2031 -2040, en su caso, y periodos siguientes según corresponda.	DGPLACE, OECC

Artículo Reglamento de Gobernanza 2018/1999, de 11 de diciembre		Enviar a la Comisión Europea	Responsables
15	ESTRATEGIAS A LARGO PLAZO.	ELP cada 10 años y actualización cada 5 si es necesario.	DGPLACE, OECC
17	INFORMES DE SITUACIÓN NACIONALES INTEGRADOS DE ENERGÍA Y CLIMA.	Informe de Situación Nacional conforme al Reglamento de Ejecución.	DGPLACE, OECC, DGCEA
18	INFORMACIÓN INTEGRADA DE POLÍTICAS Y MEDIDAS Y PROYECCIONES.	Informe de Políticas y Medidas conforme a anexo VI y Proyecciones conforme anexo VII, incluyendo el efecto de las Políticas y Medidas.	DGPLACE, OECC, DGCEA
19	INFORMACIÓN INTEGRADA DE LAS ACTUACIONES NACIONALES DE ADAPTACIÓN, DEL APOYO FINANCIERO Y TECNOLÓGICO A PAÍSES EN DESARROLLO E INGRESOS PROCEDENTES DE SUBASTAS.	Información sobre los Planes y Estrategias de Adaptación.	OECC
		Destino de los ingresos derechos de emisión.	OECC
		Apoyo a los países en desarrollo.	OECC
20	INFORMACIÓN INTEGRADA SOBRE ENERGÍAS RENOVABLES.	Informes de situación nacionales integrados de energía y clima. – información sobre la aplicación de las trayectorias y objetivos. – información sobre la aplicación de las políticas y medidas.	SEE
21	INFORMACIÓN INTEGRADA SOBRE EFICIENCIA ENERGÉTICA.	– información sobre la aplicación de las trayectorias y objetivos. – información sobre la aplicación de las políticas y medidas.	SEE
22	INFORMACIÓN INTEGRADA SOBRE SEGURIDAD ENERGÉTICA.	– información sobre la aplicación de objetivos, políticas y medidas y cooperación regional.	SEE
23	INFORMACIÓN INTEGRADA SOBRE EL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA.	– información sobre la aplicación de objetivos y medidas.	SEE
24	INFORMACIÓN INTEGRADA SOBRE POBREZA ENERGÉTICA.	– información sobre los avances.	SEE
25	INFORMACIÓN INTEGRADA SOBRE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD.	– información sobre la aplicación de objetivos y medidas.	SEE
26	CONFIRMACIÓN DE INFORMACIÓN ANUAL.	Inventario de reservas de emergencia (Dtva 2009/119).	SEE
		Informe seguridad e impacto ambiental operaciones petróleo y gas mar adentro (Directiva 2013/30).	SEE
		Avance de Inventarios de GHG del año anterior.	DGCEA
		Datos preliminares Inventarios.	DGCEA
		Datos definitivos Inventarios.	DGCEA
		Datos definitivos Inventarios a la CNMUCC.	DGCEA
		Transferencias efectuadas para el año X-1. Descripción de los cambios del registro nacional. Información sobre las intenciones del Estado miembro de utilizar la flexibilidad y los ingresos con arreglo al Reglamento (UE) 2018/842.	OECC
		Datos preliminares Usos de la Tierra, Cambios de uso de la Tierra y Silvicultura.	DGCEA
		Datos definitivos Usos de la Tierra, Cambios de uso de la Tierra y Silvicultura.	DGCEA
27	NOTIFICACIÓN OBJETIVOS 2020.	Datos cumplimiento RES y Eficiencia a 2020.	SEE
37	SISTEMAS DE INVENTARIO DE LA UNIÓN Y NACIONALES.	Sistema Nacional de Inventarios.	DGCEA
39	SISTEMAS DE LA UNIÓN Y NACIONALES RELATIVOS A LAS POLÍTICAS Y MEDIDAS Y A LAS PROYECCIONES.	Sistemas nacionales relativos a las Políticas y Medidas y las Proyecciones.	OECC

SEE: Secretaría de Estado de Energía.
DGPLACE: Dirección General de Planificación y Coordinación Energética.
OECC: Oficina Española de Cambio Climático.
DGCEA: Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental.

[. . .]

§ 34

Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento

Ministerio de Industria y Energía
«BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 1997
Última modificación: 7 de diciembre de 2011
Referencia: BOE-A-1997-27816

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, supone una importante liberalización de las actividades eléctricas, que se caracteriza, entre otros aspectos, por la introducción de competencia en el sector mediante la creación de un mercado competitivo de generación de energía eléctrica, la instauración de un sistema de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución, y el establecimiento con carácter progresivo de la facultad para los consumidores de adquirir libremente energía en el mercado de producción o mediante contratos.

Esta reforma se acompaña necesariamente de la modificación del régimen retributivo de los sujetos que desarrollan las actividades eléctricas y la necesidad de definir el régimen de liquidaciones entre los distintos sujetos del sistema.

Por otra parte, establece el tránsito de un sistema de retribución regulado a otro en el que la generación organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia. Por ello, se reconoce a las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica, incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, la existencia de unos costes de transición al régimen de mercado competitivo que se recuperarán a través de una retribución fija durante un plazo de diez años desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

Dado que la tarifa eléctrica y los peajes tienen el carácter de únicos en todo el territorio nacional, es necesario establecer un procedimiento de reparto de los fondos ingresados por los distribuidores y comercializadores.

Por ello, en el artículo 19.2 de la citada Ley se contempla que el Gobierno establecerá reglamentariamente el reparto de los fondos que ingresen los distribuidores y comercializadores entre quienes realicen las actividades del sistema, de acuerdo con la retribución que les corresponda.

Entre las especialidades contables que el Gobierno podrá establecer para la empresas de este sector es necesario atender al registro contable de la retribución fija de los costes de transición a la competencia a los que se refiere el artículo 20.2 de la Ley 54/1997 del sector eléctrico.

El presente Real Decreto regula los procedimientos de liquidación de los diferentes costes, atribuyendo a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE) las funciones de liquidación, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 8.1 octava, de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria y Energía, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros, en su reunión del día 26 de diciembre de 1997,

D I S P O N G O :

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

El presente Real Decreto tiene por objeto regular el procedimiento de liquidación de las obligaciones de pago y derechos de cobro necesarios para retribuir las actividades de transporte, distribución, comercialización a tarifas, así como de los costes permanentes del sistema –incluyendo los costes de transición a la competencia– y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

El presente Real Decreto establece el procedimiento de liquidación de:

a) La retribución de la actividad de transporte.

b) La retribución de la actividad de distribución, incluidos los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a suministros de consumidores cualificados conectados a sus redes que adquieren su energía ejerciendo su condición de cualificados.

c) La retribución de la actividad de comercialización, en el caso de consumidores a tarifa regulada.

d) Los costes permanentes del sistema.

e) Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

f) El resultado de los otros ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en la normativa vigente.

A efectos de las liquidaciones establecidas en el presente Real Decreto, las empresas y agrupaciones de empresas que desarrollan actividades eléctricas reguladas de transporte y distribución son las que figuran en el anexo I.1 de este Real Decreto.

Artículo 3. *La función de liquidación de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.*

De conformidad con el artículo 8.1 octava, de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, las liquidaciones del sistema eléctrico serán realizadas, en los términos que define este Real Decreto, por la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

Artículo 4. *Ingresos y costes liquidables.*

Se consideran ingresos y costes liquidables a los efectos del presente Real Decreto los siguientes:

a) Los ingresos por aplicación de las tarifas y peajes vigentes a los suministros y accesos a las redes de transporte o distribución que hayan tenido lugar en el período objeto de liquidación. En el procedimiento de liquidación se computarán los ingresos obtenidos por estos conceptos a partir de los datos de facturación, con independencia de su cobro.

b) Los ingresos por acometidas, verificaciones, enganches y alquileres de contadores y otros equipos de medida imputables a las empresas o agrupaciones de las mismas sometidas al proceso de liquidación.

c) La retribución de la actividad de transporte, de acuerdo con la norma que desarrolle el artículo 16.2 de la citada Ley, por los conceptos establecidos en la Ley 54/1997.

d) La retribución de la actividad de distribución por los conceptos establecidos en la Ley 54/1997, de acuerdo con la norma que desarrolle el artículo 16.3 de la citada Ley. Dicha retribución incluirá la retribución de la actividad de comercialización que corresponda ser abonada por los consumidores a tarifa y tendrá en cuenta los incentivos a la disminución de pérdidas. También incluirá los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a suministros de consumidores cualificados conectados a sus redes que adquieren su energía ejerciendo su condición de cualificados.

e) El coste reconocido por las adquisiciones de energía en el mercado de la electricidad, para atender los suministros a tarifas reguladas. A estos efectos, se considerará como coste reconocido a cada distribuidor el resultado de multiplicar el precio medio ponderado, que resulte en el período de liquidación a las adquisiciones de energía de éste, por la energía distribuida por dicho distribuidor, incrementada en la energía correspondiente a las pérdidas estándar que se establezcan en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente.

f) Los costes permanentes de funcionamiento del sistema, compuestos por:

1. Costes que por el desarrollo de actividades de suministro de energía eléctrica en territorios insulares y extrapeninsulares puedan integrarse en el sistema, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 12 de la Ley 54/1997.
2. Costes reconocidos al operador del sistema y al operador del mercado.
3. Costes de funcionamiento de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.
4. Los costes de transición a la competencia de acuerdo a lo establecido en los artículos 9 a 19 del presente Real Decreto.

g) Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, compuestos por:

1. Primas a la producción del régimen especial.
2. Los costes asociados a la moratoria nuclear.
3. Fondo para la financiación del segundo ciclo del combustible nuclear.
4. Costes de «stock» estratégico del combustible nuclear.

h) El coste correspondiente a la potencia y energía adquirida a las instalaciones de producción de energía eléctrica que siguieran acogidas al régimen económico del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre.

i) Costes para compensar las adquisiciones de energía de las instalaciones acogidas al régimen especial que realicen los distribuidores que no hubieran estado sujetos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio, así como las compensaciones a dichos distribuidores por aquellos suministros a tarifas que se establezcan por el Ministerio de Industria y Energía, mientras permanezcan sujetos al régimen establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

j) Otros ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en la normativa vigente.

CAPÍTULO II

Los costes definidos como cuotas con destinos específicos

Artículo 5. *Los costes definidos como cuotas con destinos específicos.*

1. Los costes que se relacionan en el apartado 2 de este artículo, definidos como cuotas con destinos específicos, deberán ser satisfechos por todos los consumidores de energía eléctrica.

2. Los costes que se calcularán como cuotas específicas son:

a) **(Suprimido)**

b) Los derechos de compensación por paralización de las centrales nucleares en moratoria referidos en la disposición adicional séptima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

c) Las cantidades destinadas a la financiación del segundo ciclo del combustible nuclear referidas en la disposición adicional sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

d) Los costes del «stock» estratégico del combustible nuclear a que se refiere la disposición adicional decimotercera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

e) Los costes reconocidos al operador del sistema.

f) Los costes reconocidos al operador del mercado.

g) Los costes de funcionamiento de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

h) Costes para las compensaciones específicas establecidas en el artículo 4, párrafo i), del presente Real Decreto.

Artículo 6. *Recaudación e ingreso de las cuotas con destinos específicos.*

1. La cuantía de las cuotas anteriormente especificadas serán establecidas en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente, distinguiendo entre cuotas aplicables a:

a) Suministros a tarifas.

b) Comercializadores o consumidores cualificados.

2. Los costes definidos como cuotas específicas que correspondan a los consumidores a tarifa deberán ser recaudados por las empresas distribuidoras, y se calcularán mediante la aplicación de los porcentajes que se establezcan en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente a la facturación total por venta de energía eléctrica que resulte de la aplicación de las tarifas máximas.

3. Los costes definidos como cuotas específicas a satisfacer por los comercializadores o consumidores cualificados serán recaudados por las empresas distribuidoras, y se calcularán mediante la aplicación de los porcentajes que se establezcan en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente a la facturación derivada de los peajes de transporte y distribución.

La cuota de la moratoria nuclear que corresponda a los suministros a consumidores cualificados o comercializadores deberá ser satisfecha tanto por éstos como por los productores de energía eléctrica. A tal efecto, estos últimos aplicarán los porcentajes que establezca la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente a las cantidades resultantes de la liquidación de la energía en el mercado de electricidad, o a la energía suministrada a través de contratos bilaterales físicos.

4. Antes del día 25 de cada mes, las empresas distribuidoras deberán presentar a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico información de la facturación correspondiente al mes anterior, con desglose de períodos y facturas.

5. El ingreso de estas cuotas se realizará por los distribuidores e, igualmente, por los productores, en el caso de la cuota correspondiente a la moratoria nuclear asociada a los suministros de energía a consumidores cualificados o comercializadores, en las cuentas que la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico abrirá en régimen de depósito a estos efectos y comunicará mediante circular publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

El ingreso de las cuotas anteriores correspondientes a la facturación del penúltimo mes anterior se realizará antes del día 10 de cada mes o, en su caso, del día hábil inmediatamente posterior. Este plazo podrá ser modificado en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente.

Artículo 7. *Abono a los beneficiarios de las cuotas con destinos específicos.*

En la misma fecha límite para el ingreso de las cuotas con destinos específicos, la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico deberá dar a las cantidades ingresadas la aplicación que proceda de acuerdo con la Ley 54/1997, del sector eléctrico y normas de desarrollo, salvo las cuotas con destino a los sistemas insulares y extrapeninsulares mencionadas en el artículo 5.2, párrafo a), y las cuotas para las compensaciones

mencionadas en el artículo 5.2.h) del presente Real Decreto, que serán ingresadas en las condiciones y plazos que se establezcan por el Ministerio de Industria y Energía a los beneficiarios que corresponda.

CAPÍTULO III

El procedimiento de liquidación

Artículo 8. *Procedimiento de liquidación.*

1. Las liquidaciones reguladas en el presente Real Decreto se determinarán del modo establecido en el anexo I, debiendo fijar el Ministerio de Industria y Energía los procedimientos, valores, parámetros y plazos necesarios para la liquidación.

2. Los cobros y pagos a que den lugar las liquidaciones entre los agentes, resultado de lo establecido en el anexo I de este Real Decreto, se determinarán por la CNSE en la forma y plazos en que se indica en el mismo.

3. Se realizarán liquidaciones mensuales a cuenta de la definitiva, que se efectuará cada año.

CAPÍTULO IV

Los costes de transición a la competencia

Artículo 9. *La retribución fija de los costes de transición a la competencia.*

1. De acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica, que a 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico, percibirán durante un período transitorio máximo de diez años una retribución fija como coste permanente del sistema en los términos que regula este Real Decreto.

2. La retribución fija se define como la diferencia entre los ingresos medios obtenidos por las empresas productoras a las que se refiere el punto anterior a través de la tarifa eléctrica y la retribución reconocida para la producción en el artículo 16.1 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

3. Los importes correspondientes a la retribución fija serán repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema. Para los consumidores cualificados la repercusión de la retribución fija será establecida en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente incrementando los peajes de transporte y distribución y siendo por tanto recaudada por los distribuidores.

4. La retribución fija se liquidará conforme a las normas y procedimientos definidos en el anexo I del presente Real Decreto.

Artículo 10. *Importe máximo anual de la retribución fija.*

Durante el período transitorio al que se refiere el artículo 9, apartado 1, la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente podrá establecer anualmente el importe máximo de la retribución fija con la distribución que corresponda.

En el caso de que el importe a liquidar por retribución fija en un año supere el importe máximo establecido en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente, el exceso se aplicará a disminuir el importe global de la retribución fija pendiente.

Artículo 11. *Duración del período transitorio.*

El período transitorio será como máximo de diez años, comprendido entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre del 2007. No obstante lo anterior, si las condiciones del mercado lo hacen aconsejable, una vez cumplidas las condiciones y compromisos establecidos en la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, el citado período transitorio podrá reducirse mediante Real Decreto.

Artículo 12. *Importe base global máximo a 31 de diciembre de 1997.*

Los costes que se deriven de la retribución fija serán considerados como costes permanentes del sistema con las condiciones establecidas en los artículos 10 y 11 del presente Real Decreto y su importe base global, en valor a 31 de diciembre de 1997, no podrá superar 1.988.561 millones de pesetas, conforme a lo establecido en la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

Artículo 13. *Componentes del importe base global.*

El importe base global al que se refiere el artículo anterior comprende los siguientes elementos:

a) El importe máximo de la asignación por consumo de carbón autóctono, que asciende, en valor a 31 de diciembre de 1997, a 295.276 millones de pesetas, destinado a aquellos grupos de generación que hayan efectivamente consumido carbón autóctono. Este importe se desglosa en las siguientes cantidades: 40.911 millones de pesetas, correspondiente a la compensación del «stock» del carbón a 31 de diciembre de 1997; y, 254.365 millones de pesetas, en concepto de asignación por consumo de carbón autóctono.

b) El importe máximo de la asignación general que asciende, en valor a 31 de diciembre de 1997, a 1.354.628 millones de pesetas, que será repartido entre las empresas según se establece en el artículo 16.

c) El importe máximo de la asignación específica que asciende, en valor a 31 de diciembre de 1997, a 338.657 millones de pesetas, que será repartido entre las empresas según se establece en los artículos 17 y 18.

Artículo 14. *El importe base global máximo a 31 de diciembre de cada año.*

1. El importe base global máximo a 31 de diciembre de cada año de los diferentes componentes a que se refiere el punto precedente se calculará mediante la actualización del importe base global máximo correspondiente al 31 de diciembre del año precedente de acuerdo con el tipo de interés resultante de la media anual del MIBOR a tres meses o tipo de interés de referencia que lo sustituya.

2. El importe base global máximo a 31 de diciembre de cada año de los diferentes componentes, tanto en términos globales como para cada una de las empresas, será el resultado de realizar los siguientes cálculos:

a) Del importe máximo de la asignación general deberán deducirse los importes recuperados por tal concepto en el año. Igualmente, se deducirá del valor máximo para cada empresa el importe correspondiente a los ingresos anuales medios obtenidos por cada una de las empresas generadoras en el mercado de electricidad que excedan de aquellos que se hubieran obtenido con un precio de generación de 6 pesetas/kWh, considerando entre éstos los conceptos definidos en el artículo 16.1 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

b) Del importe máximo de la asignación específica se deducirán los importes efectivamente percibidos por tal concepto, así como los que correspondieran en virtud de los planes financieros extraordinarios a los que se refieren los artículos 17 y 18 del presente Real Decreto.

c) Del importe máximo correspondiente al consumo de carbón autóctono se deducirán los importes que se hubieran percibido por los generadores que hayan efectivamente consumido carbón autóctono.

d) El orden de asignación de los diferentes conceptos que componen el importe base global a 31 de diciembre de cada año será primero el stock del carbón a la fecha de entrada en funcionamiento del modelo, después la prima implícita para las centrales que efectivamente hayan consumido carbón nacional, los planes de financiación extraordinarios que se definen en el artículo 18 del presente Real Decreto y por último las asignaciones general y específica en su proporción.

e) Para el año 1998, los desvíos del año 1997 se aplicarán con anterioridad a los conceptos de la retribución fija.

Artículo 15. *Criterios de reparto de la asignación por consumo de carbón autóctono.*

Con cargo al importe máximo correspondiente al consumo de carbón autóctono se establece una prima máxima promedio de una peseta por kWh para aquellos grupos de producción en la medida que hayan efectivamente consumido carbón autóctono y por la cuantía equivalente a su consumo de carbón autóctono, según se detalla en el anexo II de este Real Decreto, de acuerdo con lo que establece la disposición transitoria cuarta de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, para el ejercicio 1998. **Para ejercicios posteriores el Ministerio de Industria y Energía establecerá los correspondientes importes de las primas por consumo de carbón autóctono.**

Cuando la media ponderada mensual del precio horario final de uno de estos grupos, en pesetas/kWh, sea superior al precio medio considerado en el Real Decreto de tarifas y precios de cada año, más la prima específica por consumo de carbón autóctono, dicho grupo perderá el derecho a la percepción de dicha prima específica.

Cuando la media ponderada mensual del precio horario final de uno de estos grupos, en pesetas/kWh, sea inferior al precio medio considerado en el Real Decreto de tarifas y precios de cada año, dicho grupo tendrá derecho a la percepción de la totalidad de la prima específica por consumo de carbón autóctono.

Cuando la media ponderada mensual del precio horario final de uno de estos grupos, en pesetas/kWh, sea superior al precio medio considerado en el Real Decreto de tarifas y precios de cada año e inferior a dicho precio medio más la prima específica, dicho grupo tendrá derecho a la percepción de una parte de la prima específica hasta alcanzar el tope máximo del precio medio considerado en el Real Decreto de tarifas y precios de cada año más la totalidad de la prima específica.

El precio de mercado citado en los párrafos anteriores será el precio medio en el mercado de producción de los generadores en régimen ordinario, incluidos los servicios complementarios y la garantía de potencia, que se publicará en los Reales Decretos de tarifas y precios del año correspondiente. Para el año 2000 dicho precio medio considerado ha sido de 5,85 pesetas/kWh.

Téngase en cuenta que se declara la nulidad del inciso destacado por Sentencia TS de 19 de enero de 2005. Ref. BOE-A-2005-2645.

Artículo 16. *Criterio de reparto de la asignación general.*

La asignación general será la que se establece en el artículo 13.b) y se repartirá de acuerdo con el porcentaje que se establece en el anexo III.

Artículo 17. *Criterio de reparto de la asignación específica.*

La asignación específica será repartida entre las empresas de acuerdo con los mismos porcentajes que se establecen para la asignación general en el artículo anterior, salvo en la parte de la asignación específica afectada a planes de financiación extraordinarios debidamente aprobados por el Ministerio de Industria y Energía de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 18 del presente Real Decreto.

Artículo 18. *Los planes de financiación extraordinarios con cargo a la asignación específica.*

1. Excepcionalmente, el Ministerio de Industria y Energía, previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, de oficio o a petición de las empresas generadoras interesadas, podrá autorizar planes de financiación extraordinarios con cargo a la asignación específica de la retribución fija.

2. La solicitud de aprobación de un plan de financiación extraordinario podrá realizarse cuando se produzca alguna de las siguientes situaciones:

a) Especiales dificultades financieras, entendiendo por tales aquellas que pudieran poner en peligro el desarrollo normal de las actividades de la empresa.

b) Paradas técnicas de larga duración en los grupos de generación, entendiendo por tales la falta de funcionamiento de los citados grupos por razones de avería extraordinaria imputables a causas ajenas a la gestión de la empresa, conforme a las definiciones que a este efecto se definan por el Ministerio de Industria y Energía.

3. En el caso de solicitud de autorización por parte de la empresa de un plan de financiación extraordinario, ésta deberá justificar adecuadamente los motivos para la solicitud de dicho plan, aportando la documentación que acredite su situación económico-financiera o la justificación de los efectos de las paradas técnicas, así como aquella que estime conveniente y la que sea solicitada por el Ministerio de Industria y Energía.

4. En el curso del procedimiento se dará audiencia por separado al resto de empresas generadoras beneficiarias de la retribución fija mencionada en el artículo 16, para que puedan presentar las alegaciones que estimen convenientes.

5. En todo caso, el Ministerio de Industria y Energía resolverá sobre la solicitud de autorización tomando en consideración las variables relevantes del balance de las compañías, la evolución del equilibrio económico-financiero de las empresas a lo largo del período transitorio, el impacto de contingencias en el funcionamiento de los grupos de generación y, en su caso, otros criterios que puedan considerarse.

En su autorización el Ministerio de Industria y Energía determinará las condiciones del plan de financiación extraordinario aprobado, especificando el valor actual neto a recuperar con cargo al plan y la parte de la asignación específica que mensual o anualmente quede afecta a dicha recuperación.

Artículo 19. *Contabilización de la retribución fija de los costes de transición a la competencia.*

(Derogado)

CAPÍTULO V

Otras disposiciones

Artículo 20. *Actuaciones de inspección y comprobación.*

1. Para poder dar cumplimiento a lo establecido en la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en lo relativo al reparto de la retribución fija a que se hace referencia en la misma, atendiendo, entre otros criterios a la consideración de las variables relevantes del balance de las empresas o a la evolución de su equilibrio económico-financiero a lo largo del período transitorio, así como a lo establecido en el artículo 16, apartados 2, 3 y 4, de la citada Ley sobre fijación de la retribución de las actividades reguladas; las empresas eléctricas cuya producción o distribución de energía sea superior a 45 millones de kWh anuales en el ejercicio de 1998, así como «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», deberán proceder a la verificación contable anual de sus estados financieros, así como los consolidados de las agrupaciones de los mismos, en su caso, a través de una auditoría externa, según las directrices emanadas del Ministerio de Industria y Energía, a cuya Dirección General de la Energía, se remitirá el informe de dichas auditorías junto con las cuentas anuales y el informe de gestión, así como la desagregación de las cuentas anuales por las actividades de generación, transporte y distribución, indicando los criterios utilizados.

Las empresas eléctricas mencionadas en el párrafo anterior deberán remitir trimestralmente al Ministerio de Industria y Energía los estados financieros provisionales referidos al período transcurrido entre el primero de enero de cada año y el último día del trimestre de que se trate.

2. Para poder proceder a garantizar la retribución económica, de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, las empresas distribuidoras que no estaban acogidas al Real Decreto 1538/1987, deberán remitir a la Dirección General de la Energía anualmente la información que ésta determine sobre la producción propia, la energía adquirida de otras empresas, la energía suministrada a sus consumidores y las inversiones realizadas.

3. A efectos de la retribución de las empresas o agrupación de empresas que actúen como sujetos de las actividades de transporte y distribución, se considerarán como ingresos procedentes de la facturación aquéllos que resulten de aplicar las tarifas por los suministros realizados y los peajes o tarifas de acceso por el uso de las redes máximos autorizados por el Ministerio de Industria y Energía, sin que se puedan considerar otros distintos de los establecidos con carácter general en las normas sobre tarifas, salvo que hubieran sido expresamente autorizadas por la Dirección General de la Energía, con base en lo establecido en dichas normas.

El Ministerio de Industria y Energía directamente o a través de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico podrá inspeccionar las condiciones de la facturación de los mismos y de la energía producida por las instalaciones de producción acogidas al régimen especial. Como resultado de estas actuaciones, la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico podrá realizar una nueva liquidación de las cantidades que hayan sido objeto de comprobación o inspección.

4. Las empresas distribuidoras de energía eléctrica que no se encontraban acogidas al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, excepto las empresas distribuidoras GESA y UNELCO, podrán ser compensadas por la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico por la diferencia que resulte entre el precio de adquisición de energía eléctrica a cada uno de los productores que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, estuvieran acogidos al régimen económico establecido en el Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, y el precio que correspondería a esta energía facturada a la tarifa que le fuera de aplicación al distribuidor o al precio de mercado mayorista si adquiere la energía como cliente cualificado o en su caso al precio medio ponderado que resultase de ambos. Esta compensación, que podrá resultar positiva o negativa, será determinada y aprobada para cada caso por la Dirección General de la Energía.

Tanto las empresas distribuidoras como los productores en régimen especial deberán facilitar las inspecciones y comprobaciones que se realicen por el Ministerio de Industria y Energía, directamente o a través del organismo que éste designe, en todo lo referente a compensaciones reguladas en este apartado.

5. A los efectos de lo dispuesto en el punto quinto de la Orden de 7 de julio de 1992 por la que se regulan las compensaciones a realizar por OFICO por suministros interrumpibles que determinadas empresas efectúen y que a partir de la entrada en vigor del presente Real Decreto se efectuará por la CNSE, se entenderá por facturación neta, en todos los casos, el resultado de deducir de la facturación bruta correspondiente, el importe de los porcentajes sobre dicha facturación que deben entregar las empresas distribuidoras según se establece en la disposición adicional única del presente Real Decreto.

Artículo 21. *Recursos.*

Las liquidaciones que determine la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico derivadas del presente Real Decreto podrán ser objeto de recurso ordinario ante el Ministro de Industria y Energía en el plazo de un mes, de acuerdo con lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Disposicion adicional única. *Empresas distribuidoras.*

Las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa de acuerdo con la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, a efectos de la entrega a la CNSE de las cuotas a que se refiere el artículo 5 del presente Real Decreto, se clasifican en los grupos siguientes:

1. Empresas que no hubieran adquirido más de 15 millones de kWh en el ejercicio anterior. Estas empresas no tendrán obligación de hacer entrega a la CNSE de ninguna cantidad.

2. Empresas cuya energía adquirida totalice más de 15 y menos de 45 millones de kWh en el ejercicio anterior y tuvieran una distribución de carácter rural diseminado, superior al 10 por 100 de su distribución.

Se considerarán de carácter rural diseminado los núcleos de población siguientes:

a) Inferiores a 2.500 abonos con consumo en baja tensión, por abono, inferior a la media nacional a tarifas.

b) Entre 2.500 y 4.999 abonos con consumo en baja tensión, por abono, inferior al 90 por 100 de la media nacional a tarifas.

c) Entre 5.000 y 7.499 abonos con consumo en baja tensión, por abono, inferior al 80 por 100 de la media nacional a tarifas.

En estos municipios se contabilizará como rural diseminada exclusivamente la energía suministrada en baja tensión y los suministros en alta tensión con tarifa «R» de riegos.

En todo caso, no tendrá la consideración de rural diseminado el suministro que se efectúe a una industria propia o a un abonado cuya potencia contratada sea igual o superior a 100 kW, excepto si en este último caso se hace a tarifa de riegos.

Si concurrieran varias empresas suministradoras en un mismo núcleo de la población se imputaría a cada una de ellas el número de abonos propios.

Para las empresas del grupo 2 la Dirección General de la Energía, previo informe de la CNSE, podrá autorizar un coeficiente reductor que afecte a los fondos a entregar a la CNSE expresados como porcentajes sobre la facturación regulados en el artículo 5.

Dicho coeficiente reductor se calculará de la forma siguiente:

2.1 Empresas que en energía adquirida a tarifa hubieran totalizado más de 15 y menos de 30 millones de kWh. El coeficiente reductor se calculará según la siguiente fórmula:

$$r = 1 - \frac{A - 0{,}1B}{B}$$

Siendo A la energía en kWh distribuida en núcleos de población rural diseminado anteriormente definido y B el total de energía distribuida.

2.2 Empresas que en energía adquirida a tarifa hubieran totalizado más de 30 y menos de 45 millones de kWh. El coeficiente reductor se calculará según la siguiente fórmula:

$$r = 1 - \frac{A - 0{,}1B}{B} \times \frac{45.000 - C}{15.000}$$

Siendo A y B los mismos conceptos definidos anteriormente y C la energía en MWh de que dispuso la empresa en el ejercicio anterior.

Estos coeficientes reductores se redondean a tres cifras decimales por defecto.

La autorización de dicho coeficiente reductor deberá solicitarse a la Dirección General de la Energía. La reducción tendrá vigencia por dos años y podrá renovarse o revisarse al cabo de ellos, a solicitud de la empresa interesada.

Para el cómputo de los límites a que se refieren los apartados 1 y 2 anteriores, no se tendrán en cuenta los KWh cedidos y facturados a otro distribuidor en la misma tensión a que se reciben.

Dichos límites podrán ser modificados anualmente por la Dirección General de la Energía tomando como referencia el incremento de la demanda del sistema peninsular.

3. Se incluyen en él todas las empresas no comprendidas en los grupos 1 y 2. Entregarán a la CNSE las cantidades detalladas en el artículo 4, con las salvedades que se establecen en el apartado 1 del presente artículo.

4. A efectos de la aplicación de las cuotas se considerarán como ingresos procedentes de la facturación a sus abonados los indicados en el artículo 20.3 del presente Real Decreto para las empresas sujetas a liquidación.

Disposición transitoria primera. *Suministros anteriores al 1 de enero de 1998.*

Los suministros anteriores a la entrada en vigor del presente Real Decreto facturados con posterioridad al 1 de enero de 1998, se liquidarán por la Dirección General de la Energía de acuerdo con el anterior sistema de compensaciones, según lo establecido en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, y su normativa de desarrollo. Así mismo serán liquidados las desviaciones correspondientes a 1997 y anteriores que se reconozcan en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente.

Disposición transitoria segunda. *Costes de transporte y distribución.*

Hasta que no se disponga de los costes acreditados individualizados para las actividades de transporte y distribución de las distintas sociedades mercantiles que configuran los actuales subsistemas eléctricos peninsulares dichos subsistemas se considerarán agrupaciones de sociedades autorizadas a los efectos del presente Real Decreto.

Disposición transitoria tercera. *Puntos de medida.*

En tanto no entre en vigor el Real Decreto por el que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias de puntos de medida, la energía facturada será la registrada en los puntos de medida existentes en cada centro de consumo y utilizada por los distribuidores para el proceso de facturación de la energía consumida. En todo caso, los consumidores cualificados deberán disponer de los equipos de medida que determine el Ministerio de Industria y Energía, para permitir la liquidación de los costes que les corresponda. En tanto no entre en vigor el Real Decreto por el que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias de puntos de medida, el Ministerio de Industria y Energía aprobará, a propuesta del operador del sistema y previo informe de la CNSE, las normas pertinentes para determinar directa o indirectamente las mediciones necesarias para las liquidaciones del sistema.

Disposición transitoria cuarta. *Retribuciones de transporte y distribución.*

En tanto no se establezcan mediante Real Decreto las retribuciones reconocidas a las actividades de transporte y distribución de cada empresa el Ministerio de Industria y Energía publicará los costes reconocidos a cada uno de los sujetos detallados en el anexo I.1, teniendo en cuenta los costes considerados a efectos de la determinación de la tarifa de cada año.

Disposición transitoria quinta. *Contratos internacionales de REE.*

A las operaciones de importación y exportación de energía eléctrica derivadas de los contratos internacionales suscritos por «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», a los que se refiere el apartado 3 de la disposición transitoria novena de la Ley 54/1997, no le serán de aplicación las cuotas que se indican en el artículo 5 del presente Real Decreto.

Disposición transitoria sexta. *Cuotas con destinos específicos de determinados distribuidores.*

Hasta el año 2007 los distribuidores que vinieran operando con anterioridad al 1 de enero de 1997, a los que no les era de aplicación el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico, deducirán de las cantidades que deben entregar en concepto de cuotas establecidas en el artículo 5 del presente Real Decreto, las cantidades incluidas en el valor de sus compras de energía a las tarifas que les sean de aplicación, sin perjuicio de las posibles exenciones o reducciones en la obligatoriedad de entrega de estas cuotas, que se establecen en la disposición adicional única del presente Real Decreto.

Disposición final primera. *Normas de desarrollo.*

El Ministro de Industria y Energía queda facultado para dictar las normas que sean precisas para la aplicación del presente Real Decreto, así como para modificar la relación de empresas a que hace referencia el apartado 1 del anexo I.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

El presente Real Decreto entrará en vigor el día 1 de enero de 1998.

ANEXO I

I.1. Sujetos del procedimiento de liquidación.

Las empresas o agrupaciones de sociedades que realizan actividades de transporte o de distribución, y que son autorizadas a actuar como sujetos del procedimiento de liquidación establecido en el presente Real Decreto son las siguientes:

«Iberdrola, S. A.».
«Unión Eléctrica Fenosa, S. A.».
«Compartía Sevillana de Electricidad, S. A.».
«Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S. A.».
«E. N. Hidroeléctrica del Ribagorzana, S. A.».
«Hidroeléctrica del Cantábrico, S. A.».
«Electra de Viesgo, S. A.».
«Hidroeléctrica de Cataluña, S. A.».
«Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S. A».
«ENDESA».
«Red Eléctrica de España, S. A.».

I.2. Ingresos liquidables (I_i).

El ingreso liquidable de cada transportista o distribuidor i sujeto al procedimiento de liquidaciones se obtendrá de acuerdo con las fórmulas siguientes:

$$I_i = Inf_i + Io_i + Inr_i + II_i$$

Siendo:

Inf_i = ingresos netos por venta de energía eléctrica suministrada a tarifa.

Los ingresos netos por venta de energía eléctrica suministrada a tarifa son los que resultan de deducir a la facturación bruta de energía eléctrica suministrada a tarifa, según se define en el párrafo siguiente, los importes por aplicación de las cuotas con destinos específicos que se detallan en este Real Decreto y que corresponden a los costes permanentes, con la excepción de la retribución fija, a los costes de las compensaciones específicas, y a los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$\mathbf{Inf_i} = If_i - Ce_i - Com_i - Cos_i - Cense_i - Cces_i - Cmn_i - Csc_i - Cst_i$$

If_i = facturación bruta de energía eléctrica suministrada a tarifa.

A efectos de la liquidación de cada agente sujeto al procedimiento establecido en este Real Decreto, se considerarán como ingresos procedentes de la facturación a los consumidores a tarifa, aquellos que resulten de aplicar las tarifas máximas autorizadas por el Ministerio de Industria y Energía, sin que se puedan considerar otras distintas de las establecidas con carácter general en las normas sobre tarifas, salvo que hayan sido expresamente autorizadas por la Dirección General de la Energía, con base en lo establecido en dichas normas.

Ce_i = importe por aplicación de las cuotas para atender los costes que por el desarrollo de actividades de suministro de energía eléctrica en territorios insulares y extrapeninsulares

se hayan integrado en el sistema, de acuerdo con el porcentaje establecido en el Real Decreto por el que se determina la tarifa eléctrica de cada ejercicio.

Com_i = importe por aplicación de las cuotas para atender los costes reconocidos al operador del mercado, de acuerdo con el porcentaje establecido en el Real Decreto por el que se determina la tarifa eléctrica de cada ejercicio.

Cos_i = importe por aplicación de las cuotas para atender los costes reconocidos al operador del sistema, de acuerdo con el porcentaje establecido en el Real Decreto por el que se determina la tarifa eléctrica de cada ejercicio.

$Cense_i$ = importe por aplicación de las cuotas para atender los costes reconocidos a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, de acuerdo con el porcentaje establecido en el Real Decreto por el que se determina la tarifa eléctrica de cada ejercicio.

$Cees_i$ = importe por aplicación de las cuotas para atender las compensaciones especificas establecidas en el artículo 4, párrafo i), del presente Real Decreto, de acuerdo con el porcentaje establecido en el Real Decreto por el que se determina la tarifa eléctrica de cada ejercicio.

Cmn_i = importe por aplicación de las cuotas para atender los costes asociados a la moratoria nuclear, de acuerdo con el porcentaje establecido en el Real Decreto por el que se determina la tarifa eléctrica de cada ejercicio.

Csc_i = importe por aplicación de las cuotas para constituir el fondo para la financiación de la segunda parte del ciclo del combustible nuclear, de acuerdo con el porcentaje establecido en el Real Decreto por el que se determina la tarifa eléctrica de cada ejercicio.

Cst_i = importe por aplicación de las cuotas para atender los costes de «stock» estratégico del combustible nuclear, de acuerdo con el porcentaje establecido en el Real Decreto por el que se determina la tarifa eléctrica de cada ejercicio.

Io_i = ingresos establecidos por acometidas, enganches, verificaciones y alquileres de contadores y otros equipos de medida liquidables, obtenidos por aplicación de las tarifas que están reguladas por el Real Decreto 2949/1982 en lo referente a derechos de acometida, enganche y verificación y por el Real Decreto 1725/1984 en lo referente a los alquileres de contadores y equipos de medida.

Inr_i = Ingresos netos facturados por peajes o tarifas de acceso a generadores, distribuidores, consumidores directos en mercado y comercializadores, vendedores a otros países, exportadores y los sujetos no nacionales que realicen operaciones de tránsito.

$$\mathbf{Inr_i = Ir_i - Ce_i - Com_i - Cos_i - Cense_i - Cces_i - Cmn_i - Csc_i - Cst_i}$$

Siendo:

Ir_i = facturación bruta en concepto de peajes o tarifa de acceso a las redes, así como otras facturaciones derivadas de la aplicación de las cuotas aplicables, todo ello a efectos de la facturación a generadores,consumidores directos en mercado y comercializadores. A los sujetos externos que accedan a las redes se les facturan los mismos peajes, y los costes permanentes, todos ellos establecidos en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente.

Ce_i, Com_i, Cos_i, $Cense_i$, $Cces_i$, Cmn_i, Csc_i y Cst_i, con el mismo significado que el establecido en la regulación de Inf_i anterior, pero aplicando las cuotas sobre los peajes establecidos en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente.

Il_i = Ingresos o pagos, en cuyo caso tendrán signo negativo, resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en la normativa vigente.

I.3. Retribución de la actividad de transporte.

La retribución de la actividad de transporte, (TR_i), reconocida a cada empresa transportista i o agrupación de empresas definidas en el anexo I.1 que realizan actividades de transporte, sujeta al procedimiento de liqnidaciones en el año para el que se determinan las mismas, será el establecido en el Real Decreto por el que se determine la remuneración del transporte.

A los efectos de la determinación de los pagos e ingresos a cuenta a que hace referencia el apartado I.11 de este anexo y hasta la fecha de publicación del Real Decreto por el que se determine la remuneración del transporte, la retribución de la actividad de transporte, reconocida a cada una de las empresas o agrupación de las mismas i propietarias de instalaciones de transporte en cada año se determinara de la siguiente forma:

$$TR_{in} = TR_{in-1} * (1 + (IPC-1)/100) + IIN_{in-1}$$

Siendo:

TR_{in-1} = el coste de transporte reconocido en el año anterior a la empresa o agrupación de empresas i.

IPC = variación del índice de precios al consumo en el año para el que se determinan las liquidaciones, a los efectos de la determinación de los pagos e ingresos a cuenta se utilizará el valor considerado en la determinación de la tarifa.

IIN_{in-1} = coste acreditado asociado a las nuevas inversiones que han entrado en funcionamiento en el año n-1.

I.4. Retribución de la actividad de distribución y de comercialización a tarifa.

La retribución de la actividad de distribución y de comercialización a tarifa, (D_i), reconocido a cada empresa distribuidora o agrupación de las mismas de las definidas en el anexo I.1, sujeta al procedimiento de liquidaciones en el año para el que se determinan las mismas será el establecido en el Real Decreto por el que se determine la remuneración de la distribución, incluido el incentivo por pérdidas de distribución que se establezca por los suministros de energía a tarifa.

A los efectos de la determinación de los pagos e ingresos a cuenta a que hace referencia el apartado I.11 de este anexo y hasta la fecha de publicación del Real Decreto por el que se determine la remuneración de la distribución, la retribución de la actividad de distribución y de comercialización a tarifa, se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$D_{in} = D_{in-1} * (1 + (IPC-1)/100) * (I+(\Delta D*Fe))$$

Siendo:

D_{in-1} el coste de distribución y de comercialización a tarifa reconocido en el año anterior.

IPC = variación del índice de precios al consumo en el año para el que se determinan las liquidaciones, a los efectos de la determinación de los pagos e ingresos a cuenta se utilizará el valor considerado en la determinación de la tarifa.

ΔD = variación de la demanda entre años. En el caso de una disminución de la demanda el valor será cero. A los efectos de la determinación de los pagos e ingresos a cuenta se utilizará el valor considerado en la determinación de la tarifa.

Fe = factor de eficiencia utilizado en la determinación del coste de distribución acreditado en la tarifa. Dicho factor tomará el valor de 0,6 pudiendo el Ministerio de Industria y Energía modificarlo.

Se incluirá así mismo en el concepto de coste Iiquidable de distribución los importes destinados a la incentivación de la gestión de la demanda y los costes reconocidos a los planes de mejora para calidad de servicio que se establezcan en el Real Decreto de tarifas de cada año.

El Ministerio de Industria y Energía comunicará los valores que se hayan tenido en consideración en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente.

I.5. Coste imputado por los peajes incurridos.

El coste imputado al transportista o distribuidor i, en su caso, por los pagos a cuenta de peajes, $CP_{i,}$ a cada empresa, transportista o distribuidora j, sujetos al procedimiento de liquidaciones en el período para el que se determinan las liquidaciones, será el que resulte de la aplicación de los peajes aplicables por el acceso a las redes de terceros establecidos en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente.

I.6. Coste imputado por las adquisiciones de energía en el mercado de electricidad.

El coste imputado $CE_{i,}$ por las adquisiciones de energía en el mercado de electricidad para su venta a tarifa, a cada distribuidor i sujeto al procedimiento de liquidaciones en el período para el que se determinan las mismas será el resultado de multiplicar el precio medio ponderado que resulte en el período de liquidación a las adquisiciones de energía de éste, por la energía distribuida por dicho distribuidor incrementada por la energía correspondiente a las pérdidas estándar que se establezcan en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente.

I.7. Coste reconocido por las adquisiciones de energía al régimen especial CRE_i

El coste imputado por las adquisiciones de energía al régimen especial, $CRE_{i,}$ será el coste satisfecho en concepto de potencia y energía adquirida a los generadores del régimen especial acogidos al Real Decreto 2366/1994 más los de régimen especial de acuerdo con lo establecido en la Ley 54/1997 incluidas las primas que se establezcan, por las cuantías efectivamente satisfechas en el período para el que se determinan las liquidaciones.

I.8. Importe a liquidar.

El importe a liquidar por cada empresa o agrupaciones de las mismas sujetas al procedimiento de liquidación se calculará como:

$$\mathbf{L_i = I_i - CPi - CE_i - CRE_i}$$

Donde :

L_i: importe a liquidar por la empresa o agrupación de las mismas i.

I_i: ingresos liquidables tal como se definen en el apartado 1.2.

Cp_i: coste imputado a la empresa o agrupación de las mismas i por los pagos a cuenta de peajes, definidos en el apartado I.5

CE_i: coste imputado a la empresa o agrupación de las mismas i por adquisición de energía en el mercado.

CRE_i: coste imputado a la empresa o agrupación de las mismas i por la adquisición de energía al régimen especial.

El importe a liquidar cumplirá la condición siguiente:

$$\mathbf{\sum L_i = \sum CTC_i + \sum Tr'_i + \sum D'i}$$

Donde:

CTC_i : importe a liquidar por la empresa o agrupación de las mismas i correspondiente a la retribución fija proveniente de los suministros a tarifa.

Tr'_i: importe a liquidar por la empresa o agrupación de las mismas i correspondiente a la actividad del transporte.

donde:

$Tr'_i = k_i * \sum Tr_{it}$

siendo:

$k_i = L_i / \sum L_i$

Tr_{it}: la retribución del transporte de la empresa o agrupación de las mismas i para el período de liquidación t.

D'_i: importe a liquidar por la empresa o agrupación de las mismas i correspondiente a la actividad de distribución

donde:

D'_i $= k_i * \sum D_{it}$

siendo:

$k_i = L_i / \sum L_i$

D_{it}: la retribución de la distribución de la empresa o agrupación de las mismas i para el período de liquidación t.

I.9. Retribución fija.

La retribución fija incluida en los suministros a tarifa, así como la correspondiente a los consumidores cualificados y comercializadores será ingresada por los distribuidores en la cuenta específica abierta en régimen de depósito por la CNSE, que será comunicada mediante circular publicada en el Boletín Oficial del Estado.

El importe que los distribuidores recauden por retribución fija de los consumidores cualificados y comercializadores se establecerá en la disposición por la que se establezca la tarifa correspondiente y se ingresará en la cuenta citada en el párrafo anterior.

La retribución fija CTC, por los suministros a tarifa de un distribuidor i se determinara por la diferencia, entre el importe a liquidar (Li), definido en el apartado anterior, y los costes liquidables de distribución y transporte.

Los planes de financiación extraordinarios aprobados y los incentivos por consumo de carbón autóctono que establece el artículo 13.a) serán liquidados por la Comisión Nacional de Energía mensualmente.

Una vez realizado esto, cuando el fondo acumulado en la cuenta específica abierta en régimen de depósito tenga saldo positivo, será liquidado por la Comisión Nacional de Energía en la última liquidación provisional de cada año, por aplicación de los porcentajes que establezca el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Cuando el fondo acumulado en la cuenta específica abierta en régimen de depósito tenga saldo negativo, será liquidado por la Comisión Nacional de Energía en las liquidaciones mensuales aplicando los siguientes porcentajes de reparto:

Iberdrola, S. A.: 35,01 por ciento.
Unión Eléctrica Fenosa, S. A.: 12,84 por ciento.
Hidroeléctrica del Cantábrico, S. A.: 6,08 por ciento.
Endesa, S. A.: 44,16 por ciento.
Elcogás, S. A.: 1,91 por ciento.

Estos porcentajes son provisionales, por lo que se faculta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para establecer los porcentajes de reparto de una manera definitiva.

I.10. Cobros y pagos definitivos.

Los cobros y pagos a que den lugar las liquidaciones entre agentes, se determinarán y notificarán por la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico en la forma y plazo que a continuación se indica.

La liquidación, positiva o negativa, correspondiente a cada agente, dará lugar a una cantidad a percibir o pagar, respectivamente, antes del 31 de marzo del año siguiente a aquel para el que se han determinado las liquidaciones, sin perjuicio del sistema de pagos e ingresos a cuenta que se desarrolla en el apartado I.11. de este anexo.

I.11. Sistema de pagos e ingresos a cuenta.

Los agentes sujetos al procedimiento de liquidaciones efectuarán pagos y recibirán ingresos a cuenta de las liquidaciones a que se refiere el apartado 1.10. de este anexo.

Dichos pagos e ingresos a cuenta se calcularán mensualmente, de la forma que se indica en los puntos siguientes.

I.11.1. Antes del día 25 de cada mes, los distribuidores comunicarán a la CNSE la información necesaria a que se refiere el artículo 6.4 del presente Real Decreto, para determinar la retribución fija y las liquidaciones asociadas

I.11.2. Antes del día 30 de cada mes, a partir de marzo hasta el mes de febrero del año siguiente, la CNSE calculará para cada agente, los pagos e ingresos a cuenta correspondientes a las liquidaciones y a la retribución fija durante el período que va desde el día primero al último del mes previo al mes inmediatamente anterior.

Para ello se utilizarán los valores acumulados de los ingresos liquidables definidos en el apartado I.2, referidos a las fechas correspondientes, así como las partes proporcionales de

los costes definidos en los epígrafes I.3. y I.4., comunicados por la Dirección General de la Energía de acuerdo con la disposición por la que se establezca la tarifa correspondiente.

I.11.3. Antes del día 30 de cada mes la CNSE establecerá y notificará a cada agente los pagos e ingresos a cuenta parciales acumulados correspondientes a los perÍodos que van desde el 1 de enero hasta el último día del mes previo al inmediatamente anterior, por la acumulación de los cálculos a los que se refiere el apartado 11.2.

I.11.4. Los agentes a los que corresponda efectuar pagos por liquidaciones, los realizarán a los agentes acreedores antes de transcurridos 15 días desde que dichos pagos hayan sido notificados.

I.11.5. Las comunicaciones a los agentes así como las liquidaciones a cuenta y definitivas deberán ser comunicadas por la CNSE a la Dirección General de la Energía en el momento en que se realicen o liquiden.

ANEXO II

Prima al consumo de carbón autóctono, año 1998

Ptas./kWh, año 1998

	PRODUCCIONES 1998 MÁS DE 25 AÑOS GWh	PRODUCCIONES 1998 PLAN MINERÍA GWh	MÁS DE 25 AÑOS 1998 PTA/kWh	PERMANENTE PTA/kWh	AJUSTE PUENTES Y MEIRAMA PTA/kWh	INCENTIVO TECNOLOGÍA GICC PTA/kWH
TERUEL LN	0	4.028	0,0000	0,5812	0,0000	0,0000
ESCUCHA LN	466	466	0,8083	0,5812	0,0000	0,0000
ESCATRON LN	0	314	0,0000	0,5812	0,0000	0,0000
SERCHS LN	285	285	0,6406	0,5812	0,0000	0,0000
COMPOSTILLA HN	3.612	7.744	0,8249	0,5812	0,0000	0,0000
ANLLARES HN	0	2.231	0,0000	0,5812	0,0000	0,0000
NARCEA HN	807	2.097	0,5302	0,5812	0,0000	0,0000
LA ROBLA HN	1.113	2.556	0,6918	0,5812	0,0000	0,0000
GUARDO HN	522	1.755	0,8908	0,5812	0,0000	0,0000
SOTO HN	1.140	2.380	0,3633	0,5812	0,0000	0,0000
LADA HN	560	1.825	0,4005	0,5812	0,0000	0,0000
ABOÑO HN	0	2.921	0,0000	0,5812	0,0000	0,0000
PUENTENUEVO HN	0	1.753	0,0000	0,5812	0,0000	0,0000
PUERTOLLANO HN	1.048	1.048	1,0298	0,5812	0,0000	0,0000
ELCOGAS GICC	0	621	0,0000	0,5812	0,0000	14,3338
PUENTES LP	0	4.217	0,0000	0,5812	0,2336	0,0000
MEIRAMA LP	0	1.878	0,0000	0,5812	0,8610	0,0000

ANEXO III

	Porcentaje
«Iberdrola, S. A.»	27,10
«ENDESA»	31,03
«Unión Eléctrica Fenosa, S. A.»	12,90
«Compañía Sevillana de Electricidad, S. A.»	5,40
«Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S. A.»	10,00
«E. N. Hidroeléctrica del Ribagorzana, S. A.»	1,68
«Electra de Viesgo, S. A.»	1,66
«Hidroeléctrica de Cataluña, S. A.»	0,77
«Eléctricas Reunidas de Zaragoza, S. A.»	0,66
«Hidroeléctrica del Cantábrico, S. A.»	5,70
«Elcogás, S. A»	3,10

§ 35

Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. [Inclusión parcial]

Ministerio de Economía
«BOE» núm. 268, de 8 de noviembre de 2001
Última modificación: 2 de abril de 2025
Referencia: BOE-A-2001-20850

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 18 lo siguiente:

«1. Los peajes correspondientes al uso de las redes de transporte serán únicos sin perjuicio de sus especialidades por niveles de tensión y uso que se haga de la red.

2. Los peajes correspondientes al uso de las redes de distribución serán únicos y se determinarán atendiendo a los niveles de tensión y a las características de los consumos indicados por horario y potencia.

3. Los peajes de transporte y distribución serán aprobados por el Gobierno en la forma que reglamentariamente se determine y tendrán el carácter de máximos.»

Asimismo, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece, en su artículo 19.1, que «los consumidores cualificados deberán abonar, además de los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes del sistema y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento en la proporción que les corresponda».

Por Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998, se regularon por primera vez los peajes o tarifas de acceso, con objeto de permitir la adquisición de energía mediante la libre contratación para aquellos consumidores que el 1 de enero de 1998 tenían la condición de cualificados. Estas tarifas de acceso mantuvieron su estructura en línea con el régimen de las tarifas integrales existentes, aprobando, por tanto, sólo sus precios correspondientes, que incluían la cuantía de los costes que requieren las actividades de transporte y distribución, evitando con ello provocar cualquier distorsión en la retribución de estas actividades.

El adelanto del calendario de liberalización del suministro que se inició en 1999, así como la experiencia del primer año de funcionamiento del nuevo modelo que estableció la Ley del sector Eléctrico, aconsejaron, por una parte, establecer una nueva estructura de tarifas de acceso teniendo en cuenta el colectivo de consumidores cualificados que estaba previsto que adquirieran dicha condición a lo largo de 1999 y, por otra, regular no sólo los precios, sino también las condiciones de aplicación en un único texto, que permitía clarificar la aplicación de las mismas.

Así, por Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen las tarifas de acceso, se fijan unas tarifas para alta tensión con una estructura binomia, formadas por

un término fijo y otro variable en cada uno de los seis períodos tarifarios en que se dividen las 8.760 horas del año, que incluyen para cada uno de ellos todos los componentes del precio.

Esta nueva estructura permitió facilitar la aplicación de las tarifas de acceso a los grandes consumidores, estando en línea con la estructura de precios y medidas que requiere el mercado de producción para la compra de energía. Para los clientes de baja tensión, se mantuvo la estructura de las tarifas y precios existente.

El Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, efectúa un nuevo adelanto del calendario de liberalización del suministro, de tal forma que, a partir del 1 de enero del 2003, todos los consumidores de energía eléctrica tendrán la consideración de consumidores cualificados y, además, establece, en el artículo 19.3, que «el Ministro de Economía elevará al Gobierno antes del 1 de enero del 2001 una propuesta de estructura y actualización de precios de las tarifas de acceso establecidas en el Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, adaptándose al nuevo marco de liberalización del suministro que se producirá a partir del 1 de julio de 2000 y del 1 de enero de 2003».

Por ello, en el presente Real Decreto, se establece una estructura simple, para facilitar la aplicación de las tarifas de acceso y, por tanto, la posibilidad de ejercer la condición de cualificados a los nuevos clientes de alta tensión cuyo consumo anual es inferior a 1 GWh y que se incorporan a partir del 1 de julio de 2000. Para los clientes de baja tensión, que se incorporarán con carácter general el 1 de enero de 2003, se han planteado tarifas acordes con la propia singularidad de los clientes que componen este segmento del mercado.

La disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, establece un régimen retributivo especial para los distribuidores que vinieran operando con anterioridad al 1 de enero de 1997, a los que no les es de aplicación el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de las empresas gestoras del servicio. Dicha disposición transitoria les otorga la posibilidad de acogerse «al régimen tarifario que para estos distribuidores apruebe el Gobierno, que garantizará, en todo caso, una retribución económica adecuada».

Con el fin de desarrollar este régimen tarifario, que implica la compra de energía a otros distribuidores a tarifa D, deben determinarse los criterios para la revisión de los importes de dicha tarifa D, con el objetivo de que la retribución de la actividad de estos distribuidores siga una evolución coherente con la retribución para los distribuidores comprendidos en el anexo I del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Economía, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 26 de octubre de 2001,

DISPONGO:

Artículo 1. *Ámbito de aplicación.*

1. Las tarifas de acceso que se regulan en el presente Real Decreto serán de aplicación:

a) A los consumidores cualificados que ejerzan esta condición por cada punto de suministro o instalación.

b) A los comercializadores como mandatarios en nombre de los consumidores cualificados que ejerzan esta condición por cada punto de suministro o instalación.

c) A los distribuidores a los que les fuera aplicable la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, por la energía que adquieran, ejerciendo su condición de cualificados, destinada a la venta a sus clientes a tarifa cuando sea necesario acceder a través de las redes de otros distribuidores.

d) A los autoproductores para el abastecimiento a sus propias instalaciones, las de su matriz o las de sus filiales en las que su participación en el capital social sea mayoritaria, siempre que utilicen las redes de transporte o de distribución.

e) A los agentes externos y a otros sujetos, para las exportaciones de energía eléctrica que realicen.

2. Se exceptúan de la aplicación del presente Real Decreto las tarifas de acceso para los consumos propios de las empresas eléctricas destinados a sus actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. No se considerarán como consumos propios los de las explotaciones mineras, aunque sean para el abastecimiento de centrales termoeléctricas.

3. No se aplicarán tarifas de acceso a los tránsitos internacionales de energía eléctrica que se realicen a través del sistema eléctrico nacional que tengan su origen y destino en países miembros de la Unión Europea. Esta exención podrá extenderse a terceros países no miembros de la Unión Europea con los que se establezcan acuerdos de reciprocidad.

Artículo 2. *Costes que incluirán las tarifas de acceso.*

1. Las tarifas de acceso a las redes incluirán los siguientes costes establecidos en la normativa vigente:

1. Los costes de transporte de energía eléctrica.
2. Los costes de distribución de energía eléctrica.
3. Los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a suministros de consumidores cualificados conectados a sus redes que adquieren su energía ejerciendo su condición de cualificados.
4. Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento que se relacionan a continuación:

a) Moratoria nuclear.
b) «Stock» básico del uranio.
c) Segunda Parte del ciclo del combustible nuclear.
d) Compensación a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico en concepto de interrumpilidad, régimen especial y por tener clientes cualificados conectados a sus redes.
e) Sobrecoste del régimen especial.

5. Los costes permanentes que se relacionan a continuación:

a) Compensación de extrapeninsulares.
b) Operador del sistema.
c) Operador del mercado.
d) Comisión Nacional de Energía.
e) Costes de transición a la competencia.

2. En su caso, las tarifas de acceso incluirán además como costes otros ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en la normativa vigente.

Artículo 3. *Estructura general de las tarifas de acceso.*

1. Las tarifas de acceso se diferencian por niveles de tensión en tarifas de baja tensión y tarifas de alta tensión y se componen de un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía y, en su caso, un término por la facturación de la energía reactiva.

La suma de los términos mencionados constituye, a todos los efectos, el precio máximo de estas tarifas, incluyendo los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento del sistema y los costes permanentes en los porcentajes que se fijen reglamentariamente. En cualquier caso, las diferencias entre las tarifas de acceso máximas aprobadas y las que, en su caso, apliquen las empresas distribuidoras por debajo de las mismas serán soportadas por éstas.

2. El método para determinar tarifas de acceso de electricidad responderá a los siguientes principios generales:

a) Recuperación de los costes de acceso determinados reglamentariamente.
b) Asignación eficiente de los costes entre distintos suministros.

c) Tarifas máximas y únicas en todo el territorio nacional.

Los costes correspondientes al acceso a redes se asignarán entre los suministros del sistema para establecer las tarifas de acceso, aplicando criterios de asignación transparentes que aseguren la recuperación de dichos costes.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 13.6 de la Ley del Sector Eléctrico, la tarifa de acceso a aplicar a las exportaciones y a los tránsitos de energía no contemplados en el artículo 1.3 del presente Real Decreto por la utilización de las conexiones internacionales no incluye los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

3. En las cantidades resultantes de la aplicación de estas tarifas, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17.3 de la Ley del Sector Eléctrico, no se incluyen los impuestos, recargos y gravámenes establecidos o que se establezcan tanto sobre el consumo y suministro que sean de cuenta del consumidor o su mandatario, de acuerdo con el ámbito de aplicación establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, y de los que estén las empresas distribuidoras o comercializadoras encargadas de su recaudación, como sobre los alquileres de equipo de medida o control, los derechos de acometida, enganche y verificación, ni aquellos otros cuya repercusión sobre el usuario esté autorizada por la normativa vigente.

Artículo 4. *Condiciones generales de los contratos de tarifa de acceso.*

Las condiciones generales del contrato de tarifas de acceso son las siguientes:

1. El contrato de tarifas de acceso que se suscriba o se renueve tendrá carácter anual, prorrogándose por períodos anuales sucesivos, sin perjuicio de las excepciones previstas en el artículo 6 del presente Real Decreto.

2. Podrán suscribir contratos de acceso a las redes con las empresas distribuidoras todos aquellos consumidores o sus mandatarios, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto.

En el caso en que el consumidor cualificado opte por contratar la tarifa de acceso a la redes a través de un comercializador, el consumidor quedará eximido del pago de la tarifa de acceso siempre que demuestre estar al corriente de pago con el comercializador.

3. El período de pago de las tarifas de acceso se establece en veinte días naturales desde la emisión de la factura por parte de la empresa distribuidora. En el caso de que el último día del período de pago fuera sábado o festivo, éste vencerá el primer día laborable que le siga.

Dentro del período de pago, los consumidores o sus mandatarios, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, podrán hacer efectivos los importes facturados mediante domiciliación bancaria, a través de las cuentas que señalen las empresas distribuidoras en entidades de crédito, en las oficinas de cobro de la empresa distribuidora o en quien ésta delegue. En zonas geográficas donde existan dificultades para utilizar los anteriores sistemas, el consumidor podrá hacer efectivo el importe facturado mediante giro postal u otro medio similar.

En el caso de las Administraciones públicas, transcurridos dos meses desde que hubiera sido requerido fehacientemente por el distribuidor el pago sin que el mismo se hubiera hecho efectivo, comenzarán a devengarse intereses, que serán equivalentes al interés legal del dinero incrementado en 1,5 puntos.

4. La empresa distribuidora podrá suspender el contrato de tarifa de acceso cuando hayan transcurrido al menos dos meses desde que hubiera requerido fehacientemente el pago al consumidor o su mandatario, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo. A estos efectos, el requerimiento se practicará mediante remisión, a la dirección que a efectos de comunicación figure en el contrato de tarifa de acceso, por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado, así como de la fecha, identidad y contenido del mismo, quedando la empresa distribuidora obligada a conservar en su poder la acreditación de la notificación efectuada. En el supuesto de rechazo de la notificación, se especificarán las circunstancias del intento de notificación y se tendrá por efectuado el trámite. Dicha comunicación deberá incluir el trámite de

desconexión del consumidor de las redes de distribución por impago, precisando la fecha a partir de la que se procederá a la desconexión, de no abonarse en fecha anterior las cantidades adeudadas.

En el caso de las Administraciones públicas, la empresa distribuidora podrá proceder a la suspensión del contrato de tarifa de acceso por impago, siempre que el mismo no haya sido declarado servicio esencial según se establece en el artículo 89.2 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, si transcurridos cuatro meses desde el primer requerimiento dicho pago no se hubiera hecho efectivo.

5. Para proceder a la desconexión por impago la empresa distribuidora no podrá señalar como día un día festivo ni aquellos que, por cualquier motivo, no exista servicio de atención al cliente tanto comercial como técnico a efectos de la reconexión a sus redes, ni en víspera de aquellos días en que se dé alguna de estas circunstancias.

6. Efectuada la desconexión, se procederá a la reconexión, como máximo, al día siguiente del abono de la cantidad adeudada, de los intereses que haya devengado de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 3 del presente artículo y de la cantidad autorizada en concepto de reconexión.

7. Los titulares de explotaciones agrarias, sean autónomos o empresas, incluidas las cooperativas agrarias y las comunidades de regantes, podrán acogerse a los mecanismos de flexibilización temporal de los contratos de suministro de energía eléctrica del artículo 7 del Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del “Plan + seguridad para tu energía (+SE)”, así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía.

7 (sic). Las condiciones particulares de aplicación a contratos de acceso para los titulares de explotaciones agrarias, sean autónomos o empresas, incluidas las cooperativas agrarias y las comunidades de regantes sujetas a estacionalidad serán las siguientes:

Podrán hacer uso del derecho al contrato de acceso con posibilidad de disponer de dos potencias diferentes a lo largo de 12 meses, en función de la necesidad de suministro para la actividad, con la mera comunicación por medios telemáticos y/o telefónicos a su suministrador. A tal fin, las compañías suministradoras facilitarán un número de atención telefónica gratuito. Los precios del término de potencia no surtirán incremento alguno respecto de las tarifas de aplicación, siempre que la fijación así establecida sea consistente con la seguridad y la sostenibilidad económica y financiera del sistema recogido en el artículo 13 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, así como con la normativa comunitaria de aplicación.

Artículo 5. *Condiciones generales de aplicación de las tarifas.*

Las condiciones generales de aplicación de las tarifas de acceso son las siguientes:

1. Condiciones para la lectura y facturación de las tarifas de acceso. La lectura y, en su caso, instalación de los equipos de medida para la facturación de las tarifas de acceso, así como de la energía que haya que liquidarse en el mercado, será responsabilidad de los distribuidores. El plazo para el precintado de los equipos de medida será de quince días a contar desde la fecha en que, directa o indirectamente, el consumidor comunique a la empresa distribuidora que se ha procedido a la instalación del equipo o, en su caso, que opta por alquilarlo a la empresa distribuidora, y siempre que previamente se haya concedido el acceso de acuerdo con el apartado 3 del presente artículo. En estos casos la empresa distribuidora deberá presentar durante dicho plazo el contrato de acceso al solicitante para su firma.

Los consumos de energía realizados en un período de facturación en que haya regido más de una tarifa se distribuirán para su facturación proporcionalmente a la parte del tiempo transcurrido desde la última medida de consumo registrada en que haya estado en vigor cada una de ellas, atendiendo a la medida de la energía horaria adquirida en el mercado.

2. Plazos de facturación y registro del consumo.–La facturación expresará las variables que sirvieron de base para el cálculo de las cantidades y, en todo caso, se desglosará en la facturación los importes correspondientes a la imputación de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y permanentes del sistema y los tributos que graven el consumo de electricidad, así como los suplementos territoriales cuando correspondan.

Las facturaciones serán mensuales y corresponderán a los registros del consumo correspondientes al período que se especifique en la citada factura. Para la tarifa simple de baja tensión se admite, también, la facturación bimestral.

Los plazos de registro del consumo no serán superiores a los tres días anteriores o posteriores a la finalización del mes o bimestre del último registro del consumo realizado.

3. Requisitos generales para la aplicación de las tarifas de acceso.–Los requisitos generales para la aplicación de las tarifas de acceso son los siguientes:

1.º Se deberán tener instalados los equipos de medida y control necesarios para la correcta aplicación de las mismas. En todo caso, el control de las potencias contratadas en cada período tarifario se realizará conforme a lo establecido reglamentariamente.

2.º Se deberá disponer de las características técnicas de la acometida, de acuerdo con los parámetros de contrato solicitados, para poder realizar el suministro.

3.º Quienes, de acuerdo con el artículo 1, deseen acogerse al sistema de tarifas de acceso a las redes y reúnan los requisitos impuestos para las mismas deberán solicitarlo a la empresa distribuidora con un período de antelación mínimo de quince días, indicando los parámetros que desean contratar en la nueva tarifa.

Las empresas distribuidoras dispondrán de un plazo de quince días, contados a partir de la recepción de la solicitud de acceso, para conceder o denegar la solicitud al cliente, sin perjuicio de lo que a estos efectos se establezca reglamentariamente cuando la conexión se realice a redes de transporte o de distribución con influencia en las redes de transporte. La denegación deberá estar debidamente motivada de acuerdo con lo dispuesto en la Ley del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo. Transcurrido el plazo antes citado sin que la empresa distribuidora hubiera contestado al cliente, se entenderá concedida la solicitud.

4.º En el caso de que el suministro a una instalación disponga de dos puntos de toma, la Dirección General de Política Energética y Minas, excepcionalmente, podrá autorizar la aplicación de una única tarifa de acceso conjuntamente, siempre que los citados puntos estén a la misma tensión, siendo, en ese caso, las magnitudes a contemplar las registradas por el aparato totalizador.

4. Elección de las condiciones de contrato de la tarifa de acceso y modificaciones de las mismas.–La elección de las condiciones de contrato de la tarifa de acceso y modificaciones de las mismas se regirá por lo siguiente:

1.º El consumidor o su mandatario, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, podrá elegir la tarifa y modalidad que estime más conveniente a sus intereses entre las oficialmente autorizadas para el uso de las redes por el suministro de energía que el mismo desee demandar, siempre que cumpla las condiciones establecidas en el presente Real Decreto. Asimismo, el consumidor podrá elegir la potencia a contratar, debiendo ajustarse, en su caso, a los escalones correspondientes a los de intensidad normalizados para los aparatos de control.

No obstante, lo anterior, el consumidor podrá contratar la potencia en múltiplos de 0,1 kW siempre que la potencia contratada no supere los 15 kW y disponga de contador que permitan la discriminación horaria y la telegestión.

2.º Al consumidor o su mandatario, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, que haya cambiado voluntariamente de tarifa, o modalidad, podrá negársele pasar a otra mientras no hayan transcurrido, como mínimo, doce meses, excepto si se produjese algún cambio en la estructura tarifaria que le afecte. Estos cambios no implican el pago de derecho alguno por este concepto a favor de la empresa distribuidora.

3.º Las empresas distribuidoras están obligadas a modificar la potencia contractual para ajustarla a la demanda máxima que deseen los consumidores o sus mandatarios, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1,

apartado 1, del presente Real Decreto, excepto en el caso en que el consumidor haya modificado voluntariamente la potencia en un plazo inferior a doce meses y no se haya producido ningún cambio en la estructura de tarifas que le afecte, todo ello sin perjuicio de las autorizaciones que tuviera que dar la Dirección General de Política Energética y Minas de acuerdo con lo dispuesto en el presente Real Decreto.

4.º Por reducciones de potencia, las empresas distribuidoras no podrán cobrar cantidad alguna en concepto de derechos de enganche, acometida, ni ningún otro a favor de las empresas, salvo los gastos que se puedan producir por la sustitución o corrección de aparatos de medida o control de la potencia, cuando ello fuera necesario.

Los aumentos de potencia contratada se tramitarán como un alta adicional, sin perjuicio de que en lo sucesivo se haga una sola facturación.

5.º Es potestad del cliente con suministro en alta tensión inferior a 36 kV, y que disponga de un transformador de potencia no superior a 50 kVA, o de potencia superior a 50 kVA, en instalación intemperie sobre poste, realizar la medida en baja tensión y facturar en una tarifa de alta tensión. Para ejercer este derecho deberá comunicarlo a la empresa distribuidora. En este caso la energía medida por el contador se incrementará en 0,01 kWh por cada kVA de potencia nominal del transformador, durante cada hora del mes, y la energía consumida medida se recargará, además, en un 4 por 100. La potencia de facturación será un 4 por 100 superior a la medida si su valor se determina en el lado de baja tensión del transformador.

6.º Los suministros de socorro se tratarán como suministros independientes y como tales se facturarán, excepto si la alimentación la realiza la misma empresa distribuidora, en cuyo caso se facturará, únicamente, el 50 por 100 del término de potencia del suministro de socorro.

Artículo 6. *Contratos eventuales, de temporada, de interconexiones internacionales, para suministro de energía adicional y para suministros a instalaciones acogidas al régimen especial: condiciones particulares.*

Las condiciones particulares de aplicación a contratos eventuales, de temporada, de interconexiones internacionales, para suministro de energía adicional y para suministros a instalaciones acogidas al régimen especial serán las siguientes:

1. No obstante lo establecido en el artículo 4 de este Real Decreto, se podrán establecer contratos de duración inferior a un año, en las modalidades de contratos eventuales, de temporada, de conexiones internacionales y contratos para suministros de energía adicionales, aplicando lo dispuesto en los apartados 2, 3 y 4 siguientes.

2. A efectos de aplicación de tarifas de acceso se considerarán como contratos de suministros de temporada aquellos en los que se prevé una utilización del suministro con una duración inferior a un año y de forma repetitiva en los sucesivos años.

A estos suministros no les será de aplicación la tarifa simple de baja tensión.

Los precios del término de potencia se aumentarán en un 100 por 100 para los meses de temporada alta y en un 50 por 100 para los restantes en que se reciba la energía.

3. A efectos de aplicación de tarifas de acceso se considerarán como contratos eventuales aquellos que se establecen para menos de doce meses, para un fin concreto, transitorio y esporádico como los provisionales de obra, ferias u otros, circunstancia que se deberá consignar en el contrato.

Sin perjuicio de lo especificado para el pago de derechos de acometida, enganche y verificación, a estos suministros se les podrán aplicar las tarifas de acceso con las siguientes condiciones:

a) Los precios del término de potencia se aumentarán en un 80 por 100 para los meses de temporada alta, tal como se definen las temporadas en el presente Real Decreto, y en un 40 por 100, para los restantes en que se reciba la energía.

b) La empresa distribuidora podrá exigir un depósito, excepto en el caso contemplado en el artículo 79.8 del Real Decreto 1955/2000, por un importe máximo equivalente al de una factura mensual, con la estimación del consumo en función de un uso diario de ocho horas de la potencia contratada, que se devolverá al acabar el suministro. Debe suscribirse nuevo contrato cada vez que se solicite el suministro.

c) La determinación y el control de la potencia de facturación se regirán por las normas generales.

En estos contratos la facturación del término básico de potencia de las tarifas se realizará mensualmente y se calculará de acuerdo con las facturaciones mensuales que se definen en el último párrafo del punto 1.1 del apartado 1 del artículo 9 del presente Real Decreto.

4. El contrato de acceso para conexiones internacionales podrá tener duración inferior a un año. A los efectos de aplicación de esta tarifa de acceso se considerará como potencia la correspondiente a la energía efectivamente programada en cada período horario. El importe total del término básico de facturación de potencia, en cada período tarifario, se calculará multiplicando el precio establecido para el término de potencia por la suma de las potencias efectivamente programadas en cada hora divididas por el número total de horas del período. A estos contratos no les será de aplicación el término de energía reactiva.

Artículo 7. *Definición de las tarifas de acceso.*

Las tarifas de acceso de aplicación general, sin más condiciones que las derivadas de la tensión a que se haga la acometida y las que se establecen para cada una de ellas, son las siguientes:

a) Tarifas de baja tensión:

Se aplicarán a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y son las siguientes:

Tarifa 2.0A: tarifa simple para baja tensión.
Tarifa 3.0A: tarifa general para baja tensión.

b) Tarifas de alta tensión:

Se aplicarán a los suministros efectuados a tensiones superiores a 1 kV y son las siguientes:

Tarifa 3.1A: tarifa específica de tres períodos para tensiones de 1 a 36 kV.
Tarifa 6: tarifas generales para alta tensión.

Para cada una de estas tarifas sus condiciones de aplicación son las siguientes:

1. Tarifas 2.0A y 2.1.A: tarifas simples para baja tensión. Se podrán aplicar a cualquier suministro en baja tensión, con potencia contratada no superior a 15 kW.

Los suministros acogidos a estas tarifas podrán optar por la modalidad de tarifa de acceso con discriminación horaria (2.0.DHA, 2.0.DHS y 2.1.DHA).

En estas modalidades se aplican precios diferenciados para la energía consumida en cada uno de los dos (punta y valle) o tres periodos (punta, llano y valle).

En cualquier caso, para estos suministros la potencia a contratar será la máxima potencia prevista a demandar considerando tanto las horas punta como las horas llano y valle.

2. Tarifa 3.0A: tarifa general para baja tensión.-Será de aplicación a cualquier suministro de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW.

A esta tarifa le es de aplicación la facturación por energía reactiva en las condiciones fijadas en el artículo 9.3.

3. Tarifa 3.1A: tarifa de tres períodos para tensiones de 1 a 36 kV.–Será de aplicación a los suministros en tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV con potencia contratada en todos los períodos tarifarios igual o inferior a 450 kW.

A esta tarifa le es de aplicación la facturación por energía reactiva en las condiciones fijadas en el artículo 9.3.

Las potencias contratadas en los diferentes períodos serán tales que la potencia contratada en un período tarifario (Pn+1) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el período tarifario anterior (Pn).

4. Peaje de acceso 6: peajes de acceso generales para alta tensión. Serán de aplicación a cualquier suministro en tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV con potencia contratada en alguno de los períodos tarifarios superior a 450 kW y a cualquier suministro en tensiones

superiores a 36 kV, en el escalón de tensión que corresponda en cada caso, excepto el peaje de conexiones internacionales que se aplicará a las exportaciones de energía y a los tránsitos de energía no contemplados en el artículo 1.3 del presente real decreto.

Este peaje se diferenciará por niveles de tensión y estará basado en seis períodos tarifarios en que se dividirá la totalidad de las horas anuales.

A estos peajes de acceso les será de aplicación la facturación por energía reactiva, en las condiciones fijadas en el artículo 9.3.

Las potencias contratadas en los diferentes períodos serán tales que la potencia contratada en un período tarifario (Pn+1) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el período tarifario anterior (Pn).

Sus modalidades, en función de la tensión de servicio, son:

Nivel de tensión	Peaje
>= 1 kV y < 30 kV	6.1A
>= 30 kV y < 72,5 kV	6.2
>= 72,5 kV y < 145 kV	6.3
>= 145 kV	6.4
Conexiones internacionales	6.5

Artículo 8. *Períodos tarifarios.*

Los períodos tarifarios para cada una de las modalidades de tarifa establecidas son los siguientes:

1. Modalidad de dos períodos: tarifa de acceso en baja tensión 2.0.DHA. Será de aplicación a la tarifa 2.0A para baja tensión cuando se haya contratado esta modalidad de consumo y se disponga del equipo de medida adecuado para ello.

La duración de cada período será la que se detalla a continuación:

Períodos horarios	Duración
Punta	10 horas/día
Valle	14 horas/día

Se considerarán como horas punta y horas valle en todas las zonas en horario de invierno y horario de verano las siguientes:

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
11-21	0-11 21-24	12-22	0-12 22-24

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

2. Modalidad de tres períodos. Será de aplicación a la tarifa 3.0A para baja tensión y a la tarifa 3.1A de alta tensión. La duración de cada período será la que se detalla a continuación:

Período horario	Duración – horas/día
Punta	4
Llano	12
Valle	8

Se consideran horas punta, llano y valle, en cada una de las zonas, las siguientes:

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	18-22	8-18 22-24	0-8	9-13	8-9 13-24	0-8
2	18-22	8-18 22-24	0-8	19-23	0-1 9-19 23-24	1-9
3	18-22	8-18 22-24	0-8	19-23	0-1 9-19 23-24	1-9
4	19-23	8-19 23-24	0-8	20-24	0-1 9-20	1-9

A estos efectos las zonas en que se divide el mercado eléctrico nacional serán las relacionadas a continuación e incluyen las Comunidades Autónomas que se indican:

Zona 1: Galicia, Asturias, Cantabria, País Vasco, Castilla y León, La Rioja, Navarra, Aragón, Cataluña, Madrid, Castilla-La Mancha, Extremadura, Valencia, Murcia y Andalucía.
Zona 2: Baleares.
Zona 3: Canarias.
Zona 4: Ceuta y Melilla.

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.
3. Modalidad de seis períodos. Será de aplicación a las tarifas generales de alta tensión. Para esta modalidad los tipos de días, períodos tarifarios y horarios concretos a aplicar son los que se definen a continuación:

1. Tipos de días.

Para la aplicación de estas tarifas, se divide el año eléctrico en los tipos de días siguientes:

Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.
Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media.
Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto en el Sistema Peninsular y el mes correspondiente de mínima demanda en cada uno de los sistemas aislados extrapeninsulares e insulares. Dicho mes se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas.
Tipo D: sábados, domingos y festivos y agosto en el Sistema Peninsular y el mes de menor demanda para los sistemas aislados insulares y extrapeninsulares (que se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas).

Las temporadas alta, media y baja serán las siguientes:

a) Para península:

1.ª Temporada alta: noviembre, diciembre, enero y febrero.
2.ª Temporada media: marzo, abril, julio y octubre.
3.ª Temporada baja: mayo, junio, agosto y septiembre.

b) Para Baleares, Ceuta y Melilla:

1.ª Temporada alta: junio, julio, agosto y septiembre.
2.ª Temporada media: enero, febrero, octubre y diciembre.
3.ª Temporada baja: marzo, abril, mayo y noviembre.

c) Para las islas Canarias:

1.ª Temporada alta: diciembre, enero, febrero y marzo.
2.ª Temporada media: abril, septiembre, octubre y noviembre.
3.ª Temporada baja: mayo, junio, julio y agosto.

Se considerarán, a estos efectos, como días festivos los de ámbito nacional definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con inclusión de aquellos que puedan ser sustituidos a iniciativa de cada Comunidad Autónoma.

2. Períodos tarifarios. La composición de los seis períodos tarifarios es la siguiente:

Período 1: comprende seis horas diarias de los días tipo A.
Período 2: comprende diez horas diarias de los días tipo A.
Período 3: comprende seis horas diarias de los días tipo B.
Período 4: comprende diez horas diarias de los días tipo B.
Período 5: comprende dieciséis horas diarias de los días tipo C.
Período 6: resto de horas no incluidas en los anteriores y que comprende las siguientes:

1.ª Ocho horas de los días tipo A.
2.ª Ocho horas de los días tipo B.
3.ª Ocho horas de los días tipo C.
4.ª Veinticuatro horas de los días tipo D.

Las horas de este período, a efectos de acometida, serán las correspondientes a horas valle.

3. Horarios a aplicar en cada período tarifario. Los horarios a aplicar en cada uno de los períodos tarifarios serán los siguientes:

Período tarifario	Tipo de día			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
1	De 16 a 22	–	–	–
2	De 8 a 16 De 22 a 24	– –	– –	– –
3	–	De 9 a 15	–	–
4	– –	De 8 a 9 De 15 a 24	– –	– –
5	–	–	De 8 a 24	–
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Artículo 9. *Determinación de los componentes de la facturación de las tarifas de acceso.*

Las tarifas de acceso se componen de un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía y, en su caso, un término por la facturación de la energía reactiva que se determinarán tal como se expresa a continuación:

1. Término de facturación de potencia.–El término de facturación de potencia, el cálculo de la potencia a facturar que interviene en el mismo, así como la forma de proceder en el caso de modificación de las potencias contratadas a lo largo del año, se determinarán de la forma siguiente:

1.1 Término básico de facturación de potencia:

Para cada uno de los períodos tarifarios aplicables a las tarifas, definidos en el artículo anterior, se contratará una potencia, aplicable durante todo el año.

El término de facturación de potencia será el sumatorio resultante de multiplicar la potencia a facturar en cada período tarifario, que se define más adelante, por el término de potencia correspondiente, según la fórmula siguiente:

$$FP = \sum_{i=1}^{i=n} t_{pi} P_{fi}$$

Donde:

P_{fi} = potencia a facturar en el período tarifario i, expresada en kW.

t_{pi} = precio anual del término de potencia del período tarifario i.

Se facturará mensualmente la dozava parte del resultado de aplicar la fórmula anterior.

1.2 Determinación de la potencia a facturar:

La determinación de la potencia a facturar se realizará en función de las potencias contratadas en cada período tarifario y, en su caso, dependiendo de cada tarifa, las

potencias realmente demandadas en el mismo durante el período de facturación considerado, de acuerdo con lo siguiente:

a) Control y medición de la potencia demandada:

El control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación de los adecuados aparatos de control y medida según la modalidad de tarifa contratada, de acuerdo con lo siguiente:

1. Tarifa 2.0 y 2.1: En los suministros con contadores que permitan la discriminación horaria y la telegestión el control de la potencia demandada se realizará mediante la apertura del elemento de corte del contador de energía instalado tarado a la correspondiente potencia o potencias contratadas.

En los puntos de suministro donde no se disponga de contador que permitan la discriminación horaria y la telegestión, el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación del interruptor de control de potencia (ICP) tarado al amperaje correspondiente a la potencia contratada.

Alternativamente, en aquellos casos en que, por las características del suministro, éste no pueda ser interrumpido, el consumidor podrá optar a que la determinación de la potencia que sirva de base para la facturación se realice por maxímetro. En estos casos la potencia contratada no podrá ser inferior a la potencia que, en su caso, figure en el Boletín de Instalador para los equipos que no puedan ser interrumpidos. En todos los casos, los maxímetros tendrán un período de integración de 15 minutos.

2. Tarifa 3.0A y 3.1A: el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación de los correspondientes aparatos de medida que registrarán la potencia cuarto horaria máxima demandada en cada período tarifario, punta, llano o valle del período de facturación.

3. Tarifas 6: en estas tarifas el control de la potencia demandada se realizará por medio de las mediciones cuarto horarias de los equipos de medida.

b) Determinación de la potencia a facturar en cada período tarifario (Pfi):

La determinación de la potencia a facturar en cada período tarifario (Pfi) para cada tarifa se realizará de la forma siguiente:

1. Tarifa 2.0 y 2.1: la potencia a facturar en cada período tarifario será la potencia contratada, en el caso en el que el control de potencia se realice con un interruptor de control de potencia o, en su caso, mediante el contador que permita la discriminación horaria y la telegestión, o según la fórmula que se establece en el punto 1.2.b.2 del presente artículo, si dicho control de potencia se realiza por medio de maxímetro.

2. Tarifas 3.0A y 3.1A: la potencia a facturar a considerar en la fórmula establecida para estas tarifas en el apartado 1.1 del presente artículo en cada período de facturación y cada período tarifario se calculará de la forma que se establece a continuación:

a) Si la potencia máxima demandada, registrada en el período de facturación, estuviere dentro del 85 al 105 por 100 respecto a la contratada, dicha potencia registrada será la potencia a facturar (P_{fi}).

b) Si la potencia máxima demandada, registrada en el período de facturación, fuere superior al 105 por 100 de la potencia contratada, la potencia a facturar en el período considerado (P_{fi}) será igual al valor registrado más el doble de la diferencia entre el valor registrado y el valor correspondiente al 105 por 100 de la potencia contratada.

c) Si la potencia máxima demandada en el período a facturar fuere inferior al 85 por 100 de la potencia contratada, la potencia a facturar (P_{fi}) será igual al 85 por 100 de la citada potencia contratada.

3. Tarifas 6: la potencia a facturar en cada período tarifario será la potencia contratada.

En el caso de que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, se procederá, además, a la facturación de todos y cada uno de los excesos registrados en cada período, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i \times 234 \times A_{ei}$$

Donde:

K_i = coeficiente que tomará los siguientes valores dependiendo del período tarifario i:

Período	1	2	3	4	5	6
K_i	1	0,5	0,37	0,37	0,37	0,17

A_{ei} = se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\sqrt{\sum_{j=1}^{j=n} (Pdj - Pci)^2}$$

Donde:

Pdj = potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora del período i en que se haya sobrepasado Pci.

Pci = potencia contratada en el período i en el período considerado.

Estas potencias se expresarán en kW.

Los excesos de potencia se facturarán mensualmente.

1.3 Modificaciones de las potencias contratadas:

Para los consumidores o sus mandatarios, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, que efectúen modificaciones de las potencias contratadas en las condiciones establecidas en el presente Real Decreto antes de que finalice el período anual del contrato, el término básico de facturación de la potencia será el resultante de aplicar la fórmula establecida con carácter general en el punto 1.1 del apartado 1 del artículo 9 del presente Real Decreto, ponderada en función del número de meses en que es de aplicación a lo largo del año.

En cualquier caso, una modificación de potencias no implicará la compensación de los posibles excesos de potencia que se hubieran facturado antes de la contratación de las nuevas potencias.

2. Término de facturación de energía activa.–El término de facturación de energía activa será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida y medida por contador en cada período tarifario por el precio término de energía correspondiente, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FE = \sum_{i=1}^{i=n} E_i t_{ei}$$

Donde:

E_i = energía consumida en el período tarifario i, expresada en kWh.

t_{ei} = precio del término de energía del período tarifario i.

El término de facturación de energía activa se facturará mensualmente, incluyendo la energía consumida en el mes correspondiente a cada período tarifario i.

En la tarifa simple de baja tensión, la facturación podrá ser bimestral, e incluirá la energía consumida en el período de facturación correspondiente a cada período tarifario i.

3. Término de facturación de energía reactiva. –El término de facturación por energía reactiva será de aplicación para todos los consumidores excepto para los suministros

acogidos a los peajes 2.0 y 2.1. Los consumidores a los que se les facture el término de energía reactiva deberán disponer del contador de energía reactiva permanentemente instalado.

Este término se aplicará sobre todos los períodos tarifarios, excepto en el período 3, para las tarifas 3.0A y 3.1A, y en el período 6, para las tarifas 6, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por 100 del consumo de activa durante el período de facturación considerado (cos ψ < 0,95) y únicamente afectará a dichos excesos.

El precio de kVArh de exceso se establecerá en céntimos de euro/kVArh.

Para la determinación de su cuantía, se deberá disponer del contador de energía reactiva instalado.

Las facturaciones que obtengan las empresas distribuidoras por este término estarán sujetas al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Las condiciones particulares que se establecen para la aplicación de este término, así como las obligaciones en relación con el mismo, son las siguientes:

a) Corrección obligatoria del factor de potencia:

Cuando un consumidor con potencia contratada superior a 15 KW tenga un consumo de energía reactiva superior a 1,5 veces el de energía activa en tres o más mediciones, la empresa distribuidora que le suministra podrá comunicarlo al organismo competente de la Comunidad Autónoma, quien podrá establecer al consumidor un plazo para la mejora de su factor de potencia y, si no se cumpliera el plazo establecido, podrá llegar a ordenar la suspensión del ejercicio del derecho al acceso a las redes en tanto no se mejore la instalación en la medida precisa.

Artículo 10. *Aplicación de la tarifa de acceso 6.5 a determinados consumidores cualificados.*

Los requisitos y procedimiento para que determinados consumidores cualificados puedan aplicar la tarifa de acceso 6.5 que se regula en el presente Real Decreto, así como las condiciones de aplicación de la tarifa en estos casos, son los siguientes:

1. Los consumidores cualificados que quieran optar a la aplicación de la tarifa de acceso correspondiente al escalón de tensión 5 (tarifa denominada de conexiones internacionales) deberán cumplir los siguientes requisitos:

1. Ejercer su condición de cualificados para la totalidad de su consumo.

2. Tener un volumen de consumo anual en el período tarifario 6, de los definidos en el artículo 8 del presente Real Decreto, igual o superior a 50 GWh.

3. Adquirir el compromiso de conectarse a tensiones más elevadas, mayores de 145 kV, si el sistema lo requiere y la empresa eléctrica lo hace físicamente posible.

4. Gestionar los equipos de corrección de energía reactiva a solicitud de «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» y, en su caso, del gestor de la red de distribución a la que esté conectado en condiciones de preaviso suficiente y acordado, que aprobará la Dirección General de Política Energética y Minas, individual o colectivamente.

5. Disponer de relé de frecuencia de desconexión automática instalado para el caso de fallo del sistema. Las condiciones para la desconexión automática serán previamente acordadas con «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» con el conocimiento del distribuidor de la zona y posteriormente fijadas por la Dirección General de Política Energética y Minas.

2. El procedimiento a seguir por el consumidor cualificado para poder aplicar la tarifa de acceso del escalón 5 de tensión, sucesivamente, será el siguiente:

1. Presentación a «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» del certificado de consumo en el año anterior correspondiente al período 6 emitido por la empresa distribuidora a la que esté conectado.

2. Firma con «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» y, en su caso, con el gestor de la red de distribución a la que esté conectado de los acuerdos sobre gestión, los equipos de corrección de energía reactiva y condiciones para la desconexión automática a que hacen

referencia los apartados 1.4 y 1.5 del presente artículo, quién, en el caso de aprobación particular, los trasladará a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación.

3. Presentación de los acuerdos que recoge el párrafo anterior, debidamente autorizados, a la empresa distribuidora a la que esté conectado el consumidor junto con el compromiso firmado a que hace referencia el apartado 1.3 del presente artículo.

4. Instalación de relé de frecuencia de desconexión automática, que será comunicado a «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» y, en su caso, con el gestor de la red de distribución a la que esté conectado, para poder efectuar las pruebas de funcionamiento correspondientes.

5. Suscripción del contrato de acceso con la empresa distribuidora a la que esté conectado. Dicho contrato no podrá entrar en vigor hasta que la empresa distribuidora comunique a la Dirección General de Política Energética y Minas la fecha en que se va a iniciar el contrato, que en ningún caso podrá ser antes de que transcurran diez días desde la fecha de dicha comunicación, que deberá ir acompañada de los parámetros de contratación y de fotocopia de toda la documentación presentada para la firma del contrato a la que se hace referencia en los párrafos 1 a 5 del apartado 2 del presente artículo.

6. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá denegar la aplicación de dicha tarifa si no se cumplieran los requisitos impuestos para su aplicación o se detectaran irregularidades o incumplimientos en su aplicación. Esto último podrá suponer la refacturación a tarifa de acceso general de alta tensión correspondiente a la tensión de suministro al consumidor cualificado desde la entrada en vigor del contrato.

La Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar a las empresas distribuidoras información individualizada sobre datos de contrato, consumo y facturación de estos contratos. «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» informará a la Dirección General de Política Energética y Minas de la aplicación de los acuerdos que firmen con cada uno de estos consumidores sobre gestión de energía reactiva y desconexión automática.

3. Condiciones de aplicación. En estos casos, el término de facturación de potencia de la tarifa de acceso se calculará de acuerdo con lo dispuesto de forma general en el presente Real Decreto, quedando excluidos de la aplicación de particularidades previstas a efectos de consideración de potencia contratada en el apartado 4 del artículo 6 del presente Real Decreto para los contratos de conexiones internacionales. A estos contratos de conexiones internacionales no les será de aplicación el término de energía reactiva.

Artículo 11. *Precios de las diferentes tarifas.*

El Gobierno, al aprobar la tarifa eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17.2 de la Ley del Sector Eléctrico, anualmente o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, establecerá los precios de los términos de potencia y energía, activa y reactiva, a aplicar en cada período tarifario de las diferentes tarifas de acceso que se definen en el presente Real Decreto.

[. . .]

Disposición adicional segunda. *Utilización de la red de transporte por importaciones y exportaciones a países terceros.*

1. A los sujetos que realicen importaciones de energía eléctrica que tengan su origen en países terceros que no sean miembros de la Unión Europea, les será de aplicación el peaje de acceso de conexiones internacionales 6.5 que se determina en este real decreto.

2. Se habilita al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento y revisión de las cuantías del peaje de acceso de conexiones internacionales 6.5, para lo que se tendrá en consideración lo establecido en la normativa de la Unión Europea.

Disposición transitoria primera. *Régimen transitorio de los contratos vigentes.*

1. Los contratos de tarifas de acceso suscritos antes de la próxima aprobación por el Gobierno de la tarifa eléctrica al amparo de lo establecido en el artículo 17.2 de la Ley

54/1997, de 27 de noviembre, se adaptarán a lo dispuesto en el presente Real Decreto en el plazo de seis meses desde su entrada en vigor, rigiéndose hasta entonces por lo dispuesto en el Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre.

2. A partir del plazo que se establece en el apartado anterior, a dichos contratos les serán de aplicación, de forma automática, las nuevas tarifas que se indican a continuación, sin perjuicio de sus derechos a solicitar el cambio de las mismas cuando proceda:

Tarifa antigua	Tarifa nueva
Baja tensión:	Baja tensión:
2.0 General, potencia no superior a 15 kW.	2.0A Simple para baja tensión.
3.0 General.	3.0A General para baja tensión.
4.0 General larga utilización.	3.0A General para baja tensión.
B.0 Alumbrado público.	3.0A General para baja tensión.
R.0 Riegos agrícolas.	3.0A General para baja tensión.
Alta tensión:	Alta tensión:
Tarifas T de tracción:	Tarifas generales de alta tensión:
T.1: No superior a 36 kV.	6.1 ó 3.1A: No superior a 36 kV (1).
T.2: Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV.	6.2: Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV.
T.3: Mayor de 72,5 kV.	6.3: Mayor de 72,5 kV.
Tarifas D distribuidores:	Tarifas generales de alta tensión:
D.1: No superior a 36 kV.	6.1 ó 3.1A: No superior a 36 kV (1).
D.2: Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV.	6.2: Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV.
D.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV.	6.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV.
D.4: Mayor de 145 kV.	6.4: Mayor de 145 kV.
Tarifas generales de alta tensión:	Tarifas generales de alta tensión:
Escalón 1: No superior a 14 kV.	6.1 ó 3.1A: No superior a 36 kV (1).
Escalón 2: Mayor de 14 kV y no superior a 36 kV.	6.1 ó 3.1A: No superior a 36 kV (1).
Escalón 3: Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV.	6.2: Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV.
Escalón 4: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145kV.	6.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV.
Escalón 5: Mayor de 145 kV.	6.4: Mayor de 145 kV.
Escalón 6: Conexiones internacionales.	6.5: Conexiones internacionales.

(1) Se aplicará la tarifa 3.1 cuando la potencia contratada en todos los períodos tarifarios sea igual o inferior a 450 kW y 6.1 si es superior a dicha potencia.

(2) Se denominará tarifa 6.5I a la correspondiente a conexiones internacionales y 6.5C a la correspondiente a aquellos suministros que cumpliendo los requisitos del artículo 10 del presente Real Decreto se acojan a la tarifa de acceso 6.5, así como aquellos suministros que con anterioridad a la publicación del presente Real Decreto estuvieran acogidos a la tarifa de acceso general de alta tensión, denominada conexiones internacionales en aplicación del artículo 22 del Real Decreto-ley 6/2000.

Disposición transitoria segunda. *Paso del contrato de tarifa al contrato de acceso.*

Todos los consumidores cualificados que con anterioridad a su cualificación estuvieran recibiendo el suministro a tarifa, a los efectos de lo previsto en el artículo 5, apartado 3, del presente Real Decreto tendrán automáticamente concedido el derecho de acceso a las redes por la potencia que tuvieran adscrita a la instalación que, en cualquier caso, no podrá ser inferior a la contratada en tarifa, sin que proceda cargo alguno en concepto de depósito de garantía.

Con este fin, el consumidor, directamente o a través de su representante, deberá comunicar a la empresa distribuidora el cambio, debiéndose proceder a la instalación de los equipos y firma del nuevo contrato de acceso en los términos previstos en el presente Real Decreto. Se deberá proceder al cierre de las lecturas correspondientes al suministro a tarifa en el plazo de quince días desde la baja del contrato a tarifa.

Disposición transitoria tercera. *Consumos propios.*

En el plazo de un mes desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, los sujetos relacionados en el apartado segundo del artículo 1 deberán presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, un listado de los consumos propios con justificación de los mismos.

Disposición transitoria cuarta. *Tránsitos de energía en la Unión Europea.*

La aplicación de lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 1 no será de aplicación para los tránsitos de energía eléctrica que tengan su origen y destino en países miembros de la Unión Europea hasta tanto exista un régimen equivalente en dichos países.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

A partir de la entrada en vigor del presente Real Decreto quedan derogados el Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes, y cuantas disposiciones de igual o menor rango se opongan a lo dispuesto en el presente Real Decreto, sin perjuicio de lo dispuesto en la disposición transitoria primera del presente Real Decreto.

Disposición final primera. *Facultad de desarrollo.*

1. Se faculta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para que pueda modificar tanto los meses que constituyen las temporadas eléctricas como los horarios concretos a aplicar en cada período tarifario y zonas previstos en el artículo 8 del presente Real Decreto, teniendo en cuenta la evolución de la curva de la demanda. Asimismo se faculta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para que pueda modificar el término de facturación de energía reactiva previsto en el apartado 3 del artículo 9 del presente Real Decreto así como el complemento por energía reactiva previsto en el apartado 7.2 del punto séptimo de anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas.

2. El Ministro de Economía queda facultado para dictar las normas que sean precisas para la aplicación del presente Real Decreto.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

El presente Real Decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

[...]

§ 36

Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 276, de 16 de noviembre de 2011
Última modificación: 10 de junio de 2014
Referencia: BOE-A-2011-17891

El Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, contempla diversas modificaciones de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, recogiendo un conjunto de medidas entre las que se encuentra la obligación de las instalaciones de generación de satisfacer un peaje por el uso de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Así, se establecen las modificaciones necesarias en los artículos de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en los que se hace referencia a los peajes por el uso de las redes, para determinar los principios generales para la aplicación de dichos peajes a la actividad de generación. Entre estas modificaciones se encuentra la inclusión de un segundo párrafo en el apartado 2 del artículo 17 de la citada Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en el que se señala que los peajes que deberán satisfacer los productores tanto de régimen ordinario como del régimen especial se regularan reglamentariamente, teniendo en cuenta la energía vertida a las redes.

El crecimiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica, tanto de régimen ordinario como de régimen especial, ha generado un incremento de las inversiones en las redes de transporte y distribución a las que están conectadas para poder evacuar la energía que vierten a las mismas. Este incremento de coste debe compensarse con el pago de un peaje de acceso adecuado.

El presente real decreto se dicta en cumplimiento de lo establecido en el citado precepto de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y tiene por objeto regular los diferentes aspectos que deben tenerse en cuenta para la implantación práctica de un mecanismo de facturación de peajes a la actividad de generación.

Así, se regulan los distintos aspectos que debe recoger el pago de los peajes de acceso que, conforme a lo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, deben satisfacer los generadores al transportista o distribuidor al que están conectados, así como las condiciones generales del procedimiento de facturación, medida y cobro de los peajes de acceso.

Por otro lado, de conformidad con la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, la gestión del cobro de la facturación de peajes de acceso a la actividad de generación presenta como elemento diferencial respecto a la facturación de peajes de acceso a los consumidores de energía eléctrica la imposibilidad de aplicar cortes a la conexión a la red de los generadores

como medida disuasoria de eventuales impagos de los importes facturados en concepto de peajes de acceso a aplicar a la actividad de generación.

Esta circunstancia unida a la obligación establecida en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, de computar en la declaración de ingresos procedentes de peajes a efectos del procedimiento de liquidación de costes regulados los importes facturados, con independencia de su cobro, ha sido tenida en cuenta en la presente norma, estableciéndose un mecanismo que permita garantizar el cobro de los importes facturados a los generadores reforzando el papel de control de la Comisión Nacional de Energía en este procedimiento.

De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, el presente real decreto ha sido sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía, quien para la elaboración de su informe ha tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad, a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia al sector y consultas a las comunidades autónomas.

Finalmente, el real decreto ha sido sometido a examen de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, en su reunión del día 15 de septiembre de 2011.

Esta regulación tiene carácter de normativa básica y se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente. La utilización de una norma reglamentaria se justifica en lo establecido en el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico y por el propio contenido de la norma.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 28 de octubre de 2011,

DISPONGO:

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto del presente real decreto la regulación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que serán de aplicación a los productores de energía eléctrica de conformidad con lo previsto en el artículo 17.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Los peajes de acceso que se regulan en el presente real decreto serán de obligatoria aplicación a los productores de energía eléctrica, tanto de régimen ordinario como de régimen especial, por cada una de sus instalaciones.

2. Los peajes de acceso que se regulan en el presente real decreto serán recaudados por las empresas transportistas y distribuidoras, quienes los pondrán a disposición del sistema de ingresos regulados.

Artículo 3. *Condiciones generales de aplicación del peaje de acceso de la actividad de generación.*

1. Los productores tanto de régimen ordinario como de régimen especial deberán realizar el pago del peaje de acceso a las redes en cada punto de conexión, ya sea directamente o a través de su representante, a la empresa distribuidora o transportista a la que esté conectado, y adoptarán las medidas necesarias para facilitar su cobro por parte de los sujetos autorizados a ello. Esta obligación constituye un requisito previo al inicio de la generación de energía en fase de pruebas o, en su caso, de explotación comercial de las nuevas instalaciones.

Para las instalaciones productoras que estuvieran vertiendo a la red su producción con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto, se entenderá que existe en todo caso una obligación de pago del peaje de acceso por parte de su titular al titular de la instalación de distribución o transporte a la que está conectada la instalación correspondiente, de acuerdo a los parámetros técnicos que resulten del contrato técnico de acceso al que se refieren los artículos 58 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, y 16 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

La representación de los sujetos de generación a efectos de la aplicación de los peajes de acceso se hará de manera opcional de acuerdo a lo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y sus normas de desarrollo.

2. En el caso de cierre de una instalación se tomará como fecha de finalización de la obligación de pago a que se refiere el apartado anterior la que se establezca en la resolución de cierre de la instalación que cese su actividad. A estos efectos el generador deberá comunicar el cierre de la instalación.

3. El período de pago del peaje de acceso se establece en 20 días naturales desde la emisión de la factura por parte de la empresa transportista o distribuidora. En el caso de que el último día del período de pago fuera sábado o festivo, éste vencerá el primer día laborable que le siga. El titular de la instalación de generación y el titular de la instalación de distribución o transporte a la que está conectada la misma acordarán el mecanismo para hacer efectivo el importe de la facturación del peaje de acceso.

4. En caso de que transcurriera un mes desde que hubiera sido requerido fehacientemente por el transportista o el distribuidor el pago sin que el mismo se hubiera hecho efectivo, comenzarán a devengarse intereses de demora, a tenor de lo contemplado en el artículo 7.2 de la Ley 3/2004, de 29 de diciembre, por la que se establecen medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales.

5. En el caso de que el pago de los importes de la facturación emitida por el transportista o distribuidor no se haya hecho efectivo en el plazo establecido en el punto 3, el transportista o distribuidor que corresponda especificará en su declaración del mes m+1 a la Comisión Nacional de Energía los importes impagados correspondientes a la facturación del mes m, por cada uno de los generadores del régimen ordinario y del régimen especial a los que ha facturado el peaje de acceso de la actividad de generación, especificando para cada uno de ellos la fecha en la que deberían haberse hecho efectivos dichos importes. No obstante, el transportista o distribuidor en su declaración para el procedimiento de liquidaciones regulado en el Real Decreto 2017/2007, de 26 de diciembre, y sus normas de desarrollo, deberán reflejar el total de los importes facturados, con independencia de su recaudación y cobro. Con esta información, la Comisión Nacional de Energía procederá en la forma establecida en el artículo 5 del presente real decreto.

Artículo 4. *Condiciones generales para la lectura, facturación y cobro de los peajes de acceso a aplicar a la actividad de generación.*

1. Las lecturas de la energía que sirve de base para la facturación de peajes de acceso a aplicar a la actividad de generación serán responsabilidad del encargado de lectura del tipo de medida que corresponda al punto de conexión a la red de cada generador, conforme a lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

2. El encargado de lectura deberá poner la lectura correspondiente a un determinado mes m a disposición del transportista o distribuidor que corresponda al punto de conexión al que está conectado el generador en el mes siguiente m+1.

Asimismo, deberá comunicar al transportista o distribuidor, en su caso, las regularizaciones o revisiones de medidas correspondientes a meses anteriores de acuerdo a los plazos y mecanismos que se establezcan en los correspondientes procedimientos de operación.

3. La facturación de los peajes de acceso a aplicar a la actividad de generación será realizada por el transportista o la empresa distribuidora que corresponda al punto de conexión de las instalaciones de régimen ordinario y régimen especial.

La factura será emitida a nombre del titular de la instalación de generación. En el caso de instalaciones que hayan optado por realizar el pago del peaje de acceso a través de su representante, la remisión de la factura a nombre del productor será realizada a través del representante, quién procederá al pago de los importes que correspondan.

4. La facturación especificará las variables, y los valores unitarios de éstas en vigor en cada momento, que sirven de base para el cálculo del importe del peaje de acceso que corresponda a cada generador.

5. Con carácter general para las instalaciones de generación que correspondan a puntos de medida tipo 1 y 2 de los definidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, el periodo de facturación de los peajes de acceso será mensual. A las instalaciones que correspondan a puntos de medida tipo 3 y 5 se les realizará una facturación anual a lo largo del primer mes del año siguiente al que corresponda la energía vertida.

6. La facturación relativa a los puntos de medida tipo 1 y 2 a que se refiere el apartado anterior, corresponderá a los registros horarios de generación de cada instalación correspondientes al mes natural inmediatamente anterior al mes en el que se realiza la facturación. En el caso de puntos de medida tipo 3 y 5 los registros horarios corresponderán al año natural anterior al mes en que se realiza la facturación.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio de que, en su caso, la facturación recoja asimismo regularizaciones de facturaciones de periodos anteriores por modificación de la medida de los mismos. Estas regularizaciones deberán especificarse de manera clara y separada en las facturas.

7. La energía a considerar en cada periodo deberá coincidir con la facilitada por el encargado de la lectura.

En el caso de instalaciones de cogeneración se considerará como energía vertida a la red la energía vendida en el mercado de producción, a través de cualquiera de las modalidades de contratación.

8. La energía vertida a la red por nuevas instalaciones de generación durante su funcionamiento en fase de pruebas estará asimismo sujeta a la facturación del peaje de acceso a la red en los términos establecidos en el presente real decreto.

9. La Comisión Nacional de Energía podrá inspeccionar las facturaciones correspondientes a los peajes de acceso de los sujetos a quienes resulta de aplicación el presente real decreto. La citada Comisión remitirá los resultados de las inspecciones realizadas a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, acompañadas del acta correspondiente en la que se hagan constar los hechos observados.

En el caso de que se detectaran irregularidades en las facturaciones inspeccionadas, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre la procedencia de las mismas y en su caso, determinará las cuantías que resulten de aplicar la normativa vigente, dando traslado de las mismas a la Comisión Nacional de Energía a los efectos de que se incorporen en las liquidaciones correspondientes.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las sanciones que puedan derivarse de acuerdo con lo establecido en el título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Artículo 5. *Impago de los peajes de acceso a aplicar a la actividad de generación.*

1. En los casos en que el pago de los importes de la facturación emitida por el transportista o un distribuidor no se haya hecho efectivo conforme a lo establecido en el apartado 3 del artículo 3 del presente real decreto, la Comisión Nacional de Energía procederá de acuerdo a lo siguiente:

a) En caso de impagos de generadores, la Comisión Nacional de Energía notificará al Operador del Sistema el importe del impago de las instalaciones de cada generador, especificando la fecha en la que dicho importe debería haberse hecho efectivo.

b) El Operador del Sistema, en la primera liquidación posterior a la recepción de la notificación de la Comisión Nacional de Energía, incluirá una obligación de pago a cada instalación, por el importe del impago notificado por la citada Comisión incrementado en el montante de los intereses de demora que correspondan conforme a lo establecido en el apartado 4 del artículo 3 del presente real decreto.

c) A efectos del cálculo de los citados intereses de demora, se computará como tiempo de devengo de los mismos el que medie entre la fecha a la que se refiere el apartado 4 del artículo 3 del presente real decreto y la fecha de cierre de la liquidación practicada por el Operador del Sistema que se establezca en los correspondientes procedimientos de operación.

d) Sin perjuicio de lo establecido en los apartados anteriores, en el caso de impagos de generadores con derecho a prima o, en su caso, prima equivalente, incentivos y complementos, la Comisión Nacional de Energía suspenderá de manera cautelar la liquidación de las mismas, hasta que se proceda al abono de los peajes de acceso y los correspondientes intereses de demora.

La suspensión cautelar no dará lugar al derecho a la percepción de interés alguno a favor del generador.

e) Los importes detraídos por el Operador del Sistema conforme a lo establecido en los apartados anteriores serán transferidos a una cuenta de la Comisión Nacional de Energía abierta en régimen de depósito a tal efecto, y publicada en su página web.

f) La Comisión Nacional de Energía dará las órdenes de pago de los importes que correspondan a cada transportista o distribuidor que tengan la condición de acreedor en el plazo máximo de 3 días hábiles desde que se realizaron los ingresos en la citada cuenta.

2. Se habilita al Secretario de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a establecer, mediante Resolución que se publicará en el Boletín Oficial del Estado, las condiciones y los plazos para la realización de los procedimientos a que se hace referencia en el presente artículo.

3. La Comisión Nacional de Energía podrá inspeccionar el correcto cumplimiento de las obligaciones de pago de los peajes por parte de los sujetos obligados a ello. En cualquier caso, a estos incumplimientos se les podrá aplicar el régimen sancionador establecido en el título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Disposición adicional primera. *Pago del peaje de acceso devengados desde el día desde el 1 de enero de 2011.*

1. Para aquellas instalaciones de generación de régimen ordinario o régimen especial que a la entrada en vigor del presente real decreto estuvieran vertiendo a la red, las condiciones reguladas en el presente real decreto resultarán automáticamente de aplicación a su entrada en vigor.

A estos efectos, el distribuidor o transportista que corresponda deberá realizar una notificación en el plazo máximo de 15 días naturales a partir de la entrada en vigor del presente real decreto a los titulares de cada instalación productora, directamente o a través de su representante, comunicándoles la obligación de hacer efectivo el peaje de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, desde la fecha de entrada en vigor del presente real decreto o, en su caso, desde la fecha de comienzo de vertido de energía, si esta fecha es posterior.

Los sujetos afectados deberán poner a disposición de la distribuidora o transportista, según corresponda, los datos necesarios para la facturación y cobro, en un plazo de 15 días naturales desde la recepción directa o a través de su representante, de la notificación mencionada. Al incumplimiento de esta obligación se le podrá aplicar el régimen sancionador establecido en el título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Una vez conocidos los datos por la distribuidora o transportista, ésta procederá a la facturación y cobro de los peajes de acuerdo a lo establecido en el presente real decreto.

2. El peaje se devengará desde el 1 de enero de 2011, en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, para todas aquellas instalaciones que a dicha fecha estuvieran conectadas a la red.

Disposición adicional segunda. *Peajes de acceso para instalaciones de bombeo.*

El peaje de acceso que deberán satisfacer las centrales de bombeo por la energía vertida a la red y la consumida, se calculará de acuerdo a lo siguiente:

$$PeajeBombeo = PeajeGeneración \times [Ept + (Eb * (1 - \rho))]$$

Siendo:

PeajeBombeo: peaje, expresado en €, a satisfacer por la central hidráulica de bombeo por su consumo y su producción de electricidad.

PeajeGeneración: peaje unitario en €/MWh, a satisfacer por los productores de energía eléctrica.

Ept: energía producida total vertida a la red de distribución o transporte.

Eb: energía consumida para bombeo de uso exclusivo para la producción eléctrica.

ρ: Rendimiento en tanto por uno de la instalación de bombeo, correspondiendo a un valor de 0,7.

Disposición adicional tercera. *Peajes de acceso para las instalaciones de generación de régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

Los ingresos reconocidos a las instalaciones de régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares se incrementarán en el importe equivalente a la aplicación de los peajes de acceso establecidos en el presente real decreto.

Disposición adicional cuarta. *Mandato a la Comisión Nacional de Energía.*

A los efectos de que el Gobierno pueda establecer la metodología de cálculo de los peajes para las instalaciones de generación, a tenor de los contemplado en el artículo 17 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la Comisión Nacional de Energía, deberá elaborar una propuesta de metodología de cálculo de los peajes de acceso de generación, que deberá remitir al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en un plazo máximo de seis meses desde la entrada en vigor del presente real decreto.

Disposición transitoria única. *Peajes de acceso a aplicar a la actividad de generación.*

Hasta que se desarrolle la metodología y se establezcan los peajes de acceso de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, el precio del peaje de generación a aplicar será el establecido en la disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, que asciende a 0,5 EUR/MWh, y que será también incluido en el coste unitario de generación de los grupos adscritos al Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Se derogan cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en el presente real decreto.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.*

Se modifica el anexo 1.2 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento en los siguientes términos:

Uno. En el apartado I.2 del anexo I se modifica la definición de la variable Inr_i, que queda redactada de la siguiente forma:

«*Inr*$_i$ = Ingresos netos facturados por peajes o tarifas de acceso a generadores, distribuidores, consumidores directos en mercado y comercializadores, vendedores a otros países, exportadores y los sujetos no nacionales que realicen operaciones de tránsito.»

Dos. En el apartado I.2 del anexo I se modifica la definición de la variable Ir_i, que queda redactada de la siguiente forma:

«*Ir*$_i$ = facturación bruta en concepto de peajes o tarifa de acceso a las redes, así como otras facturaciones derivadas de la aplicación de las cuotas aplicables, todo ello a efectos de la facturación a generadores,

consumidores directos en mercado y comercializadores. A los sujetos externos que accedan a las redes se les facturan los mismos peajes, y los costes permanentes, todos ellos establecidos en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente.»

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.*

El Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, se modifica en los siguientes términos:

Uno. El segundo párrafo del artículo 13 queda redactado como sigue:

«Sin perjuicio de otros que puedan establecerse, tendrán la consideración de servicios complementarios los de reserva de potencia adicional a subir, los de regulación, el control de tensión y la reposición del servicio.»

Dos. El apartado 1 del artículo 14 queda redactado como sigue:

«1. Los mercados de servicios complementarios y de gestión de desvíos incluirán todos aquellos que, teniendo carácter potestativo presenten condiciones para ser prestados en condiciones de mercado.

Los titulares de instalaciones habilitados para la prestación de servicios complementarios de carácter potestativo y de gestión de desvíos podrán realizar ofertas al operador del sistema, haciendo constar los conceptos, cantidades y precios ofertados. Las condiciones particulares que deberán cumplir los proveedores de los servicios complementarios de carácter potestativo se definirán en los correspondientes procedimientos de operación del sistema.»

Tres. El apartado 4 del artículo 14 se modifica en los siguientes términos:

«4. Los mecanismos de imputación y retribución de los servicios complementarios y de gestión de desvíos serán establecidos mediante los correspondientes procedimientos de operación. El coste de los servicios complementarios se imputará a la energía consumida dentro del sistema eléctrico español y, en su caso, sobre las unidades de venta, en proporción a sus desvíos respecto a programa, de acuerdo con el procedimiento de operación correspondiente.»

Disposición final tercera. *Modificación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.*

Se modifica el apartado 2 del artículo 1 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que quedará redactado de la siguiente forma:

«2. Se exceptúan de la aplicación del presente Real Decreto las tarifas de acceso para los consumos propios de las empresas eléctricas destinados a sus actividades

de transporte y distribución de energía eléctrica. No se considerarán como consumos propios los de las explotaciones mineras, aunque sean para el abastecimiento de centrales termoeléctricas.»

Disposición final cuarta. *Modificación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

En el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se introducen las siguientes modificaciones:

Uno. Se modifica el segundo párrafo de la disposición transitoria cuarta que queda redactado como sigue:

«Las instalaciones a las que sean de aplicación las obligaciones previstas en el artículo 18.d de este Real Decreto, excepto las instalaciones individuales de potencia superior a 10 MW, dispondrán de un periodo transitorio hasta el 31 de marzo de 2012 inclusive, durante el cual no le será de aplicación la penalización establecida en el quinto párrafo del artículo 18.d.»

Dos. Se modifican los párrafos i e ii, del apartado 1 de la disposición transitoria quinta que quedan redactados como sigue:

«i. para las instalaciones fotovoltaicas con fecha de inscripción definitiva posterior al 31 de diciembre de 2011, desde su fecha de inscripción definitiva;
ii. para las instalaciones fotovoltaicas con fecha de inscripción definitiva anterior al 1 de enero de 2012, a partir del 31 de diciembre de 2012.»

Disposición final quinta. *Título competencial.*

El presente real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final sexta. *Desarrollo normativo.*

Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para dictar, en el ámbito de sus competencias, las disposiciones de desarrollo que resulten indispensables para asegurar la adecuada aplicación de este real decreto.

Disposición final séptima. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el primer día del mes siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 37

Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico. [Inclusión parcial]

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 66, de 18 de marzo de 2021
Última modificación: 19 de marzo de 2022
Referencia: BOE-A-2021-4239

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, respectivamente, modificó diversos artículos de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Entre otros, modificó el artículo 3.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, estableciendo la competencia de la Administración General del Estado para regular la estructura de los cargos por costes regulados y de los cargos necesarios para cubrir otros costes del sistema. En la misma línea, dicho real decreto-ley modificó el artículo 16 de la ley, determinando que el Gobierno, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá la estructura y la metodología de cálculo de los cargos, mientras que la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará los cargos.

Por su parte, la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, determina que antes del 1 de enero de 2020 el Gobierno, a propuesta de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará mediante real decreto las metodologías de cálculo de los cargos que cubrirán los costes del sistema eléctrico.

Por último, en la misma disposición se establece que el Gobierno aprobará la referida metodología con suficiente antelación respecto de su entrada en vigor y garantizará que el impacto de su aplicación sea gradual.

En consecuencia y conforme lo anterior, el objeto de este real decreto es definir la metodología a emplear en el cálculo anual del reparto entre los usuarios del sistema eléctrico de la cuantía de los cargos del sistema.

En la elaboración de la metodología se han aplicado criterios de reparto que distorsionen lo menos posible la demanda global, que sean objetivos y no discriminatorios, aplicando los principios de transparencia en el cálculo y de simplicidad en su aplicación. Se trata de una metodología que permite ser replicada de manera sencilla.

Se persigue, además, que la metodología esté alineada con los objetivos del Gobierno de descarbonización de la economía, transición justa, y fomento de la competitividad de la

industria, y que contribuya a mantener la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

La norma tiene como finalidad evitar una complejidad adicional en los conceptos tarifarios. Para el diseño de la estructura de cargos, se ha asumido la misma estructura tarifaria por niveles de tensión que la fijada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Asimismo, se utilizan los mismos componentes de facturación.

Del mismo modo, con el objetivo de acompasar las señales de precios enviadas por los peajes e incentivar el consumo en los momentos en que las redes están menos congestionadas, se ha optado por una estructura de cargos con discriminación horaria, empleando para ello el mismo diseño de periodos horarios que el propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para los peajes.

En relación al reparto de los cargos entre los distintos niveles de tensión y periodos horarios, se ha optado por una metodología de asignación de los costes en función de las elasticidades relativas de cada segmento de consumidores, agrupados por su nivel de tensión y potencia contratada, de manera que los precios de los cargos sean tanto menores cuanto mayor es la sensibilidad de ese segmento de consumidores a un aumento del precio.

En el caso de los periodos horarios, se han mantenido los mismos niveles de apuntamiento (relación entre el precio de los cargos en el periodo de punta con respecto a su precio en el periodo de valle) que en los peajes de acceso vigentes, manteniendo de este modo las señales actuales para desplazar el consumo a los periodos con una menor demanda.

Al mismo tiempo, garantizando la suficiencia en la recaudación total derivada del principio de sostenibilidad financiera consagrado en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se ha procurado el mantenimiento de los esfuerzos actuales en la financiación conjunta de peajes, cargos y pagos por capacidad, procurando, en la medida de lo posible, evitar efectos redistributivos entre consumidores como consecuencia de la nueva metodología.

En cuanto al diseño, pese a que los costes considerados como cargos tienen en su inmensa mayoría una naturaleza fija e independiente del consumo, dado que se derivan eminentemente de decisiones de política energética adoptadas en el pasado, se propone un diseño binomial para los cargos, con un término fijo –dependiente de la potencia contratada–, y un término variable –dependiente de la energía consumida–.

Se considera más adecuado dotar de un mayor peso al componente variable de los cargos, al objeto de favorecer la eficiencia energética, el autoconsumo o el despliegue de la infraestructura de recarga rápida de vehículos eléctricos. No obstante, se ha optado por mantener un cierto peso del término fijo de los cargos, para no penalizar la electrificación de los usos finales de energía, como la bomba de calor o la recarga dedicada –lenta y por las noches– del vehículo eléctrico.

Por otro lado, el impacto de la relación entre el término fijo y variable no es homogéneo para todos los consumidores y, de hecho, en los peajes de acceso actuales el término fijo, si bien es elevado para todos los consumidores, lo es algo menos para los consumidores de menor tamaño.

Por todo ello, se ha optado por un reparto de los cargos en los que, para los consumidores de baja tensión con menos de 15 kW de potencia contratada, el 25 % de los mismos se recuperará a través del término fijo y el 75 % a través del término variable. Para el resto de los consumidores, el 40 % de los cargos se recuperará a través del término fijo y el 60 % a través del término variable. Una excepción a este reparto es el caso de los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público, en los que, de forma transitoria, los cargos se recuperarán en su totalidad a través del componente de energía, favoreciendo así el despliegue de estos puntos.

De esta manera el efecto conjunto de los peajes, establecidos de acuerdo con la metodología de la Circular 3/2020, de 15 de enero, y los cargos establecidos por este real decreto es una moderada reducción, para todos los consumidores, de la parte fija de la factura eléctrica permitiendo un cierto equilibrio entre todos los distintos objetivos de política energética del Gobierno.

En todo caso, dado el actual momento de transformación del sector energético y eléctrico y la necesidad de que la regulación y las señales de precios se vayan adaptando a la evolución de la tecnología y a los cambios de comportamiento de los consumidores, se prevé un mecanismo de revisión de los cargos cada seis años, aunque este periodo podría acortarse de forma excepcional si las circunstancias y las prioridades de política energética lo hicieran necesario.

Adicionalmente este real decreto también modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para adaptar el Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC) a la nueva estructura de peajes de transporte y distribución y cargos aprobada a raíz de las modificaciones introducidas por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero. También se revisa la obligación de designar nuevos comercializadores de referencia, cuya oportunidad se vincula a la evolución observada del grado de liberalización del mercado.

También se modifica el Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para dar cumplimiento a dos sentencias del Tribunal Supremo, de fechas 14 y 28 de diciembre de 2018, relativas a los recursos contencioso-administrativos números 41/2017 y 19/2017, respectivamente, interpuestos contra el Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, las cuales declararon nula una de las disposiciones transitorias del citado real decreto.

Este real decreto se adecua a los principios de buena regulación establecidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

La norma es necesaria para desarrollar la previsión legislativa de que exista una metodología para fijar los cargos del sistema eléctrico aprobada por el Gobierno, la cual permita, junto a la metodología aplicable para los peajes de transporte y distribución que elabora la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, obtener de los consumidores de energía eléctrica los ingresos que permitan cubrir los costes del sistema que garanticen su sostenibilidad económica y financiera, a la que deben estar sometidas la actuaciones de todas las administraciones públicas y sujetos comprendidos en el ámbito de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Es una norma eficaz para la consecución de la finalidad perseguida, ya que su implementación permitirá disponer de dicha metodología, la cual se ha elaborado atendiendo a los objetivos expuestos de evitar una complejidad adicional en los conceptos tarifarios, acompañar las señales de precios enviadas por los peajes e incentivar el consumo en los momentos en que las redes están menos congestionadas. La orden ministerial que se apruebe anualmente, en desarrollo de la metodología, permitirá la obtención de dichos precios, que serán aplicados por los distribuidores o por los comercializadores de energía eléctrica que actúen de intermediarios de los consumidores, en la factura eléctrica.

Con la salvedad de que los vigentes peajes de acceso a la red se descompondrán en los peajes de transporte y distribución y los cargos cuando las respectivas metodologías entren en vigor y resulten de aplicación, el procedimiento de aprobación, gestión y liquidación de los cargos del sistema eléctrico es continuista frente al actual régimen de tratamiento de los peajes de acceso, respetando así los principios de proporcionalidad y de eficiencia, ya que no se imponen obligaciones adicionales a sus destinatarios que supongan una restricción de sus derechos, o que pudieran haber sido evitadas. La norma no impone nuevas cargas administrativas, ni afecta a las existentes.

La separación de los ingresos del sistema en peajes de transporte y distribución y cargos obedece a un imperativo legal, recogido en el artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que conlleva asimismo un reparto de competencias entre la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (competente para la aprobación de la metodología de los peajes) y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (al que corresponde aprobar la metodología de los cargos). El desarrollo de dicha previsión legal conlleva de manera indefectible la regulación de los peajes y los cargos de manera autónoma (si bien coordinada para su correcta aplicación) por cada organismo competente.

La aprobación del real decreto cumple con el principio de seguridad jurídica, puesto que supone el desarrollo de las previsiones contenidas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, generando un marco normativo estable, predecible, integrado, claro y de certidumbre, que facilite su conocimiento y comprensión a los sujetos a los que afecta.

En aplicación del principio de transparencia, el Ministerio ha posibilitado la participación de todos los sujetos afectados en los distintos hitos de la tramitación.

De conformidad con los artículos 133.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, y 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, con carácter previo a la elaboración de este real decreto, se realizó una consulta pública previa, a través del portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para recabar la opinión de los sujetos y organizaciones más representativas potencialmente afectados por esta norma.

El real decreto ha sido objeto de informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobado por su Pleno el 7 de octubre de 2020, para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Electricidad, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

De igual forma, y tal y como establece el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, este real decreto ha sido sometido a audiencia e información pública en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Se ha recabado informe favorable del Ministerio de Política Territorial y Función Pública sobre su incidencia en la distribución de competencias, de acuerdo con lo previsto en el artículo 26.5 párrafo sexto de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, así como informe de la Oficina de Coordinación y Calidad Normativa, de conformidad con lo previsto en el artículo 26.9 de dicha ley.

Este real decreto ha sido sometido a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos de 26 de febrero de 2021.

El real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético.

En su virtud, a propuesta de la Vicepresidenta Cuarta del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 9 de marzo de 2021,

DISPONGO:

Artículo 1. *Objeto y ámbito de aplicación.*

1. Este real decreto tiene por objeto establecer la metodología de cálculo de los precios aplicables a los cargos del sistema eléctrico.

2. Los cargos serán de aplicación a los consumidores del sistema eléctrico, tal y como están definidos en el artículo 6.1.g) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

3. Se excluyen de forma específica del pago de cargos:

a) La energía consumida por los bombeos de uso exclusivo para la producción eléctrica.

b) La energía consumida por los titulares de instalaciones de almacenamiento, definidos en el artículo 6.1.h) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que sea posteriormente inyectada en la red.

c) La energía consumida por los titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica como consumos propios para el funcionamiento de sus instalaciones.

4. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 16.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, este real decreto será de aplicación en todo el territorio nacional.

Artículo 2. *Conceptos incluidos en la determinación de los cargos.*

1. Los costes del sistema eléctrico a financiar por los cargos y por otros ingresos del sistema estarán formados por:

a) Las anualidades correspondientes a los déficits del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes.
b) La retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional.
c) El régimen retributivo específico para las instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos.
d) El coste del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en los territorios no peninsulares.
e) La dotación del fondo para la financiación del Plan General de Residuos Radiactivos correspondiente a la 2.ª parte del ciclo combustible nuclear.
f) La retribución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia correspondiente al sector eléctrico.
g) Los saldos que resulten entre la retribución establecida para las actividades del operador del sistema y del operador del mercado, y el importe recaudado a través de los precios regulados que se cobran a los agentes.
h) La imputación de la diferencia de pérdidas asociada al cierre de energía en el mercado de producción, en su caso.
i) El saldo que resulte entre la retribución establecida para la aplicación de mecanismos de capacidad y los ingresos recaudados a través de los precios fijados para los pagos por capacidad.
j) Las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los cargos del sistema eléctrico de ejercicios anteriores.
k) Cualquier otro coste atribuido expresamente como cargo del sistema eléctrico por una norma con rango legal cuyo fin responda exclusivamente a la normativa del sector eléctrico.

2. Los costes a que hace referencia el apartado 1 se financiarán, además de por los cargos, por los siguientes ingresos:

a) Los ingresos por subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, a que se refiere el apartado 1.b) de la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013.
b) Los ingresos por aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
c) Los ingresos por aplicación de la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, de financiación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares.
d) Cualquier otro ingreso atribuido expresamente como cargo del sistema eléctrico por una norma de rango legal o reglamentario.

3. Los cargos del sistema eléctrico que deberán financiar los consumidores eléctricos en un ejercicio dado serán el resultado de restar a los costes señalados en el apartado 1 los otros ingresos del sistema eléctrico definidos en el apartado 2.

Artículo 3. *Definición de la estructura de cargos.*

1. Los cargos se diferencian según segmentos tarifarios de cargos y periodos horarios y tienen una estructura binominal que consta de un término de potencia y un término de energía.
2. Los segmentos tarifarios de cargos de aplicación a los consumidores coincidirán con los peajes de transporte y distribución definidos en el artículo 6.2 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, de acuerdo con la siguiente correspondencia:

Segmento tarifario de cargos.	1	2	3	4	5	6
Peaje de transporte y distribución Circular 3/2020.	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD

Artículo 4. *Definición de los periodos horarios.*

A efectos de la aplicación de esta metodología, los periodos horarios que corresponden a cada segmento tarifario de los cargos son los definidos en el artículo 7 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, correspondiendo a cada segmento tarifario de cargos determinados en el artículo 3 los mismos periodos horarios que los establecidos para su peaje de transporte y distribución respectivo.

Artículo 5. *Facturación de los cargos.*

1. Para la facturación de los cargos se define un término de facturación por potencia contratada y un término de facturación por energía activa consumida, los cuales se determinarán de acuerdo con las fórmulas que figuran en los apartados siguientes.

2. Término de facturación por potencia contratada: El término de facturación por potencia contratada, expresado en euros, será el sumatorio resultante de multiplicar el precio del término de potencia correspondiente a cada periodo horario, expresado en euros por kW y año, por la potencia contratada para dicho periodo, expresada en kW y año, según la fórmula siguiente:

$$FP = \sum_{p=1}^{p=i} Tpp * Pcp$$

Donde:

FP: Término de facturación por potencia contratada (€).

Tpp: Precio del término de potencia del periodo horario *p* (€/kW y año), calculado de acuerdo con lo establecido en el artículo 6.

Pcp: Potencia contratada en el período horario *p* (kW y año).

i: Número de periodos horarios del segmento tarifario de cargos al que corresponde el suministro.

El término de facturación por potencia contratada se prorrateará por el número de días que comprende el periodo de facturación, considerando que el día de lectura inicial está excluido y el día de lectura final está incluido.

Si durante el periodo de facturación se hubiera producido una actualización de los precios de los términos de potencia de los cargos, el término de facturación por potencia contratada tendrá en cuenta el número de días de vigencia de los precios de los términos de potencia en el periodo de facturación.

3. Término de facturación por energía activa consumida: El término de facturación por energía activa consumida, expresado en euros, será el sumatorio resultante de multiplicar el precio del término de energía correspondiente a cada periodo horario, expresado en euros por kWh, por la energía consumida o, en su caso, estimada, en dicho periodo, expresada en kWh, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FE = \sum_{p=1}^{p=i} Tep * Ep$$

Donde:

FE: Término de facturación por energía activa consumida (€).

Tep: Precio del término de energía del periodo horario *p* (€/kWh), calculado de acuerdo con lo establecido en el artículo 6.

Ep: Energía consumida o estimada en el período horario *p* (kWh).

i: Número de periodos horarios del segmento tarifario al que corresponde el suministro.

Artículo 6. *Cálculo de los precios de los términos de potencia y energía de los cargos.*

1. Para la determinación de los precios de los términos de potencia y energía de los cargos, se requiere previamente el cálculo del término de ajuste de coeficientes, TAC, y del término de ajuste unitario, TAU, en aplicación de la metodología descrita en los siguientes apartados.

2. El término de ajuste de coeficientes, expresado en euros, será igual a la suma, para cada periodo horario *i* y para cada segmento tarifario de cargos *s*, del cociente entre la energía consumida prevista en el ejercicio de referencia, expresada en kWh, y el coeficiente de energía establecido en el anexo, expresado en kWh por euro, más el cociente entre la potencia contratada prevista en el ejercicio de referencia, expresada en kW y año, y el coeficiente de potencia establecido en el anexo, expresado en kW y año por euro, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$TAC = \sum_{i=1}^{i=6} \sum_{s=1}^{s=6} \frac{E_{si}}{Ce_{si}} + \frac{P_{si}}{Cp_{si}}$$

Donde:

TAC: Término de ajuste de coeficientes (€).

Ce_{si}: Coeficiente de energía para el segmento tarifario de cargos *s* y el periodo horario *i* (kWh/€), establecido en el anexo.

E_{si}: Energía consumida prevista en el ejercicio de referencia para el segmento de cargos *s* y el periodo horario *i* (kWh).

Cp_{si}: Coeficiente de potencia para el segmento tarifario de cargos *s* y el periodo *i* (kW y año/€), establecido en el anexo.

P_{si}: Potencia contratada prevista en el ejercicio de referencia para el segmento tarifario de cargos *s* y el periodo horario *i* (kW y año).

3. El término de ajuste unitario, *TAU* será igual al cociente de los cargos anuales totales a aplicar a los consumidores, expresados en euros, tal y como están definidos en el artículo 2.3, y el término de ajuste de coeficientes, expresado en euros, tal y como está definido en el apartado 2, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$TAU = \frac{Cargos\ totales}{TAC}$$

Donde:

TAU: Término de ajuste unitario, sin unidades.

TAC: Término de ajuste de coeficientes (€).

Cargos totales: Cargos anuales a aplicar (€), tal y como están definidos en el artículo 2.3.

4. El precio del término de energía correspondiente a cada segmento de cargos s y cada periodo horario i, expresado en euros por kWh, será igual al cociente entre el término de ajuste unitario, definido en el apartado 3, y el coeficiente de energía establecido en el anexo, expresado en kWh por euro, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Te_{si} = \frac{TAU}{Ce_{si}}$$

Donde:

TAU: Término de ajuste unitario, sin unidades.
Ce$_{si}$*:* Coeficiente de energía para el segmento tarifario de cargos *s* y el periodo horario *i* (kWh/€), establecido en el anexo.
Te$_{si}$*:* Precio del término de energía para el segmento tarifario de cargos *s* y el periodo horario *i* (€/kWh).

5. El precio del término de potencia correspondiente a cada segmento de cargos s y cada periodo horario i, expresado en euros por kW y año, será igual al cociente entre el término de ajuste unitario, definido en el apartado 3, y el coeficiente de potencia establecido en el anexo, expresado en kW y año por euro, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Tp_{si} = \frac{TAU}{Cp_{si}}$$

Donde:

TAU: Término de ajuste unitario, sin unidades.
Cp$_{si}$*:* Coeficiente de potencia para el segmento tarifario de cargos *s* y el periodo horario *i* (kW y año/€), establecido en el anexo.
Tp$_{si}$*:* Precio del término de potencia en el segmento tarifario de cargos *s* y el periodo horario *i* (€/kW y año).

Artículo 7. *Aprobación y publicación de los precios de los cargos.*

1. Los precios de los cargos previstos para cada ejercicio se establecerán mediante orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.
2. Adicionalmente, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico publicará en su página web la siguiente información agregada, que será utilizada para el cálculo de los cargos:

a) Memoria explicativa de la orden ministerial por la que se publican los precios de los cargos para el periodo de referencia.
b) Previsión del número de consumidores, consumos, y potencias contratadas, desagregadas por segmentos tarifarios y periodos horarios.
c) Cualquier otra información que se considere necesaria para la aplicación de la metodología establecida en este real decreto, a efectos de la determinación de los correspondientes cargos.

Disposición adicional primera. *Segmentos tarifarios aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público.*

1. Los segmentos tarifarios de aplicación a los puntos de suministro a los que hace referencia la disposición adicional segunda de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, serán los siguientes:

Segmento tarifario de cargos.	2 VE	3 VE
Peaje de transporte y distribución Circular 3/2020.	3.0 TDVE	6.1 TDVE

2. Los precios asociados a los segmentos tarifarios 2 VE y 3 VE se determinarán de forma que se recupere el 100 % de los cargos a través del término de energía, supuesta una utilización del punto de recarga del 10 %, y siendo el precio del término de potencia igual a cero euros por kW y año, para todos los periodos horarios.

3. Estos segmentos tarifarios serán de aplicación durante el período regulatorio 2020-2025.

Disposición adicional segunda. *Periodo de revisión regulatoria de la metodología de asignación de los cargos del sistema eléctrico.*

1. Con carácter general, la metodología establecida en este real decreto se revisará cada seis años.

2. La metodología podrá revisarse, con carácter excepcional, si se producen circunstancias especiales debidamente justificadas, en particular, cambios en los conceptos incluidos en la determinación de los cargos del sistema eléctrico, modificaciones en la normativa europea con impacto en estos cargos, ya sea directo o indirecto, o modificaciones en la metodología que se encuentre vigente de peajes de transporte y distribución de electricidad establecida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Disposición adicional tercera. *Contenido mínimo y modelo de la factura de electricidad.*

El Director General del Política Energética y Minas establecerá, mediante resolución, y con la suficiente antelación, el contenido mínimo de las facturas y el modelo de la factura de electricidad a utilizar por los comercializadores de referencia que desglose los peajes de transporte y distribución y los cargos, que se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

Disposición adicional cuarta. *Consumos propios de las instalaciones de distribución y de transporte.*

1. A partir de la entrada en vigor de este real decreto se exime a los titulares de instalaciones de distribución y de transporte, de la obligación de suscribir el contrato de acceso de terceros a la red y el contrato de suministro por la energía consumida para sus consumos propios.

2. Los contratos vigentes se entenderán extinguidos en la fecha en que resulten de aplicación las metodologías de peajes de transporte y distribución y de cargos, de acuerdo con la disposición final octava, sin perjuicio de que las partes deban hacer frente a las responsabilidades de pagos y cobros pendientes que de ellos se deriven.

Disposición final primera. *Exención de los cargos a las instalaciones de electrólisis para la producción de hidrógeno renovable.*

1. Por orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se podrá establecer una exención temporal, total o parcial, de los cargos a la energía eléctrica consumida por las instalaciones de electrólisis para la producción de hidrógeno renovable.

2. Adicionalmente, se detallarán las condiciones y requisitos que deberán cumplir las instalaciones referidas para que resulte de aplicación dicha exención, entre los que se incluyen los medios que permitan garantizar el origen renovable de la energía eléctrica empleada en la producción del hidrógeno renovable.

Disposición final segunda. *Impacto gradual de la aplicación de la metodología.*

1. Conforme a la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, las variaciones de los peajes de acceso que resulten de la metodología de cargos de este real decreto se podrán trasladar de forma gradual en un periodo máximo de cuatro años desde la entrada en vigor de los cargos calculados de acuerdo con la metodología establecida en este real decreto.

2. La Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico determinará, mediante la orden por la que se establezcan los precios de los cargos prevista en el artículo 7, el procedimiento para trasladar las variaciones de precios a los cargos durante dicho periodo transitorio.

[. . .]

Disposición final quinta. *Título competencial.*

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final sexta. *Actualización del precio unitario de los pagos por capacidad.*

1. Los precios unitarios de aplicación para la financiación de los pagos por capacidad regulados en el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, y en la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión al que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, aplicables por la energía adquirida por los sujetos a los que se refiere la disposición adicional séptima de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, serán actualizados para cada ejercicio en la orden ministerial por la que se publican los precios de los cargos para el periodo de referencia.

2. Esta actualización se realizará de manera que la recaudación prevista para este concepto en el ejercicio sea la necesaria y suficiente para cubrir el coste de los mecanismos por capacidad en el mismo periodo.

Disposición final séptima. *Habilitación normativa.*

Se habilita a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para adoptar, mediante orden ministerial, las disposiciones necesarias para el desarrollo y aplicación de este real decreto.

Disposición final octava. *Entrada en vigor.*

1. Este real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

2. La metodología de cálculo de los cargos de electricidad surtirá efectos simultáneamente con la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución aprobados en la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, y en ningún caso antes del 1 de junio de 2021.

3. Las modificaciones del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, recogidas en la disposición final tercera no surtirán efectos hasta la aplicación efectiva de la metodología de cálculo de los cargos de electricidad, de acuerdo con lo establecido en el apartado 2.

ANEXO

Tablas de coeficientes

1. Valores de los coeficientes de energía Ce_{si}, en kWh/€, para cada periodo horario *i* y segmento de cargos *s*

Ce_{si}	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Ce_{1i}	485	2425	9700			
Ce_{2i}	870	1175	2175	4350	6786	10875
Ce_{3i}	1600	2160	4000	8000	12480	20000

Ce_{si}	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Ce_{4i}	3410	4604	8525	17050	26598	42625
Ce_{5i}	4160	5616	10400	20800	32448	52000
Ce_{6i}	10950	14783	27375	54750	85410	136875

2. Valores de los coeficientes de potencia Cp_{si}, en kW y año/€, para cada periodo horario *i* y segmento de cargos *s*

Cp_{si}	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Cp_{1i}	7,12	110,71				
Cp_{2i}	5,73	11,45	15,76	15,76	15,76	34,38
Cp_{3i}	5,52	11,03	15,18	15,18	15,18	33,12
Cp_{4i}	9,40	18,78	25,85	25,85	25,85	56,40
Cp_{5i}	11,74	23,46	32,29	32,29	32,29	70,44
Cp_{6i}	24,00	47,96	66,00	66,00	66,00	144,00

§ 38

Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 234, de 29 de septiembre de 2007
Última modificación: 30 de septiembre de 2014
Referencia: BOE-A-2007-17078

[. . .]

ANEXO III

Pagos por capacidad

Primero a Octavo. **(Derogados).**

Noveno. *Incentivo a la inversión*.–El incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo consistirá en la puesta a disposición del Operador del Sistema de determinada potencia instalada que se acredita mediante el acta de puesta en marcha de la instalación de generación.

Décimo. *Instalaciones de generación con derecho al incentivo a la inversión*.–Tendrán derecho al incentivo a la inversión las instalaciones de generación en régimen ordinario del sistema peninsular con potencia instalada superior o igual a 50 MW, cuya acta de puesta en marcha sea posterior al 1 de enero de 1998 y siempre que no hayan transcurrido 10 años desde la misma. Quedan excluidas en la prestación de este servicio aquellas instalaciones a las que apliquen la prima que se establece en los artículos 45 y 46 y en la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Asimismo, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá autorizar el derecho a la percepción de un incentivo a la inversión en instalaciones de generación en régimen ordinario del sistema peninsular con potencia instalada superior o igual a 50 MW en las que se realicen ampliaciones u otras modificaciones relevantes que requieran una inversión significativa o a la inversión en nuevas instalaciones en tecnologías prioritarias para el cumplimiento de los objetivos de política energética y seguridad de suministro. En estos casos, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio fijará, en su caso, la cuantía, plazo de percepción y fecha a partir de la cual empieza a devengar el derecho.

Undécimo. *Retribución del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo.*

1. **(Derogado).**

2. Las instalaciones con derecho a la percepción de este incentivo serán retribuidas por este concepto en las siguientes condiciones:

a) Percibirán la cuantía anual correspondiente al índice de cobertura fijado por la Dirección General de Política Energética y Minas vigente para el trimestre correspondiente a la fecha en la que se haya dictado la autorización administrativa previa de la instalación.

b) Comenzarán a percibir dicha retribución a partir de la fecha en que se inscriba definitivamente la instalación en la sección primera subsección I del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción.

c) A partir de dicha fecha, percibirán la retribución del servicio de capacidad a largo plazo durante un periodo de 10 años.

3. Corresponderá al Operador de Sistema la liquidación del incentivo a cada uno de los titulares de las instalaciones que tengan derecho a la percepción del mismo.

Duodécimo. *Obtención de la autorización administrativa para adquirir el derecho al incentivo a la inversión.*

1. El derecho a percibir la retribución por el servicio de capacidad a largo plazo requerirá autorización administrativa de la Dirección General de Política Energética y Minas.

2. A estos efectos, el titular de la instalación deberá remitir su solicitud junto con la de inscripción definitiva en el registro administrativo a que se refiere el artículo 171 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y la autorización supondrá la inclusión de una nota al margen de la inscripción expresando que la instalación está autorizada para percibir la retribución del servicio, su cuantía anual y la fecha hasta la que le corresponde su percepción.

Decimotercero. *Subastas del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo*.–El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá implantar mecanismos de subastas para la asignación del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo, cuando así lo aconsejen los objetivos de política energética y la seguridad del suministro o el índice de cobertura esté por debajo de 1,1.

Las instalaciones inscritas definitivamente en el registro administrativo a que se refiere el artículo 171 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, durante los doce meses anteriores a la fecha en que se celebre una subasta de incentivo a la inversión en capacidad percibirán el mayor valor entre el resultante de la subasta y el asignado a la instalación en el momento de la inscripción.

Decimocuarto. *Liquidación del saldo*.–El saldo resultante de la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes correspondientes a su retribución tendrá la consideración de ingresos liquidables del sistema a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Decimoquinto. **(Derogado).**

Decimosexto. *Retribución del incentivo a la inversión para instalaciones con autorización administrativa previa o acta de puesta en marcha entre el 1 de enero de 1998 y la fecha de entrada en vigor del presente anexo.*

1. Para las instalaciones de generación a las que es de aplicación la retribución del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo de acuerdo con lo establecido en el presente anexo, cuya autorización administrativa previa o acta de puesta en marcha haya sido otorgada a partir del 1 de enero de 1998, la cuantía anual en concepto de servicio de capacidad se fija en 26.000 euros/MW/año.

La Comisión Nacional de Energía inspeccionará aquellas instalaciones de generación a las que es de aplicación la retribución del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo que no hayan funcionado durante 1.000 horas agregadas anuales, a los efectos de comprobar la operatividad efectiva de las mismas.

Si como resultado de dicha inspección la Comisión Nacional de Energía detectase irregularidades en la efectiva operatividad de estas centrales, la Comisión Nacional de Energía propondrá a la Dirección General de Política Energética y Minas la retirada total o parcial del incentivo. La Dirección General de Política Energética y Minas a la vista de lo anterior resolverá sobre la citada retirada total o parcial del incentivo.

2. Las instalaciones de generación con autorización administrativa previa y sin acta de puesta en marcha, percibirán la cuantía desde la fecha y durante los plazos que se establecen en el punto undécimo, apartado 2, párrafos b y c de este anexo.

Las instalaciones de generación con acta de puesta en marcha e inscripción definitiva en el Registro percibirán la cuantía desde la fecha de entrada en vigor del presente anexo hasta

que hayan transcurrido 10 años a contar desde la fecha de la inscripción definitiva de la instalación en el Registro.

Decimoséptimo. *Plazos para la realización de propuestas.*

1. El Operador del Sistema en coordinación con su homólogo portugués, en el plazo de dos meses a partir de la publicación del presente anexo, presentará a la Secretaría General de Energía una propuesta de procedimiento donde se defina la metodología para calcular el «índice de cobertura anual», que se calculará trimestralmente.

2. Asimismo, el Operador del Sistema en coordinación con su homólogo portugués, en el plazo de tres meses contados a partir de la publicación del presente anexo, presentará al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la propuesta donde se determine el servicio de disponibilidad del sistema y los productos asociados al mismo, y la propuesta de procedimiento de contratación de cada uno de los productos y de verificación del cumplimiento del contrato a que se refieren los puntos quinto y séptimo respectivamente del presente anexo.

§ 39

Orden ITC/1548/2009, de 4 de junio, por la que se establecen las obligaciones de presentación de información de carácter contable y económico-financiero para las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 143, de 13 de junio de 2009
Última modificación: 24 de julio de 2009
Referencia: BOE-A-2009-9839

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establecen que las empresas que operan en dichos sectores deben proporcionar a la Administración la información que les sea requerida y, en especial, la relacionada con sus estados económico-financieros.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, establece, en su artículo 62.2, que las empresas que realicen actividades reguladas en el sector del gas natural llevarán en su contabilidad cuentas separadas para cada una de ellas que diferencien entre los ingresos y los gastos imputables a cada una de dichas actividades. Asimismo, el Gestor técnico del sistema gasista, así como las empresas que realicen el suministro de último recurso, deberán llevar cuentas separadas que recojan los gastos e ingresos estrictamente imputables a dichas actividades. Por último, las sociedades que desarrollen actividades gasistas no reguladas llevarán, igualmente, cuentas separadas de sus actividades.

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un régimen económico integrado del sector de gas natural, obligó a transportistas y distribuidores, así como al Gestor Técnico del Sistema, a la verificación contable de sus estados financieros, así como los consolidados de las agrupaciones de los mismos, en su caso, a través de una auditoría externa según las directrices emanadas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a cuya Dirección General de Política Energética y Minas se remite el informe de dichas auditorías, junto con las cuentas anuales y el informe de gestión, así como la desagregación de las cuentas anuales por las actividades de transporte y distribución, indicando los criterios utilizados.

Las empresas gasistas mencionadas en el párrafo anterior deben remitir trimestralmente al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio los estados financieros provisionales referidos al período transcurrido entre el primero de enero de cada año y el último día del trimestre de que se trate.

En desarrollo de lo anterior, la Orden ITC/2348/2006, de 14 de julio, por la que se establecen las normas de presentación de información contable para las empresas que desarrollen actividades de gas natural y gases manufacturados por canalización, desarrolló las obligaciones establecidas en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto. Esta orden dispone que las empresas remitan la información en ella especificada tanto a la Dirección

General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio como a la Comisión Nacional de Energía.

Por otra parte, en desarrollo del artículo 20 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la Orden del Ministerio de Economía de 19 de octubre de 2000, por la que se establecen normas de presentación de información contable para las empresas que realicen actividades eléctricas, obliga a estas empresas a remitir información contable a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía –actualmente perteneciente al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio–.

Por su parte, la Circular 4/1998, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, sobre obtención de información de carácter contable y económico-financiero, regula la información que las empresas eléctricas deben enviar a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico –actualmente Comisión Nacional de Energía–, con base en las competencias de este organismo.

Las importantes modificaciones introducidas por el Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el Plan General de Contabilidad y el Real Decreto 1515/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el Plan General de Contabilidad de Pequeñas y Medianas Empresas y los criterios contables específicos para microempresas, hacen necesario la adaptación de los formularios contenidos en las normativas eléctrica y de gas, anteriormente citadas, a la nueva normativa contable.

Con el objetivo de reducir al máximo las cargas administrativas que deben soportar las empresas del sector y en línea con lo dispuesto en el Plan de Acción para la reducción de cargas administrativas y la mejora de la regulación, aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros el 20 de junio de 2008, la presente orden unifica los dos formularios existentes en la actualidad para las empresas eléctricas y establece que la información sobre electricidad y gas debe ser remitida únicamente a la Comisión Nacional de Energía. Ésta realizará, con base en la documentación recibida de las empresas, unos informes que serán remitidos periódicamente a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y le garantizará, a su vez, el acceso electrónico a la base de datos que contenga dicha información.

De esta forma, la presente orden incorpora una reducción de las cargas administrativas que en la actualidad soportan las empresas eléctricas y gasistas, lo que no implica una disminución en la información disponible para el correcto ejercicio de las competencias de las Administraciones Públicas, sino que redunda en una mayor eficacia y eficiencia de la actividad administrativa.

La orden que se aprueba ha sido previamente informada por la Comisión Nacional de Energía, considerándose sustanciado el trámite de audiencia a los interesados a través de los miembros de sus Consejos Consultivos de la Electricidad y de Hidrocarburos.

En su virtud, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden el establecimiento de las obligaciones de remisión de información contable y económico-financiera para las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización, con el fin de que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y la Comisión Nacional de Energía puedan ejercer sus respectivas competencias.

Lo dispuesto en la presente orden se entiende sin perjuicio de las facultades que la disposición adicional undécima, Tercero.4, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, atribuye a la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 2. *Sujetos obligados.*

1. Sujetos obligados en el sector de la electricidad.–Estarán obligados a presentar la información requerida, los sujetos definidos en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, cualquiera que sea la forma jurídica que revistan, que estén incluidos en alguno de los siguientes apartados:

a) Los productores de energía eléctrica que sean titulares de instalaciones de generación cuya potencia total instalada sea superior a 40 MW. En el caso de sujetos titulares de varias

instalaciones el cómputo de potencia instalada se calculará como suma de la potencia instalada de todas sus instalaciones.

b) Los comercializadores cuyas ventas de energía eléctrica en el ejercicio anterior hayan superado los 45 millones de KWh.

c) Los distribuidores cuya energía entrante en sus redes del territorio nacional haya superado en el año anterior los 45 millones de KWh.

d) El transportista único de energía eléctrica.

e) El Operador del Mercado y el Operador del Sistema.

2. Sujetos obligados en el sector del gas natural y de los gases manufacturados.– Estarán obligados a presentar la información requerida, los sujetos que realicen alguna de las siguientes actividades:

a) Transporte, regasificación o almacenamiento de gas natural.

b) El gestor Técnico del Sistema.

c) Distribución de gas natural y/o gases manufacturados.

d) Comercialización de gas natural.

El deber de información afecta a todas aquellas empresas inscritas en las secciones primera y segunda del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados de combustibles gaseosos por canalización, aunque no realicen ninguna actividad.

3. Cuando los sujetos a que se refiere el presente artículo formen parte de un grupo empresarial, la obligación de información se extenderá, asimismo, a la sociedad que ejerza el control sobre los mismos, siempre que actúe en algún sector energético, y aquellas otras sociedades del grupo que lleven a cabo operaciones con la que realiza actividades en el sistema gasista o en el sistema eléctrico.

A estos efectos, se estará a la definición de grupo de sociedades establecida en el artículo 42 del Código de Comercio.

De acuerdo con lo anterior, en el supuesto de que los sujetos obligados en el sector de la electricidad o en el sector del gas natural y de los gases manufacturados formen parte de un grupo empresarial, la sociedad que consolide el grupo empresarial conforme a lo establecido en el artículo 42 del Código de Comercio será sujeto obligado, y deberá reportar la información consolidada del grupo empresarial que se establezca.

En el caso de que haya varias sociedades que consoliden dentro de un mismo grupo empresarial, la obligación se entenderá respecto de la matriz o última sociedad que consolide, salvo que exista un subgrupo inferior que cotice en bolsa, o que tenga un activo superior a 100 millones de euros, en cuyo caso también será sujeto obligado, y deberá reportar la información consolidada del grupo que se establezca.

Artículo 3. *Información contable a suministrar.*

1. Los sujetos obligados por la presente orden deberán remitir a la Comisión Nacional de Energía la información contable que les sea requerida por la misma, separada por actividades de acuerdo con lo establecido en el artículo 62 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en el artículo 20 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

2. El Secretario de Estado de Energía, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, aprobará los formularios adaptados a los nuevos planes de contabilidad con el detalle de la información contable y económico-financiera a suministrar por los sujetos obligados.

En su propuesta, la Comisión Nacional de Energía determinará el contenido, la periodicidad y los formatos, así como todos aquellos criterios relevantes para el suministro de dicha información. La información anterior será facilitada por los sujetos obligados a la Comisión Nacional de Energía en la forma y plazos que se determine.

En todo caso, la información deberá contener las cuentas y, en su caso, el informe de gestión, correspondientes al cierre del ejercicio económico, referidos tanto a la empresa individual como al grupo de sociedades consolidado, o si constituyen otro tipo de asociación dotada de personalidad jurídica propia, los referidos a la figura asociativa correspondiente.

3. La información contable (incluidas las cuentas anuales y el informe de gestión) suministrada a cierre del ejercicio deberá estar verificada mediante auditorías externas a la

propia empresa, que serán realizadas por auditores inscritos en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas, y deberá cumplir lo dispuesto en la normativa vigente, prestando especial atención a la obligación de evitar discriminaciones y subvenciones cruzadas.

La exigencia de auditar la información no será de aplicación a aquellas empresas eléctricas que, de conformidad con lo establecido en el artículo 203 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas de 1989, no tengan obligación de auditar sus cuentas anuales.

Artículo 4. *Informes y acceso a la información.*

1. A partir de la información recibida, la Comisión Nacional de Energía elaborará informes periódicos que remitirá a la Secretaría de Estado de Energía. En cualquier caso, todos los informes de análisis que la Comisión Nacional de Energía realice con la información anterior serán también remitidos a la Secretaría de Estado de Energía.

2. La Comisión Nacional de Energía confeccionará y mantendrá actualizadas bases de datos con toda la información recibida de los sujetos de los sectores de gas y electricidad, incluyendo la información contable, así como información sobre instalaciones, cantidades de producto, precios y otras similares.

3. La Comisión Nacional de Energía deberá facilitar acceso electrónico para que el Ministerio de Industria Turismo y Comercio pueda realizar consultas sobre la información contenida en las bases de datos en condiciones que mantengan la seguridad, confidencialidad e integridad de la información.

4. A estos efectos, el Director General de Política Energética y Minas comunicará a la Comisión Nacional de Energía las personas a las que se deberá facilitar el acceso electrónico.

5. Las Comunidades Autónomas podrán solicitar a la Comisión Nacional de la Energía acceso a aquella información que sea necesaria para el ejercicio de sus competencias.

Artículo 5. *Confidencialidad.*

1. Toda la información requerida a los sujetos obligados por la presente orden que tenga contenido comercial se tratará respetando el carácter confidencial de la misma.

2. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, las Comunidades Autónomas y la Comisión Nacional de Energía sólo podrán difundir la información que tenga carácter confidencial de forma agregada.

Disposición adicional única. *Coordinación en materia de información en los sectores de gas y electricidad.*

Con objeto de minimizar las cargas administrativas relativas a la remisión de información por parte de las empresas que actúan en los sectores del gas y de la electricidad, la Comisión Nacional de Energía remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas las propuestas de solicitud de información a empresas del sector, con el fin de coordinar con ésta los formatos de remisión de datos en aquellos casos en que se produzca una duplicidad de la solicitud de información.

Disposición transitoria única. *Información contable correspondiente al año 2008.*

Las empresas no estarán obligadas a remitir la información correspondiente al ejercicio económico de 2008 hasta la fecha de entrada en vigor de la resolución por la que se aprueben los formularios a que hace referencia el artículo 3 de la presente orden, en la que se determinarán los plazos de presentación de dicha información.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas la Orden ITC/2348/2006, de 14 de julio, por la que se establecen las normas de presentación de información contable para las empresas que desarrollen actividades de gas natural y gases manufacturados por canalización y la Orden del Ministerio de Economía, de 19 de octubre de 2000, por la que se establecen normas de presentación de información contable para las empresas que realicen actividades eléctricas.

Asimismo, queda derogada cualquier disposición de igual o inferior rango, en cuanto se oponga a lo establecido en la presente orden.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 40

Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 151, de 23 de junio de 2009
Última modificación: 29 de marzo de 2014
Referencia: BOE-A-2009-10328

La disposición transitoria segunda de la Ley 17/2007, de 4 de julio, que modificó la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, determina que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio establecerá el mecanismo de traspaso de clientes del sistema a tarifa al sistema de tarifa de último recurso que les corresponda.

El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, determina qué comercializadores asumirán la obligación de suministro de último recurso, de acuerdo con la habilitación del artículo 9 y de la citada Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

A partir de la entrada en vigor del citado Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, los distribuidores informarán a los consumidores acerca de la nueva situación, facilitándoles el acceso a las distintas empresas comercializadoras disponibles. Deberán, asimismo, indicar aquéllas que asumirán el suministro de último recurso y que, por tanto, no solamente estarán obligadas a suministrar a todos los consumidores que, según la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, tengan derecho a ello, sino que además, deberán hacerlo a un precio máximo fijado por el Ministerio.

En esta orden, se regula, de acuerdo con lo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, el mecanismo de traspaso de clientes manteniendo el sistema actualmente vigente de suministro regulado por parte de los distribuidores hasta el día 1 de julio de 2009, fecha a partir de la cual los comercializadores o, en su caso, los comercializadores de último recurso deben formalizar o adaptar los contratos al nuevo marco legal.

Asimismo se establece la forma de facturación de los suministros a tarifa que en dicha fecha se encuentren pendientes de facturación de aquellos consumidores transferidos al comercializador de último recurso.

Por su parte, el artículo 7 de dicho Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, fija la metodología de cálculo y revisión de las tarifas de último recurso, disponiendo al respecto que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de estas tarifas de último recurso determinando su estructura de forma

coherente con los peajes de acceso. A estos efectos el Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá revisar la estructura de los peajes de acceso de baja tensión para adaptarlas a las tarifas de último recurso y asegurar la aditividad de las mismas.

A los expresados efectos, la presente orden desarrolla las previsiones del citado artículo 7 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, estableciendo la estructura de las tarifas de último recurso aplicables a los consumidores de baja tensión con potencia contratada hasta 10 kW, y sus peajes de acceso correspondientes. Se fija asimismo el procedimiento de cálculo del coste de producción de energía eléctrica que incluirán las tarifas de último recurso y los costes de comercialización que le corresponden a cada una de ellas, de tal forma que se respete el principio de aditividad que exige la norma, posibilitando su revisión de forma automática conforme establece el artículo 7.3 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril.

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, la orden ha sido informada por la Comisión Nacional de Energía con fecha 27 de mayo de 2009.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos adoptado en su reunión del día 18 de junio de 2009, dispongo:

[. . .]

CAPÍTULO VI

Estructura y condiciones de aplicación de los peajes de los consumidores de baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kw

Artículo 17. *Definición de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.*

1. Existirá un único tipo de peaje denominado Peaje A que se aplicará a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

2. Opcionalmente, los consumidores que dispongan del equipo de medida adecuado, podrán acogerse a la modalidad con discriminación horaria (2.0 DHA) que diferencie dos periodos tarifarios al día, periodo 1 y periodo 2, o a la modalidad con discriminación horaria supervalle (2.0 DHS) con tres periodos tarifarios al día, periodo 1, periodo 2 y periodo 3. La duración de cada período así como las horas concretas de aplicación serán las establecidas para las tarifas de último recurso correspondientes que se definen en el artículo 6 de esta orden.

Artículo 18. *Estructura general de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.*

1. Los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW se componen de un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía y, en su caso, un término por la facturación de la energía reactiva.

La suma de los términos mencionados constituye, a todos los efectos, el precio de estos peajes.

2. En las cantidades resultantes de la aplicación de estos peajes, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 18.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, no se incluyen los impuestos, recargos y gravámenes establecidos o que se establezcan tanto sobre el consumo y suministro que sean de cuenta del consumidor y de los que estén las empresas comercializadoras de último recurso encargadas de su recaudación, como sobre los alquileres de equipo de medida o control, los derechos de acometida, enganche y verificación, ni aquellos otros cuya repercusión sobre el usuario esté autorizada por la normativa vigente.

Artículo 19. *Determinación de los componentes de la facturación de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.*

1. Término de facturación de potencia: El término de facturación de potencia será el producto de la potencia a facturar, Pot expresada en kW, por el precio del término de potencia del peaje, TPA, expresado en Euros/kW y año, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FPA = TPA \times Pot$$

La potencia a facturar (Pot) será la potencia contratada, en aquellos casos en que el control de potencia se realice con un interruptor de control de potencia.

En los casos previstos en el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, en que el control de potencia se realice por medio de un maxímetro la potencia a facturar se calculará según la siguiente fórmula:

a) Si la potencia máxima demandada registrada estuviere dentro del 85 al 105 % respecto a la contratada dicha potencia registrada será la potencia a facturar (Pot).

b) Si la potencia máxima demandada, registrada, fuere superior al 105 % de la potencia contratada, la potencia a facturar (Pot) será igual al valor registrado más el doble de la diferencia entre el valor registrado y el valor correspondiente al 105 % de la potencia contratada.

c) Si la potencia máxima demandada fuere inferior al 85 % de la potencia contratada, la potencia a facturar (Pot) será igual al 85 % de la citada potencia contratada.

El registro de una demanda de potencia superior a la solicitada en contrato, a efectos de acometida, autoriza a la empresa suministradora a facturar al cliente los derechos de acometida correspondientes a este exceso, cuyo valor quedará adscrito a la instalación.

La facturación se realizará de forma proporcional al número de días del año incluidos en el período de facturación correspondiente.

La potencia contratada será la máxima potencia prevista a demandar considerando todos los períodos tarifarios.

2. Término de facturación de energía activa: El término de facturación de energía activa se calculará, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FEA_p = \sum_p (TEA_p \times E_p)$$

Donde:

E_p = Energía consumida en el período tarifario p expresada en kWh.

TEA_p = Precio del término de energía del peaje en el periodo tarifario p, expresado en Euros/kWh.

3. Término de facturación de energía reactiva: Las condiciones que se establecen para la aplicación de este término, así como las obligaciones en relación con el mismo, serán las establecidas para la tarifa 2.0.A en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

4. Las condiciones de aplicación y contratación de estos peajes serán las establecidas para la tarifa 2.0.A en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

6. El precio del término de potencia y, en su caso, el precio del término de facturación de energía reactiva del peaje 2.0 DHS serán iguales a los correspondientes al peaje 2.0A.

Artículo 20. *Precios de las de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.*

Los precios de los términos de potencia y energía, activa y reactiva correspondientes de estos peajes serán aprobados, de acuerdo con lo establecido en el artículo 17.1 de la Ley

del Sector Eléctrico por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

[. . .]

§ 41

Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 278, de 18 de noviembre de 2011
Última modificación: 22 de diciembre de 2018
Referencia: BOE-A-2011-18064

[. . .]

Disposición adicional segunda. *Nuevo mecanismo de pagos por capacidad para las instalaciones de generación de energía eléctrica.*

El Ministro de Industria Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará un nuevo mecanismo de los pagos por capacidad para las instalaciones de generación de energía eléctrica.

A estos efectos la Comisión Nacional de Energía elaborará una propuesta de pagos por capacidad en el plazo de seis meses, que remitirá al Ministro de Industria Turismo y Comercio, con el siguiente contenido:

1. Propuesta de mecanismo competitivo que permita garantizar la seguridad del suministro en el largo plazo dotando a dicho sistema de los incentivos adecuados para llevar a cabo inversiones eficientes. Este mecanismo competitivo tendrá en cuenta la disponibilidad existente en cada momento de forma que se evalúe el uso eficiente de la capacidad del sistema en relación con la necesidad de nuevas inversiones.
2. Propuesta del mecanismo de pagos por capacidad que dote al sistema eléctrico de un margen de cobertura adecuado a través de la disponibilidad, teniendo en cuenta la existencia de los mecanismos disponibles actuales, así como su encaje con la propuesta del punto anterior.
3. Propuesta de calendario de implementación.

Disposición adicional tercera. *Potencia bruta y neta de las instalaciones de generación.*

A todos los efectos, la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación de energía eléctrica se expresará en MW con un decimal y se definirá de la siguiente forma:

1. La potencia neta de cada grupo térmico, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en marcha continuada durante al menos cien horas y referida a los

bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio y que existe en el parque correspondiente una cantidad de combustible suficiente y con la calidad habitual.

La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, aprobará la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación, que comunicará al operador del mercado, operador del sistema y a los titulares de las instalaciones.

La potencia neta a la que se hace referencia en los párrafos anteriores deberá calcularse de acuerdo al siguiente protocolo genérico:

a) Comunicación al operador del sistema de la prueba a realizar.

b) Confirmación de la disponibilidad de combustible.

c) Señalamiento con fecha y hora del comienzo y fin de la prueba.

d) Comprobación de la lectura del contador de energía neta del grupo en el inicio de la prueba y posterior sellado de la caja del contador.

e) Comprobación de la lectura del contador de energía neta del grupo al final de la prueba.

f) Comprobación de los datos más característicos de funcionamiento de la caldera a fin de determinar que no se sobrepasan las especificaciones del fabricante.

g) Deducción de la potencia media.

h) Obtención mediante lecturas del contador de energía en bornes de generador del grupo, de la potencia bruta durante la prueba.

i) Obtención de los consumos auxiliares para ese nivel de potencia, por diferencia entre la potencia bruta y neta del grupo.

2. La potencia neta de cada grupo hidráulico convencional o mixto, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en servicio definitiva continuada durante al menos quince horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio y óptimas las condiciones de caudal ya altura del salto.

En el caso de grupos hidráulicos, una vez determinada la potencia bruta y neta partiendo de las condiciones del salto y caudal hidráulico durante la prueba de funcionamiento, se calculará la máxima potencia bruta y neta que se podría obtener en condiciones óptimas de caudal y salto.

3. La potencia neta de cada grupo de bombeo puro, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en servicio definitiva continuada durante al menos dos horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio.

[. . .]

§ 42

Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre, por la que se establece el calendario correspondiente a la temporada eléctrica y se modifican en consecuencia determinados aspectos relativos al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 237, de 30 de septiembre de 2014
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2014-9867

El servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad se configura como una herramienta para flexibilizar la operación del sistema eléctrico desde el lado de la demanda (consumidores), y dar así respuestas rápidas y eficientes ante eventuales situaciones de emergencia, minimizando el impacto en la seguridad del sistema eléctrico. Este servicio es ofrecido por los grandes consumidores de energía eléctrica que, en respuesta a una orden dada por el operador del sistema, Red Eléctrica de España, S.A., de acuerdo a los requisitos y procedimientos previstos en la norma, reducen su consumo, percibiendo a cambio una retribución. Todo lo anterior, de acuerdo con las condiciones, requisitos y procedimientos previstos en la norma.

El servicio de interrumpibilidad se presta por temporadas eléctricas, que hasta el momento venían contando desde el 1 de noviembre de un año hasta el 31 de octubre del año siguiente. En la presente temporada, la prestación del servicio se realiza de acuerdo al mecanismo previsto en la Orden ITC/2370/2007, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, de aplicación transitoria hasta la efectiva aplicación del nuevo mecanismo previsto en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Al amparo de la citada Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, los consumidores deben contar con la necesaria autorización para la prestación del servicio y, además de ello, suscribir el oportuno contrato con el operador del sistema. El coste de la interrumpibilidad se cubre en la actualidad con cargo a los ingresos del sistema eléctrico obtenidos por facturación de los peajes de acceso a todos los consumidores de energía eléctrica y a los generadores. Así, en la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014, se establece como cuantía máxima destinada a este servicio para el año 2014 un total de 550 millones de euros.

Esta cuantía tuvo en cuenta que el nuevo servicio de interrumpibilidad introduce un mecanismo competitivo de asignación del recurso interrumpible puesto a disposición del sistema eléctrico, garantizando la efectiva prestación de dicho servicio y su realización al menor coste para el sistema eléctrico y se iba a aplicar con anterioridad al 1 de julio de 2014.

No obstante, dada la complejidad de implantación del nuevo sistema, no se va a poder aplicar hasta el próximo 1 de enero.

La cuantía asociada a las correspondientes liquidaciones mensuales provisionales desde el 1 de enero hasta el 31 de julio de 2014 ha sido de 316,4 millones de euros. Teniendo en cuenta este hecho, y realizando una proyección de las cantidades que habría que liquidar hasta final del presente año por el servicio de interrumpibilidad con base en los actuales parámetros de los proveedores del servicio y de los precios aplicables, se ha estimado que se alcanzaría el límite máximo para este ejercicio con anterioridad a 31 de diciembre de 2014. Lo anterior conllevaría que, en los próximos meses, especialmente noviembre y diciembre, la contribución que supone el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad a la garantía de suministro podría verse afectada al no percibir los prestadores del servicio retribución alguna por haber alcanzado el límite anual con anterioridad.

Con el fin de evitar esta circunstancia, en esta orden se procede, en primer lugar, a la modificación de las fechas de inicio y finalización de la temporada eléctrica haciéndolas coincidir con el año natural. Esta medida se adopta en el transcurso de una temporada eléctrica iniciada el pasado 1 de noviembre de 2013 y que hubiera concluido el próximo 31 de octubre, por lo que resulta necesario prorrogar hasta el final de 2014 el mecanismo de prestación del servicio de interrumpibilidad actualmente vigente, regulado en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, en lo relativo a las condiciones y requisitos de prestación del servicio. Ello porque, si bien los prestadores del servicio cuentan con autorización administrativa, también deben contar con contratos, o prórrogas, suscritos con el operador del sistema que deben tener en cuenta estas modificaciones.

En segundo lugar, se hace necesario ajustar las cuantías pendientes de percibir en cada liquidación mensual en concepto de retribución del servicio de interrumpibilidad durante 2014, a fin de permitir que los sujetos cuenten con retribución hasta final de año, teniendo siempre en cuenta el límite máximo previsto en el artículo 8 de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero. Así, se prevé una laminación de las cantidades pendientes de percibir en los meses de octubre a diciembre, sin sobrepasar el límite y así permitir la aplicación del sistema hasta final de año.

Lo dispuesto en la presente norma conlleva la necesaria adaptación de los contratos de prestación del servicio de interrumpibilidad al amparo de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, actualmente vigentes. La celeridad con la que se ha llevado a cabo su tramitación responde así a la intención de que su entrada en vigor permita disponer del periodo de tiempo suficiente para realizar los cambios necesarios en dichos contratos.

Mediante acuerdo de 25 de septiembre de 2014, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar la presente orden.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

Artículo 1. *Temporada eléctrica y aplicación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.*

A partir de la fecha de entrada en vigor de la presente orden, para todos los sistemas eléctricos peninsulares y de los territorios no peninsulares, la temporada eléctrica comienza el 1 de enero y termina el 31 de diciembre de cada año.

No obstante lo anterior, la temporada 2013-2014 en curso a la entrada en vigor de la presente orden se considera iniciada el 1 de noviembre de 2013 y no se verá afectada por el nuevo calendario establecido en el párrafo anterior.

Artículo 2. *Modificación de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.*

Se modifica la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, en los siguientes términos:

Uno. Se modifica el apartado 1 del artículo 10, de acuerdo con la siguiente redacción:

«1. Los consumidores en alta tensión que, adquiriendo su energía en el mercado de producción, deseen prestar el servicio de interrumpibilidad y reúnan los requisitos indicados en los puntos 1.º, 2.º, 3.º, 4.º y 6.º del artículo anterior, deberán solicitar informe al Operador del Sistema antes del día 1 de septiembre del año anterior al que se desea comenzar a prestar el servicio.»

Dos. El apartado 1 del artículo 11 queda redactado como sigue:

«1. La autorización administrativa para la prestación del servicio de interrumpibilidad se obtendrá mediante solicitud del consumidor dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas, antes del día 15 de octubre del año anterior al que se desee empezar a prestar el servicio.»

Tres. El primer párrafo del apartado 5 del artículo 11 se modifica de acuerdo con la siguiente redacción:

«5. En todo caso la validez de la autorización administrativa para la prestación del servicio quedará condicionada a la presentación, en el plazo máximo de 10 días, ante la Dirección General de Política Energética y Minas de la certificación provisional emitida por el Operador del Sistema correspondiente a la disponibilidad, a 31 de diciembre del año en que se realice la solicitud, de los siguientes equipos y aparatos:»

Cuatro. Se modifican los apartados 2 y 3 del artículo 12, que quedan redactados como sigue:

«2. La solicitud al Operador del Sistema para la formalización del contrato tendrá lugar una vez obtenida la autorización administrativa y el Operador del sistema procederá a su formalización en el plazo máximo de 10 días hábiles desde que el consumidor presente la autorización al citado operador.

En todo caso, el contrato formalizado deberá tener una vigencia para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de cada año.

3. Una vez incorporado al servicio, el consumidor autorizado comenzará a prestar su servicio el día 1 de enero de cada año.

El contrato tendrá una vigencia de un año y se considerará prorrogado por iguales periodos si el consumidor no comunica fehacientemente por escrito al Operador del Sistema su voluntad de resolverlo, con un preaviso mínimo de dos meses a la fecha de su finalización y siempre que el operador del sistema haya comprobado que el consumidor sigue cumpliendo los requisitos. Una vez resuelto el contrato, el Operador del Sistema lo comunicará, en el plazo máximo de 10 días, a la Dirección General de Política Energética y Minas.»

Cinco. Se modifica el apartado 2.2 del artículo 15, que queda redactado como sigue:

«2.2 Liquidación anual definitiva: La liquidación definitiva tanto de la retribución del servicio de interrumpibilidad como de las penalizaciones aplicadas, tendrá carácter anual y comprenderá el periodo desde el día 1 de enero del año “n” hasta el día 31 de diciembre del año “n”.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el plazo máximo de un año a contar desde el día 1 de enero del año “n+1” y con base a la información suministrada por el Operador del Sistema, comprobará cada una de las facturaciones correspondientes a la retribución del servicio prestado por los consumidores así como de las penalizaciones aplicadas a cada uno de ellos a los efectos de proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas la aprobación de la liquidación definitiva a cada proveedor.

Las eventuales diferencias entre el importe de la liquidación definitiva de cada proveedor aprobada por la Dirección General de Política Energética y Minas y los importes de la retribución y penalizaciones liquidados al mismo por el operador del sistema serán considerados por éste último en la liquidación y facturación por éste

aplicando el procedimiento de comunicación y liquidación que se describe en la presente orden.»

Seis. El último párrafo del apartado 2 del artículo 19 se modifica de acuerdo con la siguiente redacción:

«Asimismo, antes del 31 de enero de cada año, remitirá un informe anual a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre el funcionamiento y aplicación de este servicio, que recogerá para toda la temporada eléctrica a que se refiera las informaciones señaladas. El informe deberá contener el grado de adecuación de la potencia interrumpible disponible, resultado de los contratos de gestión de la demanda firmados y la potencia interrumpible necesaria para el sistema desagregada por zonas y el análisis económico del coste de este servicio para el sistema.»

Siete. El apartado 5 del artículo 19 se modifica de acuerdo con la siguiente redacción:

«5. El Operador del Sistema deberá remitir antes del 1 de febrero de cada año a la Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información siguiente relativa a los contratos en vigor para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año en curso:

a) Proveedores con contrato formalizado para la prestación del servicio en la temporada eléctrica que comienza el 1 de enero del año en curso.
b) Potencia máxima residual demandada por el consumidor durante una orden de interrupción.
c) Modalidad de interrupción a las que están acogidos.
d) Previsión de potencia media demandada por periodo tarifario para los siguientes doce meses.»

Ocho. El segundo párrafo del apartado 1 de la disposición adicional primera queda redactado como sigue:

«A estos efectos, el operador del sistema enviará antes del 1 de septiembre de cada año los valores adaptados para cada uno de estos sistemas eléctricos de la potencia a interrumpir en cada uno de los periodos horarios y para cada una de las órdenes de reducción de potencia a que se refiere el artículo 9 de la presente orden, con el fin de valorar el cumplimiento por parte de los solicitantes de los valores mínimos que resulten para cada uno de los sistemas en los que se ubican.»

Artículo 3. *Modificación de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.*

Se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, de acuerdo a lo siguiente:

Uno. El tercer párrafo del apartado 2 del artículo 4 de acuerdo a lo siguiente:

«En todo caso, la propuesta del operador del sistema se realizará no más tarde del 15 de julio de cada año.»

Dos. El apartado 4 del artículo 4 queda redactado como sigue:

«4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia actuará de supervisora de la subasta. En el plazo máximo de 72 horas desde el momento del cierre de las subastas, la citada Comisión confirmará que el proceso se ha realizado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria. Para realizar esta función dicho organismo podrá requerir al operador del sistema la información sobre el proceso de subastas que considere necesaria.

Una vez emitida dicha confirmación el operador del sistema hará públicos los resultados de las subastas, que serán vinculantes para todos los consumidores que hayan participado en las mismas.»

Tres. El apartado 2 del artículo 5 queda redactado como sigue:

«2. Con carácter general, el periodo de entrega será el coincidente con la temporada eléctrica, que comienza el 1 de enero y termina el 31 de diciembre de cada año.»

Cuatro. Los párrafos b), c) y d) del apartado 1 del artículo 7 quedan modificados como sigue:

«b) La solicitud se deberá realizar de acuerdo a los plazos que se establezcan para cada subasta, presentando la documentación necesaria para acreditar el cumplimiento de los requisitos. En todo caso, la solicitud se realizará no más tarde del 31 de agosto de cada año.

c) El operador del sistema, a la vista de la información presentada y tras el análisis de la misma, habilitará a los consumidores que acrediten el cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente orden, comunicando al Ministerio de Industria, Energía y Turismo de acuerdo a los plazos que se establezcan para cada subasta y no más tarde del 15 de octubre de cada año, los parámetros y condiciones de los consumidores que resulten habilitados.

d) Asimismo, de acuerdo a los plazos que se establezcan para cada subasta y no más tarde del 15 de octubre de cada año, el operador del sistema notificará al consumidor la decisión sobre su habilitación de manera motivada y transparente.»

Cinco. Se añade al final de la definición de $Error_horario_h$ del apartado d) del artículo 10.4 el siguiente párrafo:

«En el caso de que el valor del $Error_horario_h$ supere el valor de 10 debido a circunstancias atípicas y excepcionales asociadas al proceso productivo, debidamente justificadas por el proveedor del servicio, dicho valor del $Error_horario_h$ se limitará a 10. En todo caso esta limitación no podrá ser aplicada a un mismo proveedor de servicio en una misma instalación en más de una ocasión en una misma temporada.»

Seis. Se modifica el segundo párrafo del apartado 2 del artículo 16, que queda redactado como sigue:

«Asimismo, antes del 31 de enero de cada año, el citado operador remitirá un informe anual a la Dirección General de Política Energética y Minas que recogerá para toda la temporada eléctrica el seguimiento anual del funcionamiento y aplicación del servicio, y de las ejecuciones de opciones de reducción de potencia para cada mes, incluyendo la retribución asociada. El grado de detalle será a nivel de proveedor del servicio y se incluirán las diferentes zonas de aplicación.»

Siete. Todas las menciones al «apartado 3.2 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007», se sustituyen por el «apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007».

Disposición adicional única. *Contratos de interrumpibilidad durante los meses de noviembre y diciembre 2014.*

1. Con carácter excepcional se podrán prorrogar para los meses de noviembre y diciembre de 2014 los contratos para la temporada 2013-2014 del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad suscritos al amparo de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, siempre que se cumplan los siguientes requisitos:

a) El contrato de cada prestador del servicio deberá estar vigente a la fecha de entrada en vigor de la presente orden.

b) El titular del contrato no podrá incurrir ni haber incurrido en incumplimiento o causa de resolución del contrato entre el 1 de noviembre de 2013 y el 31 de octubre de 2014, de acuerdo con lo previsto en el artículo 14 de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio.

Si se produjera un incumplimiento o causa de resolución en dicha temporada eléctrica, ello llevará asociada la resolución automática del contrato de prestación del servicio de interrumpibilidad, la liquidación correspondiente de las cantidades que se hubieran percibido por la prestación del servicio durante la vigencia del contrato o de su prórroga, según corresponda, y, adicionalmente, la imposibilidad de prestar el servicio de interrumpibilidad en los meses de noviembre y diciembre de 2014.

c) El titular del contrato deberá comunicar su voluntad de prorrogar el contrato durante los meses de noviembre y diciembre de 2014 de forma fehaciente al operador del sistema con anterioridad al 10 de octubre de 2014.

Si el titular del contrato no realiza dicha comunicación manifestando su voluntad de prorrogarlo, el contrato quedará resuelto a partir del 1 de noviembre de 2014.

En caso de que junto a la solicitud de prorrogar el contrato durante los meses de noviembre y diciembre de 2014, el proveedor del servicio solicite modificación de parámetros para la prestación del servicio a partir del 1 de noviembre de 2014, el operador del sistema procederá a emitir el informe de idoneidad previsto en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, y a enviarlo a la Dirección General de Política Energética y Minas con anterioridad al 15 de octubre de 2014 a efectos de que ésta, en su caso, resuelva sobre la misma.

2. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 4 de la presente disposición adicional, los consumidores que vinieran prestando el servicio y cumplan lo previsto en el apartado anterior, podrán percibir la retribución que les corresponda de acuerdo con lo previsto en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, para el periodo entre el 1 de noviembre de 2013 y el 31 de octubre de 2014.

Para los meses de noviembre y diciembre de 2014 se considerará que la duración del contrato y de la autorización al amparo de la citada Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, es inferior a una temporada eléctrica y el derecho a la percepción de la retribución estará asimismo supeditado al cumplimiento de los requisitos en dicho periodo considerando las particularidades derivadas de la aplicación de esta disposición. El operador del sistema valorará el cumplimiento teniendo en cuenta el año móvil y procederá a enviar informe al respecto con el detalle para cada uno de los consumidores a la Dirección General de Política Energética y Minas, en el plazo de un mes a contar desde el 31 de diciembre de 2014.

3. Las nuevas condiciones aquí establecidas quedarán automáticamente incorporadas a los contratos de interrumpibilidad en sustitución de las antiguas.

4. A partir del día 1 de octubre y hasta 31 de diciembre de 2014, la retribución mensual del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en aplicación de lo previsto en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, y en la presente norma se ajustará a las siguientes condiciones:

a) La cuantía destinada a la liquidación provisional de los proveedores del servicio tendrá el siguiente límite máximo mensual:

Mes	Límite máximo – (Millones de euros)
Octubre	20
Noviembre	20
Diciembre	20

Si en una liquidación provisional mensual el importe total de la aplicación de la interrumpibilidad resultara superior al límite máximo mensual correspondiente, se realizará un ajuste de las cuantías a liquidar a todos los proveedores del servicio hasta alcanzar dicho límite máximo mensual, con un reparto proporcional a la retribución de dicho mes que corresponda a cada uno de los consumidores que hayan prestado el servicio. Dicha

retribución tendrá carácter provisional sin perjuicio de lo dispuesto en el párrafo c) del presente apartado.

b) No podrá superarse en ningún caso el límite anual establecido en el artículo 8 de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.

Para cada mes se calculará, con carácter provisional, la diferencia entre el citado límite anual y la suma de todas las retribuciones mensuales acumuladas hasta dicho mes, y se estará a lo siguiente:

1.º Si la diferencia obtenida es inferior a la suma de los límites mensuales fijados que restan hasta el 31 de diciembre de 2014, estos límites mensuales restantes se reducirán de forma proporcional de manera que no se exceda del límite anual.

2.º Si la diferencia obtenida es superior a la suma de los límites mensuales fijados que restan hasta el 31 de diciembre de 2014, estos límites mensuales restantes se incrementarán de forma proporcional hasta el límite anual, sin que se exceda dicho límite.

c) Si al realizar las liquidaciones definitivas resultara para el conjunto de consumidores una retribución para dicho año superior al límite anual establecido, en esta liquidación definitiva se realizará una regularización de las cuantías a liquidar hasta alcanzar este límite máximo anual de forma proporcional a la retribución anual correspondiente a los proveedores del servicio con derecho a ello.

En el caso de que la liquidación definitiva resultara inferior al límite anual, la diferencia tendrá la consideración de ingreso liquidable del sistema.

Disposición transitoria primera. *Sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

En virtud de lo dispuesto en la disposición transitoria primera de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, lo dispuesto en el artículo 3 de la presente orden no resultará de aplicación a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares hasta que no se desarrolle lo dispuesto en la disposición adicional primera de la mencionada Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

Disposición transitoria segunda. *Proceso de habilitación en la primera subasta para la temporada 2015.*

1. Para la temporada eléctrica 2015, el plazo de presentación de solicitudes al que se refiere el artículo 7.1.b) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, finalizará el 13 de octubre de 2014.

2. Los consumidores que con anterioridad a la entrada en vigor de esta orden hubieran presentado una solicitud de participación en el mecanismo competitivo de asignación de interrumpibilidad en el plazo previsto en la normativa que estuviera vigente, no deberán presentar una nueva solicitud.

No obstante lo anterior, podrán modificar su solicitud en los nuevos plazos previstos en el apartado anterior y de conformidad con la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, a fin de que dicha modificación sea tenida en cuenta en el correspondiente proceso de habilitación.

3. Antes del 3 de noviembre de 2014, el operador del sistema, a la vista de la información presentada y tras el análisis de la misma, habilitará a los consumidores que acrediten el cumplimiento de los requisitos establecidos en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, notificará al consumidor la decisión sobre su habilitación de manera motivada y transparente y comunicará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo de acuerdo con los plazos que se establezcan para cada subasta, los parámetros y condiciones de los consumidores que resulten habilitados.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

1. Queda derogado el último párrafo del apartado 1.1 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de octubre de 2007.

2. Asimismo, quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en esta orden.

Disposición final primera. *Modificación de la disposición adicional quinta de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.*

La disposición adicional quinta de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, queda redactada con el siguiente texto:

> **«Disposición adicional quinta.** *Imputación de costes en las liquidaciones del ejercicio 2013.*
>
> Las cantidades que deban ser sufragadas con cargo al sistema eléctrico a lo largo del ejercicio 2014 como consecuencia de la ejecución de resoluciones judiciales dictadas contra actos o disposiciones anteriores al 1 de enero de 2014 serán consideradas, en tanto su abono se realice hasta la liquidación complementaria del ejercicio 2013 a la que se refiere el apartado 1 de la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, según redacción de la Ley 24/2013, de 27 de diciembre, como costes del sistema con cargo a dicho ejercicio 2013.»

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el mismo día de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 43

Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

Ministerio para la Transición Ecológica
«BOE» núm. 85, de 9 de abril de 2019
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2019-5244

El artículo 1 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, establece en su apartado primero que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ámbito de sus competencias de regulación, deberá tener en consideración las prioridades estratégicas establecidas por el Gobierno, que se materializarán en unas orientaciones de política energética adoptadas por orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Estas orientaciones podrán adoptarse en relación con las Circulares de carácter normativo en materia energética que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tenga previsto aprobar y que puedan incidir sobre aspectos y prioridades de política energética en los que el Gobierno ostente la competencia. En concreto, las orientaciones de política energética, de conformidad con lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 1 citado, podrán referirse a aspectos tales como «la seguridad de suministro, la seguridad pública, la sostenibilidad económica y financiera de los sistemas eléctrico y gasista, la independencia del suministro, la calidad del aire, la lucha contra el cambio climático y respeto al medio ambiente, la gestión óptima y el desarrollo de los recursos nacionales, la gestión de la demanda, la gestión de las elecciones tecnológicas futuras, la utilización racional de la energía, así como cualesquiera otros que guarden relación directa con las competencias del Gobierno en materia energética». Ello no obstante, este listado no tiene un carácter exhaustivo pues como señala el mismo apartado las orientaciones pueden abarcar cualquier aspecto que guarde relación directa con las competencias del Gobierno en materia energética.

La Disposición Transitoria primera del citado Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la Ministra para la Transición Ecológica podrá adoptar y remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con al menos un mes de antelación a la fecha prevista para el inicio de la tramitación, aquellas orientaciones de política energética que considere que dicha Comisión debe tener en cuenta en la regulación que contenga la circular de carácter normativo, y ello con objeto de asegurar la coherencia entre la actuación

normativa de la Autoridad Reguladora y las prioridades de la política energética del Gobierno.

En aplicación de lo dispuesto en el apartado primero de la mencionada disposición transitoria, el pasado 14 de febrero de 2019 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha comunicado al Ministerio para la Transición Ecológica un plan normativo a tramitar durante 2019, formado por trece circulares de carácter normativo, de las que seis se corresponden con el sector del gas natural, seis con el sector eléctrico y una con ambos sectores.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia prevé iniciar la tramitación de nueve de estas circulares el 30 de junio de 2019, mediante la audiencia de las propuestas, adoptándolas a lo largo del mes de octubre de 2019. En relación con las cuatro circulares restantes, más urgentes, prevé iniciar su tramitación el 30 de mayo de 2019 y que estén aprobadas el 15 de septiembre de 2019.

Considerando que varias de las circulares incluidas en el plan normativo notificado y cuya aprobación está prevista para el año 2019 afectan a aspectos y prioridades de política energética de competencia del Gobierno, por economía procesal, se adopta una única orden en la que se incluyen las orientaciones de política energética para todas ellas.

Mediante acuerdo de 4 de abril de 2019, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado a la Ministra para la Transición Ecológica a dictar esta orden.

En su virtud, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

Primero. *Objeto.*

El objeto de esta Orden es adoptar las orientaciones de política energética que de conformidad con lo dispuesto en el artículo uno del Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá tener en consideración para la aprobación de las circulares que se especifican en los artículos siguientes y que se contienen en el plan normativo aprobado por su Consejo el 13 de febrero de 2019.

Segundo. *Circular de metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema Gasista.*

La metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema Gasista debería incorporar incentivos para optimizar los costes de gestión técnica del sistema, para garantizar la seguridad del suministro, así como la neutralidad de su actuación con todos los usuarios del sistema y con todos los propietarios de las instalaciones, bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia enunciados en el artículo 64.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. La retribución del gestor del sistema deberá garantizar la independencia de la gestión técnica del sistema respecto de la del transportista o de otras actividades realizadas dentro del mismo grupo empresarial.

Tercero. *Circular de metodología de la retribución del Operador del Sistema Eléctrico.*

La metodología de retribución del Operador del Sistema Eléctrico debería incorporar incentivos para la reducción de costes de los servicios de ajuste y especialmente de las restricciones técnicas, al objeto de garantizar la gestión óptima de los recursos nacionales y el suministro eléctrico al mínimo coste. Dicha retribución deberá garantizar la independencia en la dirección de la operación del sistema respecto de la del transportista o de otras actividades realizadas dentro del mismo grupo empresarial.

Cuarto. *Circular de metodología de peajes de transporte y distribución de electricidad.*

1. La estructura y metodología para establecer los peajes debería incentivar el proceso de electrificación de la economía española necesario para la transición energética, de manera que se favorezca la descarbonización de la economía, no se penalicen los consumos eléctricos frente a otros combustibles ni se desincentiven transformaciones energéticas que puedan resultar medioambiental o económicamente adecuadas.

2. La metodología para establecer los peajes y, en particular, el diseño de los periodos horarios, debería contribuir al fomento de la movilidad eléctrica y la electrificación de usos finales de energía.

3. El diseño de los peajes debería ser tal que contribuya, en la medida de lo posible, al ahorro y la eficiencia en el consumo final de energía eléctrica.

4. Los peajes deberían garantizar los ingresos necesarios para la retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, incluyendo los activos autorizados y planificados hasta ese momento, fomentar el uso de las infraestructuras existentes y asegurar el despliegue coste eficiente de nuevas redes.

5. El diseño de los peajes debería tener en consideración la competitividad del sector industrial, respetando en todo caso las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado.

6. La metodología utilizada para determinar las cantidades a que se hace referencia en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, cuando se establece que, a efectos de autoconsumo compartido en instalaciones próximas, se podrán establecer cantidades por el uso de la red, deberá responder a los mismos principios que se apliquen para establecer la metodología de los peajes de transporte y distribución de electricidad a la par que se favorece el uso eficiente de la red, la energía y se facilita la instalación de energía de origen renovable.

7. Los precios deberán fomentar la eficiencia energética en el consumo y la sostenibilidad medioambiental.

Quinto. *Circular de metodología de peajes de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural.*

1. La metodología de cálculo de los peajes y cánones debería fomentar el uso de las infraestructuras existentes para preservar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista.

En el caso de la actividad de las plantas de gas natural licuado y respetando las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado la metodología de peajes y cánones debería fomentar su uso frente a otras plantas internacionales con las que compita, teniendo asimismo en consideración su aportación a la seguridad de suministro y que parte de las inversiones en estas instalaciones, puedan ser recuperadas por el uso de otras infraestructuras del sistema. Se debería perseguir como objetivo que los usuarios que introduzcan el gas natural por las plantas de gas natural licuado, no resulten penalizados respecto a los aprovisionamientos mediante conexiones internacionales.

2. El diseño de los peajes y cánones debería evitar que los multiplicadores de corto plazo penalicen la formación de precios en el mercado mayorista de electricidad como medida de protección al consumidor de electricidad.

3. El diseño de los peajes y cánones debería tener en consideración la competitividad del sector industrial, respetando en todo caso las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado.

4. Mediante el diseño de los correspondientes peajes, la metodología de cálculo de los peajes y cánones debería incentivar la inyección de biometano y otros gases de origen renovable contribuyendo así a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y a la lucha contra el cambio climático.

Sexto. *Circular de metodología de retribución del transporte de electricidad.*

1. Para asegurar la sostenibilidad del sistema eléctrico y la seguridad de suministro, la nueva metodología debería procurar que los cambios en las metodologías que, en su caso se introduzcan, vengan acompañados de mecanismos de absorción gradual de los mismos.

2. Con el objetivo de hacer posible la penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico y poder así cumplir los objetivos en materia de energía y clima, la metodología debería retribuir de manera adecuada las nuevas necesidades de inversiones que se derivarán de la Planificación 2021-2026, tanto en cuanto al volumen como en cuanto a su naturaleza (activos para la gestión inteligente de la red basados en tecnologías de la información y las comunicaciones, con menores periodos de retorno y mayor incertidumbre),

repartiendo adecuadamente los riesgos entre el titular de la red, los usuarios y los consumidores, al objeto de garantizar un suministro al mínimo coste.

3. La metodología de retribución debería incorporar un principio de prudencia financiera requerida a los titulares de activos de red.

4. La metodología de retribución debería incentivar la extensión del funcionamiento de aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil retributiva, al objeto de contribuir a una gestión óptima de los recursos nacionales y bajo el principio de optimizar el retorno para los consumidores y mantener los activos ya construidos y amortizados en condiciones adecuadas de operación, evitándose su sustitución con un coste de reposición más elevado.

Séptimo. *Circular de metodología de retribución de la distribución de electricidad.*

1. Para asegurar la sostenibilidad del sistema eléctrico y la seguridad de suministro, la nueva metodología debería procurar que los cambios en la metodología que en su caso se introduzcan, vengan acompañados de mecanismos de absorción gradual de los mismos.

2. Con el objetivo de fomentar la penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico y poder así cumplir los objetivos en materia de energía y clima, la metodología debería considerar adecuadamente las nuevas necesidades de inversiones que se derivarán de los planes aprobados por la Administración General del Estado, tanto en cuanto al volumen como en cuanto a su naturaleza (activos para la gestión inteligente de la red basados en tecnologías de la información y las comunicaciones).

3. La metodología de retribución debería incorporar un principio de prudencia financiera requerida a los titulares de activos de red.

4. La metodología de retribución debería incentivar la extensión del funcionamiento de aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil retributiva, al objeto de contribuir a una gestión óptima de los recursos nacionales y bajo el principio de optimizar el retorno para los consumidores y mantener los activos ya construidos y amortizados en condiciones adecuadas de operación, evitándose su sustitución con un coste de reposición más elevado.

Octavo. *Circular de metodología de retribución del transporte y regasificación de gas natural.*

1. La metodología de retribución del transporte y de las plantas de gas natural licuado, debería incentivar la extensión del funcionamiento de aquellas instalaciones que, siendo necesarias para garantizar el suministro, hayan superado su vida útil retributiva, con objeto de contribuir a la gestión óptima de los recursos nacionales y bajo el principio de optimizar el retorno para los consumidores y mantener los activos ya construidos y amortizados en condiciones adecuadas de operación, evitándose su sustitución con un coste de reposición más elevado.

2. La metodología de retribución no debería incentivar la inversión en nuevas infraestructuras, salvo en el caso de activos necesarios para garantizar el suministro del conjunto del sistema o que resulten estratégicos para el cumplimiento de los objetivos de política energética. Con objeto de garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, el marco retributivo en el resto de instalaciones debería trasladar el riesgo de demanda al promotor.

3. Se deberían dar de baja en el régimen retributivo aquellas instalaciones que, una vez finalizada su vida útil regulatoria, no resulten necesarias para garantizar el suministro y satisfacer la demanda actual o prevista, al igual que aquellas instalaciones que no tengan perspectivas de generar ingresos adicionales mediante servicios a usuarios de países terceros.

4. La metodología de retribución debería incorporar un principio de prudencia financiera requerida a los titulares de activos de la red de transporte y de las plantas de gas natural licuado.

Noveno. *Circular de metodología de retribución de la distribución de gas natural.*

1. La metodología de retribución de la distribución debería incentivar la extensión del funcionamiento de aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil retributiva, al objeto de contribuir a una gestión óptima de los recursos nacionales y bajo el principio de

optimizar el retorno para los consumidores y mantener los activos ya construidos y amortizados en condiciones adecuadas de operación, evitándose su sustitución con un coste de reposición más elevado.

2. Con objeto de garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, la metodología de retribución no debería incentivar la expansión de las redes de gas natural cuando los ingresos de los nuevos puntos de suministros no sean suficientes como para satisfacer los costes.

3. La metodología de retribución debería incorporar un principio de prudencia financiera requerida a los titulares de activos de red de distribución.

4. Con objeto de contribuir a la lucha contra el cambio climático, la metodología de retribución debería introducir medidas para que el régimen económico sea compatible con la promoción del uso de los combustibles menos contaminantes y menos emisiones de gases de efecto invernadero y la inyección de gases de origen renovable en las redes de distribución.

Décimo. *Circular de normas de balance de gas natural.*

Para garantizar la sostenibilidad del sistema gasista y salvaguardar la seguridad del suministro, las normas de balance en el Punto Virtual de Balance (PVB) deberían garantizar que existen incentivos/penalizaciones suficientes para que los agentes equilibren su balance diario. Asimismo, las normas de balance en plantas de gas natural licuado y almacenamientos subterráneos deberían fomentar el incremento de liquidez del mercado y establecer mecanismos para prevenir el fraude.

Undécimo. *Circular sobre normas de acceso y asignación de capacidad del sistema de gas natural.*

Los principales objetivos de las normas de acceso y asignación de capacidad son garantizar la sostenibilidad medioambiental, económica y financiera del sistema gasista en coordinación con la metodología de peajes y cánones maximizando el uso de las instalaciones y salvaguardar la seguridad del suministro. Otros aspectos relevantes son la contribución a la lucha contra el cambio climático a través del fomento del gas de origen renovable. Para ello se formulan las siguientes orientaciones:

1. Las normas de acceso y asignación de capacidad deberían ofrecer el almacenamiento en el Punto Virtual de Balance como mecanismo de balance de los usuarios.

2. Las normas de acceso y asignación de capacidad deberían incentivar el uso del gas natural vehicular y el gas natural licuado como combustible para transporte marítimo conforme a la Directiva 2014/49/UE, con el fin de contribuir a la lucha contra el cambio climático.

3. Las normas de acceso y asignación de capacidad deberían incentivar el uso de las instalaciones y con ello, los ingresos para el sistema, para lo que sería recomendable ofertar productos flexibles tanto en la combinación de diferentes servicios e instalaciones como en la duración de los mismos.

4. Las normas de acceso y asignación de capacidad deberían incentivar la inyección en la red de gases de origen renovable que contribuyan a la lucha contra el cambio climático, eliminando barreras técnicas y administrativas sin menoscabo de la seguridad en la red. En particular, deberían fomentar y facilitar la inyección de hidrógeno generado a partir de electricidad renovable.

5. Las normas de acceso y asignación de capacidad deberían incentivar la creación de un punto virtual de negociación en el conjunto de plantas de gas natural licuado, contribuyendo a la sostenibilidad del sistema y la seguridad de suministro. El sistema debería operar conforme a los siguientes principios:

i. Transformando los seis puntos físicos de negociación actualmente existentes, uno en cada planta de gas natural licuado, en un único punto virtual que permita la gestión de un almacenamiento único de gas natural licuado.

ii. Evitando la concentración de agentes en determinadas instalaciones y la infrautilización en otras, dotando de la máxima flexibilidad espacial y temporal a los servicios

no deslocalizables, ofreciendo alternativas adecuadas desde el punto de vista logístico, incentivando la competencia y eliminado posiciones de dominio de los agentes.

iii. Procurando maximizar la profundidad y liquidez del mercado de gas natural licuado, favoreciendo las operaciones de compra y venta en los tanques de las plantas.

iv. Garantizando la seguridad de suministro del sistema gasista, proporcionando al Gestor Técnico del Sistema de las herramientas adecuadas para gestionar el sistema de plantas de gas natural licuado de modo eficiente.

Duodécimo. *Circular sobre funcionamiento del mercado mayorista de electricidad.*

1. Los cambios deberían tener en cuenta la situación actual del sector y su evolución derivada de los compromisos europeos y los objetivos de penetración de energías de fuentes renovables, de tal forma que se alcancen los objetivos propuestos mediante unos cambios progresivos.

2. La seguridad de suministro se entiende como una prioridad, debiéndose garantizar la cooperación entre todos los agentes relevantes y la coherencia con la normativa de seguridad nacional y de protección de infraestructuras críticas cuando se definan los procesos para mantener la seguridad de la red.

3. Para asegurar el suministro al mínimo coste y garantizar la sostenibilidad del sistema, los requisitos técnicos de los equipos necesarios para la participación de los sujetos en los mercados de servicios de ajuste y balance deberían establecerse en función de su efectiva participación, intentando evitar la carga de unos costes no necesarios para los agentes.

Decimotercero. *Circular sobre metodología de acceso y conexión a la red de electricidad.*

1. Para evitar inseguridad jurídica en los operadores económicos y dotar de certidumbre a las inversiones necesarias para cumplir los objetivos de penetración de renovables, se debería tener en cuenta lo establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico que supedita la entrada en vigor del artículo 33 de la misma Ley a la aprobación por el Gobierno del real decreto por el que se aprueben los criterios y procedimientos para la concesión de los permisos de acceso y conexión.

2. Sin perjuicio de lo anterior, la correcta regulación del acceso y conexión es un elemento crítico para el cumplimiento de los objetivos de penetración de renovables en el sector eléctrico, por lo que deberían asegurarse mecanismos que faculten esta penetración y la coherencia entre la regulación que se adopte por el Gobierno, en desarrollo de lo previsto en los apartados 7 y 10 del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y la iniciativa normativa que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ejercicio de las competencias que le confiere el apartado 11 del mismo artículo.

Decimocuarto. *Remisión a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 1.3 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, la presente Orden deberá ser remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con al menos un mes de antelación a la fecha prevista para el inicio de la tramitación de las Circulares referidas en los apartados precedentes.

§ 44

Circular 5/2009, de 16 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, sobre obtención de información de carácter contable y económico financiera de las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 224, de 16 de septiembre de 2009
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2009-14652

La Disposición Adicional Undécima, Tercero, apartado 4, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, faculta a la Comisión para que pueda recabar de los sujetos que actúan en los mercados energéticos cuanta información requiera en el ejercicio de sus funciones, atribuyéndole a tal fin la potestad de dictar Circulares, que deberán ser publicadas en el Boletín Oficial del Estado, en las que se establezca de forma detallada y concreta el contenido de la información que se solicita y se especifique la función para cuyo desarrollo se precisa dicha información y el uso que se pretende hacer de ella.

La Disposición Adicional Undécima, Tercero.1. Primera, atribuye a la Comisión Nacional de Energía la función de actuar como órgano consultivo de la Administración en materia energética.

La Disposición Adicional Undécima, Tercero.1. Cuarta, atribuye a la Comisión Nacional de Energía la función de participar, mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas, peajes y retribución de las actividades energéticas.

La Disposición Adicional Undécima, Tercero.1. Duodécima, atribuye a la Comisión Nacional de Energía la función de velar para que los sujetos que actúan en los mercados energéticos lleven a cabo su actividad respetando los principios de libre competencia.

La Disposición Adicional Undécima, Tercero.1. Decimocuarta, atribuye a la Comisión Nacional de Energía la función de autorizar la adquisición de participaciones realizada por sociedades con actividades que tienen la consideración de reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial, tales como centrales térmicas nucleares, centrales térmicas de carbón de especial relevancia en el consumo de carbón de producción nacional, o que se desarrollen en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, así como las actividades de almacenamiento de gas natural o de transporte de gas natural por medio de gasoductos internacionales que tengan como destino o tránsito el territorio español.

La Disposición Adicional Undécima, Tercero.2. Primera establece que corresponde a la Comisión, en relación con el sector eléctrico, la función de realizar la liquidación de los costes de transporte y distribución de energía eléctrica, de los costes permanentes del sistema y de aquellos otros costes que se establezcan para el conjunto del sistema cuando su liquidación le sea expresamente encomendada. Asimismo, atribuye a la Comisión la

obligación de informar semestralmente al Ministerio de Industria y Energía sobre la liquidación de la energía que lleve a cabo el operador del mercado en colaboración con el operador del sistema.

La Disposición Adicional Undécima, Tercero.3. Primera establece que corresponde a la Comisión, en relación con el sector gasista, la función de realizar las liquidaciones correspondientes a los ingresos obtenidos por tarifas y peajes relativos al uso de las instalaciones de la Red Básica, transporte secundario y distribución a que hace referencia el artículo 96 y comunicarla a los interesados y a la Dirección General de Política Energética y Minas.

El artículo 33 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, establece que el operador del mercado ejercerá sus funciones respetando los principios de transparencia, objetividad e independencia. Para ello actuará como operador del mercado una sociedad mercantil de cuyo accionariado podrá formar parte cualquier persona física o jurídica, siempre que la suma de su participación directa o indirecta en el capital de esta sociedad no supere el 5 por 100. Asimismo, la suma de participaciones, directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico no deberá superar el 40 por 100, no pudiendo sindicarse estas acciones a ningún efecto.

La Comisión debe velar por que los sujetos que actúan en los mercados energéticos lleven a cabo su actividad respetando los principios de libre competencia, según la Disposición Adicional Undécima, Tercero.1. Duodécima. En este sentido, al formar parte del sector eléctrico y por tanto de los mercado energéticos el operador del mercado, es necesario que la Comisión disponga de información respecto del accionariado de la compañía mercantil que actúa como tal y de su Consejo de Administración, que faciliten un mejor desarrollo de las mencionadas funciones.

Para que la Comisión pueda llevar a cabo las funciones descritas anteriormente, es imprescindible que los sujetos obligados que se describen más adelante remitan a la Comisión información de carácter contable y económico-financiero, así como información sobre las unidades físicas más relevantes, que le permita mediante su análisis el correcto desempeño de su actividad.

Como unidades físicas relevantes se entienden datos sobre plantilla, compras y ventas de energía, consumos de combustible, consumos de derechos de emisión de CO2 y otros, expresados en sus unidades físicas correspondientes. Estos datos, a pesar de no formar parte de la información de carácter contable y económico-financiera, son esenciales para facilitar su interpretación, así como para extraer ratios que permitan realizar análisis homogéneos de las empresas.

La información solicitada es necesaria para que la Comisión pueda desarrollar, entre otras, la relevante función de participar, mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas y retribución de las actividades de los sectores energéticos. La información requerida es absolutamente necesaria para poder realizar un estudio respecto a la repercusión de las distintas hipótesis en los estados financieros de las compañías, así como en el cálculo del cash-flow de las mismas y de la posibilidad de generar recursos ante distintos escenarios.

A este fin, es imprescindible que los sujetos obligados por esta Circular remitan a la Comisión la información de carácter contable y económico-financiera desagregada por actividades.

El artículo 20 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, modificado por la Ley 17/2007, de 4 de julio, y el R.D. 437/1998, de 20 de marzo, por el que se aprueban las normas de adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del sector eléctrico, establecen la obligación, para las empresas que realizan actividades eléctricas, de llevar en su contabilidad cuentas separadas para las distintas actividades. En el mismo sentido, el artículo 61 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos establece esta misma obligación para las empresas que realizan actividades gasistas. Adicionalmente, establecen la obligación, para las empresas que realizan actividades no reguladas, de llevar cuentas separadas para las actividades no eléctricas ni gasistas, respectivamente, que se realicen en el territorio nacional, y de todas aquellas otras que se realicen en el exterior.

Por otra parte, el artículo 20 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y el artículo 61 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos establecen que cuando las entidades formen parte de un grupo empresarial, la obligación de información se extiende a la que ejerza el control de la que realiza actividades eléctricas o gasistas, respectivamente, siempre que actúe en algún sector energético, y a aquellas otras sociedades del grupo que lleven a cabo operaciones con la que realiza actividades en el sistema eléctrico o gasista.

Teniendo en cuenta que los grupos empresariales pueden desarrollar un volumen de negocio significativo fuera del territorio nacional, así como mediante el desarrollo de negocios no eléctricos ni gasistas, se considera necesario, para que la Comisión pueda llevar a cabo las funciones descritas anteriormente, como la participación en informes relacionados con la retribución de actividades energéticas en España, y en su función de órgano consultivo de la Administración, que los grupos empresariales consolidados también remitan información a la Comisión, desagregada entre las actividades eléctricas y/o gasistas desarrolladas en España, y el resto (otras actividades y/u otros mercados geográficos).

La Circular 4/1998, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, sobre obtención de información de carácter contable y económico-financiera, determina la información que las empresas eléctricas deben enviar a la Comisión Nacional de Energía para el ejercicio de sus funciones.

La Circular 2/1999, de 16 de febrero, de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, sobre obtención de información de la «Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A.», determina la información que el Operador del Mercado debe enviar a la Comisión Nacional de Energía para el ejercicio de sus funciones.

Las modificaciones introducidas por el Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el Plan General de Contabilidad y el Real Decreto 1515/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el Plan General de Contabilidad de Pequeñas y Medianas Empresas y los criterios contables específicos para microempresas, hacen necesario la adaptación de los formularios contenidos en la Circular 4/1998, de 10 de noviembre y en la Circular 2/1999, de 16 de febrero, de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico –actual Comisión Nacional de Energía.

En este sentido, con fecha 15 de enero de 2009 el Consejo de Administración de la CNE acordó someter a consulta de los miembros de sus Consejos Consultivos de Electricidad e Hidrocarburos una «Propuesta de Circular sobre obtención de información de carácter contable y económico-financiera para las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización».

En su virtud, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía en su sesión de fecha 16 de julio de 2009, ha acordado emitir la siguiente Circular:

Primero. *Sujetos a los que se solicita la información.*

1. Sujetos obligados en el sector de la electricidad.– Estarán obligados a presentar la información requerida, los sujetos definidos en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, cualquiera que sea la forma jurídica que revistan, que estén incluidos en alguno de los siguientes apartados:

a) Los productores de energía eléctrica que sean titulares de instalaciones de generación cuya potencia total instalada sea superior a 40 MW. En el caso de sujetos titulares de varias instalaciones el cómputo de potencia instalada se calculará como suma de la potencia instalada de todas sus instalaciones.

b) Los comercializadores cuyas ventas de energía eléctrica en el ejercicio anterior hayan superado los 45 millones de KWh.

c) Los distribuidores cuya energía entrante en sus redes del territorio nacional haya superado en el año anterior los 45 millones de KWh.

d) El transportista único de energía eléctrica.

e) El Operador del Mercado y el Operador del Sistema.

2. Sujetos obligados en el sector del gas natural y de los gases manufacturados.– Estarán obligados a presentar la información requerida, los sujetos que realicen alguna de las siguientes actividades:

a) Transporte, regasificación o almacenamiento de gas natural.
b) El gestor Técnico del Sistema.
c) Distribución de gas natural y/o gases manufacturados.
d) Comercialización de gas natural.

El deber de información afecta a todas aquellas empresas inscritas en las secciones primera y segunda del Registro de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados de combustibles gaseosos por canalización, aunque no realicen ninguna actividad.

3. Cuando los sujetos a que se refiere el presente artículo formen parte de un grupo empresarial, la obligación de información se extenderá, asimismo, a la sociedad que ejerza el control sobre los mismos, siempre que actúe en algún sector energético, y aquellas otras sociedades del grupo que lleven a cabo operaciones con la que realiza actividades en el sistema gasista o en el sistema eléctrico.

A estos efectos, se estará a la definición de grupo de sociedades establecida en el artículo 42 del Código de Comercio.

De acuerdo con lo anterior, en el supuesto de que los sujetos obligados en el sector de la electricidad o en el sector del gas natural y de los gases manufacturados formen parte de un grupo empresarial, la sociedad que consolide el grupo empresarial conforme a lo establecido en el artículo 42 del Código de Comercio será sujeto obligado, y deberá reportar la información consolidada del grupo empresarial que se establezca.

En el caso de que haya varias sociedades que consoliden dentro de un mismo grupo empresarial, la obligación se entenderá respecto de la matriz o última sociedad que consolide, salvo que exista un subgrupo inferior que cotice en bolsa, o que tenga un activo superior a 100 millones de euros, en cuyo caso también será sujeto obligado, y deberá reporta la información consolidada del grupo que se establezca.

Segundo. *Plazos de remisión de la información, dirección y forma de envío.*

La información trimestral establecida en el apartado Tercero correspondiente al 1.º, 2.º y 3.º trimestre de cada año deberá ser remitida dentro de los 60 días naturales siguientes al último día del trimestre de que se trate.

La información trimestral establecida en el apartado Tercero correspondiente al trimestre 4.º de cada año deberá ser remitida antes del 15 de abril del año siguiente al que se trate.

La información anual establecida en el apartado Tercero deberá ser remitida antes del 31 de julio del año siguiente al que se trate.

Los envíos de la información requerida se efectuarán mediante escrito dirigido a la Comisión Nacional de Energía indicando como referencia «Información Circular CNE 5/2009» por la persona «física» que represente a la empresa, a través del Registro Electrónico de la CNE (www.cne.es) Sección de Administración Electrónica, con firma electrónica avanzada. El representante deberá acreditar ante la CNE la representación de la empresa por medio del mismo Registro electrónico mencionado anteriormente.

El escrito deberá ir acompañado de los formularios, conforme al formato que esté disponible en la página web de la Comisión Nacional de Energía (www.cne.es). Su recepción se realizará a través del registro electrónico mediante un protocolo de recepción, validación y en su caso devolución del fichero en el supuesto de que no cumpla los requisitos de cumplimentación de los formularios solicitados.

Los representantes podrán, alternativamente a lo anterior, remitir esta información en soporte magnético (CD-ROM), conforme al formato que esté disponible en la página web de la Comisión Nacional de Energía (www.cne.es). El representante deberá asimismo acreditar ante la CNE la representación de la empresa.

Tercero. *Información que se solicita.*

La fecha a partir de la cual se solicita información de carácter contable y económico-financiera de los sujetos obligados en el apartado Primero es el 1 de enero de 2008, fecha a partir de la cual las empresas han de aplicar el Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el Plan General de Contabilidad o el Real Decreto

1515/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el Plan General de Contabilidad de Pequeñas y Medianas Empresas y los criterios contables específicos para microempresas.

1. De los sujetos obligados en el sector de la electricidad.

Los sujetos obligados en el sector de la electricidad indicados en el apartado Primero deberán remitir, en los términos establecidos en la presente Circular, con sujeción a los formularios que se incluyen en el Anexo «Formularios eléctricos» de esta Circular, y conforme a las instrucciones, formularios, formatos y códigos contenidos en la página web de la Comisión Nacional de Energía (www.cne.es), la siguiente información:

1.1. Información de los trimestres 1.º, 2.º y 3.º– Los sujetos obligados en el sector de la electricidad indicados en el apartado Primero deberán remitir, de los trimestres 1.º, 2.º y 3.º de cada año, la siguiente información:

a) Balance de situación, separado por actividades, según el modelo que se adjunta como Anexo I.
b) Cuenta de pérdidas y ganancias, separada por actividades, según el modelo que se adjunta como Anexo II.
c) Hechos significativos, según el modelo que se adjunta como Anexo III.

La información señalada estará referida al período comprendido entre el primero de enero y el último día del trimestre finalizado antes de la remisión de dicha información.
1.2 Información del trimestre 4.º– Los sujetos obligados en el sector de la electricidad indicados en el apartado Primero deberán remitir, del trimestre 4º de cada año, la siguiente información:

a) Balance de situación, separado por actividades, según el modelo que se adjunta como Anexo I.
b) Cuenta de pérdidas y ganancias, separada por actividades, según el modelo que se adjunta como Anexo II.
c) Hechos significativos, según el modelo que se adjunta como Anexo III.
d) Estado de Cambios en el Patrimonio Neto, Ingresos y gastos reconocidos, según el modelo que se adjunta como Anexo IV.
e) Estado de Cambios en el Patrimonio Neto, según el modelo que se adjunta como Anexo V.
f) Estado de Flujos de Efectivo, según el modelo que se adjunta como Anexo VI.
g) Derechos de Emisión de CO2, según el modelo que se adjunta como Anexo VII.
h) Plantilla, separada por actividades, según el modelo que se adjunta como Anexo VIII.
i) Inmovilizado material, según el modelo que se adjunta como Anexo IX.
j) Otros gastos de explotación, separado por actividades, según el modelo que se adjunta como Anexo X.
k) Inversiones Financieras a largo plazo en instrumentos del Patrimonio, según el modelo que se adjunta como Anexo XI.
l) Subvenciones, según el modelo que se adjunta como Anexo XII.

El Operador del Mercado cumplimentará adicionalmente y deberá remitir la siguiente información:

a) Participaciones en el Capital Social, según el modelo que se adjunta como Anexo XIII.
b) Composición del Consejo de Administración, según el modelo que se adjunta como Anexo XIV.

La información del trimestre 4.º estará referida al período comprendido entre el primero de enero y el 31 de diciembre del año finalizado antes de la remisión de dicha información.
1.3 Información anual.– Los sujetos obligados en el sector de la electricidad indicados en el apartado Primero deberán remitir, con carácter anual, las «Cuentas anuales» y el «Informe de gestión» del ejercicio cerrado, en formato pdf.
Las «Cuentas anuales» y el «Informe de gestión» deberán estar verificados mediante auditorías externas a la propia empresa, siempre que a la empresa le aplique, atendiendo a la normativa vigente, la exigencia de auditar la información.

Las auditorías de las «Cuentas anuales» y el «Informe de gestión» serán realizados por auditores inscritos en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas, y deberán cumplir lo dispuesto en la normativa vigente prestando especial atención a la obligación de evitar discriminaciones y subvenciones cruzadas.

La información anual estará referida al período comprendido entre el primero de enero y el 31 de diciembre del año finalizado antes de la remisión de dicha información.

1.4. Separación de actividades.– La información contenida en los epígrafes de los Anexos I, II, VIII y X deberá ser complementada con un documento en el que se detallen los criterios de asignación de saldos a las distintas actividades que realizan las empresas eléctricas, para cada partida, justificándose cuando proceda cualquier cambio sobre los mismos.

Será necesario informar de todas aquellas partidas que no se hayan obtenido directamente de la contabilidad, sino mediante la aplicación de un método indirecto de asignación de saldos.

La información que se solicita separada por actividades, deberá presentarse detallando las siguientes actividades:

1. Generación.
2. Transporte.
3. Distribución.
4. Comercialización.
5. Comercialización de último recurso.
6. Actividades en el exterior.
7. Operación del Sistema (peninsular).
8. Operación del Sistema Extrapeninsular.
9. Operación del Mercado.
10. Generación en Régimen Especial.
11. Resto de actividades.

2. De los Sujetos obligados en el sector del gas natural y de los gases manufacturados.

Los sujetos obligados en el sector del gas natural y de los gases manufacturados indicados en el apartado Primero deberán remitir, en los términos establecidos en la presente Circular, con sujeción a los formularios que se incluyen en el Anexo «Formularios gasistas» de esta Circular, y conforme a las instrucciones, formularios, formatos y códigos contenidos en la página web de la Comisión Nacional de Energía (www.cne.es), la siguiente información:

2.1. Información de los trimestres 1.º, 2.º y 3.º– Los sujetos obligados en el sector del gas natural y de los gases manufacturados indicados en el apartado Primero deberán remitir, de los trimestres 1.º, 2.º y 3.º de cada año, la siguiente información:

a) Balance de situación, separado por actividades, según el modelo que se adjunta como Anexo I.

b) Cuenta de pérdidas y ganancias, separada por actividades, según el modelo que se adjunta como Anexo II.

c) Hechos significativos, según el modelo que se adjunta como Anexo III.

La información señalada estará referida al período comprendido entre el primero de enero y el último día del trimestre finalizado antes de la remisión de dicha información.

2.2 Información del trimestre 4.º– Los sujetos obligados en el sector del gas natural y de los gases manufacturados indicados en el apartado Primero deberán remitir, del trimestre 4.º de cada año, la siguiente información:

a) Balance de situación, separado por actividades, según el modelo que se adjunta como Anexo I.

b) Cuenta de pérdidas y ganancias, separada por actividades, según el modelo que se adjunta como Anexo II.

c) Hechos significativos, según el modelo que se adjunta como Anexo III.

d) Estado de Cambios en el Patrimonio Neto, Ingresos y gastos reconocidos, según el modelo que se adjunta como Anexo IV.

e) Estado de Cambios en el Patrimonio Neto, según el modelo que se adjunta como Anexo V.

f) Estado de Flujos de Efectivo, según el modelo que se adjunta como Anexo VI.

g) Instalaciones técnicas de transporte, según el modelo que se adjunta como Anexo VII.

h) Plantilla, separada por actividades, según el modelo que se adjunta como Anexo VIII.

i) Inmovilizado material, según el modelo que se adjunta como Anexo IX.

j) Otros gastos de explotación, separado por actividades, según el modelo que se adjunta como Anexo X.

k) Inversiones Financieras a largo plazo en instrumentos del Patrimonio, según el modelo que se adjunta como Anexo XI.

l) Subvenciones, según el modelo que se adjunta como Anexo XII.

La información del trimestre 4.º estará referida al período comprendido entre el primero de enero y el 31 de diciembre del año finalizado antes de la remisión de dicha información.

2.3. Información anual.– Los sujetos obligados en el sector del gas natural y de los gases manufacturados indicados en el apartado Primero deberán remitir, con carácter anual, las «Cuentas anuales» y el «Informe de gestión» del ejercicio cerrado, en formato pdf.

Las «Cuentas anuales» y el «Informe de gestión» deberán estar verificados mediante auditorías externas a la propia empresa.

Las auditorías de las «Cuentas anuales» y el «Informe de gestión» serán realizados por auditores inscritos en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas, y deberán cumplir lo dispuesto en la normativa vigente prestando especial atención a la obligación de evitar discriminaciones y subvenciones cruzadas.

La información anual estará referida al período comprendido entre el primero de enero y el 31 de diciembre del año finalizado antes de la remisión de dicha información.

2.4. Separación de actividades.– La información contenida en los epígrafes de los Anexos I, II, VIII y X deberá ser complementada con un documento en el que se detallen los criterios de asignación de saldos a las distintas actividades que realizan las empresas gasistas, para cada partida, justificándose cuando proceda cualquier cambio sobre los mismos.

Será necesario informar de todas aquellas partidas que no se hayan obtenido directamente de la contabilidad, sino mediante la aplicación de un método indirecto de asignación de saldos.

La información que se solicita separada por actividades, deberá presentarse detallando las siguientes actividades:

1. Regasificación.
2. Almacenamiento.
3. Transporte.
4. Gestión de compraventa de gas.
5. Gestión técnica del sistema.
6. Distribución.
7. Comercialización de gas natural.
8. Comercialización de último recurso.
9. Actividades en el exterior.
10. Resto de actividades.

3. De los Grupos empresariales.

La sociedad que consolide el grupo empresarial, que sea sujeto obligado según lo establecido en el apartado Primero.3 deberá cumplimentar, en los términos establecidos en la presente Circular, con sujeción a los formularios que se incluyen en los Anexos «Formularios consolidados» de esta Circular, y conforme a las instrucciones, formularios, formatos y códigos contenidos en la página web de la Comisión Nacional de Energía (www.cne.es), la siguiente información del grupo empresarial consolidado:

3.1 Información del trimestre 4.º– La sociedad que consolide el grupo empresarial, que sea sujeto obligado según lo establecido en el apartado Primero.3 deberá remitir, del trimestre 4.º de cada año, la siguiente información:

a) Balance de situación consolidado, según el modelo que se adjunta como Anexo I de los «Formularios consolidados».

b) Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, según el modelo que se adjunta como Anexo II de los «Formularios consolidados».

La información se desagregará entre las actividades eléctricas y gasistas desarrollados por el grupo empresarial consolidado en España y en el Resto de países.

La información del trimestre 4.º estará referida al período comprendido entre el primero de enero y el 31 de diciembre del año finalizado antes de la remisión de dicha información.

3.2. Información anual.– La sociedad que consolide el grupo empresarial, que sea sujeto obligado según lo establecido en el apartado Primero.3 deberá remitir, con carácter anual, las «Cuentas anuales» y el «Informe de gestión» consolidados del ejercicio cerrado, en formato pdf.

Las «Cuentas anuales» y el «Informe de gestión» consolidados deberán estar verificados mediante auditorías externas a la propia empresa, siempre que a la empresa le aplique, atendiendo a la normativa vigente, la exigencia de auditar la información.

Las auditorías de las «Cuentas anuales» y el «Informe de gestión» serán realizados por auditores inscritos en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas, y deberán cumplir lo dispuesto en la normativa vigente prestando especial atención a la obligación de evitar discriminaciones y subvenciones cruzadas.

La información anual estará referida al período comprendido entre el primero de enero y el 31 de diciembre del año finalizado antes de la remisión de dicha información.

Cuarto. *Exenciones para las empresas que elaboren sus estados financieros bajo el Nuevo Plan General de Contabilidad de PYMES.*

Las empresas que puedan acogerse al Nuevo Plan General de Contabilidad de PYMES no estarán obligadas a facilitar el desglose de aquellas partidas que no estén recogidas en el mismo, dentro de los formularios de la presente Circular. Adicionalmente, tampoco estarán obligadas a reportar el Estado de cambios en el patrimonio neto. Ingresos y Gastos reconocidos, recogido en el Anexo IV de los Formularios eléctricos y gasistas, ni el Estado de Flujos de Efectivo, recogido en el Anexo VI de los Formularios eléctricos y gasistas.

Quinto. *Requerimientos de información adicional.*

En todo caso, la Comisión Nacional de Energía podrá recabar de los sujetos referidos en el apartado Primero cualesquiera otras informaciones adicionales que tengan por objeto aclarar el alcance y justificar el contenido de las informaciones remitidas.

La Comisión Nacional de Energía mantendrá actualizada en su página web las instrucciones, formatos y códigos de tablas necesarios para el cumplimiento de los requisitos de la presente Circular, por lo que los sujetos definidos en el apartado Primero enviarán la información solicitada conforme a la última versión actualizada a la fecha de realizar el envío.

Asimismo, la Comisión Nacional de Energía podrá variar los formatos o el método de recepción de la información en función de las necesidades técnicas que vayan surgiendo.

Sexto. *Incumplimiento de la obligación de información.*

El incumplimiento reiterado de la obligación de facilitar a la Comisión Nacional de Energía la información establecida mediante la presente Circular, previa la instrucción del correspondiente procedimiento sancionador, podrá ser sancionada como infracción muy grave, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 109 j) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en el artículo 60.9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Asimismo, el incumplimiento no reiterado de la obligación de facilitar a la Comisión Nacional de Energía la información establecida mediante la presente Circular podrá ser considerada, previa la instrucción del correspondiente procedimiento sancionador, como infracción grave de conformidad con lo dispuesto en el artículo 110 f) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en el artículo 61.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Séptimo. *Inspecciones.*

De acuerdo con la función octava de la Disposición Adicional Undécima, Tercera. 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de Hidrocarburos, la Comisión Nacional de Energía podrá realizar las inspecciones y verificaciones que considere oportunas con el fin de confirmar la veracidad de la información que, en cumplimiento de la presente Circular, le sea aportada.

Octavo. *Confidencialidad.*

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, Tercero.4, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, los datos e informaciones obtenidos por la Comisión Nacional de Energía en aplicación de la presente Circular, que tengan carácter confidencial por tratarse de materias protegidas por el secreto comercial, industrial o estadístico, sólo podrán ser cedidas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y a las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus competencias.

El personal de la Comisión Nacional de Energía que tenga conocimiento de los indicados datos e informaciones, estará obligado a guardar sigilo respecto a los mismos.

Las entidades que deban remitir datos e informaciones en cumplimiento de esta Circular, podrán indicar qué parte de los mismos consideran de trascendencia comercial o industrial, cuya difusión podría perjudicarles, y para la que reivindican la confidencialidad frente a cualesquiera personas o entidades que no sean la propia Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o las Comunidades Autónomas, previa la oportuna justificación.

La Comisión Nacional de Energía decidirá, de forma motivada, sobre la información recibida que, según la legislación vigente, esté exceptuada del secreto comercial o industrial y sobre la amparada por la confidencialidad.

La Comisión Nacional de Energía podrá difundir la información que tenga carácter de confidencial de forma agregada y a efectos estadísticos, de manera que no resulte posible la identificación de los sujetos a quienes se refiere la indicada información.

Noveno. *Disposición Transitoria primera. Información contable correspondiente al año 2008.*

Los sujetos obligados del apartado Primero deberán remitir a la CNE la información trimestral correspondiente al trimestre 4.º de 2008, en el plazo de 30 días naturales a contar desde la fecha de publicación de la presente Circular en el B.O.E.

Los sujetos obligados del apartado Primero deberán remitir a la CNE la información trimestral correspondiente a los trimestres 1.º, 2.º y 3.º de 2008 no más tarde de la fecha en que remitan la información trimestral correspondiente a los trimestres 1.º, 2.º y 3.º de 2009, respectivamente.

En los formularios contables del ejercicio 2008, se exime de la cumplimentación de la información relativa al periodo anterior, tal y como se establece en la Disposición transitoria cuarta, apartado 1 del RD 1514/2007 por el que se aprueba el Nuevo Plan General de Contabilidad.

Décimo. *Disposición Transitoria segunda. Información contable correspondiente a los trimestres 1.º, 2.º y 3.º de 2009.*

Al objeto de que los sujetos obligados en el apartado Primero dispongan de tiempo suficiente para su preparación, se fija el 18 de diciembre de 2009 como fecha límite para la remisión de la información contable y económico-financiera correspondiente a los trimestres 1.º, 2.º y 3.º de 2009.

Undécimo. *Disposición derogatoria única.*

A la entrada en vigor de la presente Circular, quedan derogadas la Circular 4/1998, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, y la Circular 2/1999, de 16 de febrero, de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

Disposición final. *Entrada en vigor.*

Lo establecido en esta Circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

Formularios eléctricos

ANEXO I: Balance de situación.
ANEXO II: Cuenta de pérdidas y ganancias.
ANEXO III: Hechos significativos.
ANEXO IV: Estado de cambios en el patrimonio neto, ingresos y gastos reconocidos.
ANEXO V: Estado de cambios en el patrimonio neto.
ANEXO VI: Estado de flujos de efectivo.
ANEXO VII: Derechos de emisión de CO_2.
ANEXO VIII: Plantilla.
ANEXO IX: Inmovilizado material.
ANEXO X: Otros gastos de explotación.
ANEXO XI: Inversiones financieras a largo plazo en instrumentos del patrimonio.
ANEXO XII: Subvenciones.
ANEXO XIII: Participaciones en el capital social del OMEL.
ANEXO XIV: Composición del Consejo de Administración del OMEL.

ANEXO I

Página 1/2

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	
P. anterior	

BALANCE DE SITUACION ACTIVO (Miles de euros)	1 Generación (N)	2 Transporte (N)	3 Distribución (N)	4 Comercialización (N)	5 Comercializa-ción de último recurso (N)	6 Actividades en el exterior (N)	7 Operación del Sistema (N)	8 Operación extrapeninsular (N)	9 Operación del mercado (N)	10 Generación régimen especial (N)	11 Resto de actividades (N)	Total (N)	1 Generación (N - 1)	2 Transporte (N - 1)	3 Distribución (N - 1)	4 Comercialización (N - 1)	5 Comercialización de último recurso (N - 1)	6 Actividades en el exterior (N - 1)	7 Operación del Sistema (N - 1)	8 Operación extrapeninsular (N - 1)	9 Operación del mercado (N - 1)	10 Generación régimen especial (N - 1)	11 Resto de actividades (N - 1)	Total (N - 1)
A) ACTIVO NO CORRIENTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Inmovilizado intangible	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Fondo de comercio												0													0
2. Aplicaciones informáticas												0													0
3. Derechos de emisión CO_2												0													0
4. Investigación y Desarrollo												0													0
5. Otro inmovilizado intangible												0													0
II. Inmovilizado material	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Terrenos y construcciones												0													0
2. Instalaciones tecnicas de energia electrica												0													0
3. Otro inmovilizado material												0													0
4. Inmovilizado material en curso y anticipos												0													0
III. Inversiones inmobiliarias												0													0
IV. Inversiones financieras a largo plazo en empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Participaciones a largo plazo en empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1. Participaciones a largo plazo en empresas del grupo												0													0
1.2. Participaciones a largo plazo en empresas asociadas												0													0
2. Créditos a largo plazo a empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1. Créditos a largo plazo a empresas del grupo												0													0
2.2. Créditos a largo plazo a empresas asociadas												0													0
3. Valores representativos de deuda a largo plazo en empresas del grupo y asociadas												0													0
4. Derivados a largo plazo con empresas del grupo y asociadas												0													0
5. Otras inversiones financieras a largo plazo en empresas del grupo y asociadas												0													0
V. Otras inversiones financieras a largo plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Instrumentos de patrimonio a largo plazo en terceros												0													0
2. Créditos a largo plazo a terceros												0													0
3. Valores representativos de deuda a largo plazo en terceros												0													0
4. Derivados a largo plazo con terceros												0													0
5. Otras inversiones financieras a largo plazo												0													0
VI. Activos por impuesto diferido												0													0
VII. Otros activos por deudores a largo plazo												0													0
B) ACTIVO CORRIENTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Activos no corrientes mantenidos para la venta												0													0
II. Existencias	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Materias energéticas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1. Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1.1. Existencias de Carbón												0													0
1.1.2. (Deterioros de valor de existencias de Carbón)												0													0
1.2. Fuel												0													0
1.3. Gas												0													0
1.4. Combustible nuclear												0													0
2. Otras materias energéticas												0													0
3. Otros aprovisionamientos												0													0
4. Anticipos a proveedores												0													0
III. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Clientes por ventas y prestaciones de servicios												0													0
2. Clientes, empresas del grupo y asociadas												0													0
3. Deudores varios a corto plazo												0													0
4. Administraciones Públicas												0													0
5. Accionistas (socios) por desembolsos exigidos												0													0
IV. Inversiones financieras a corto plazo en empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Participaciones a corto plazo en empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1. Participaciones a corto plazo en empresas del grupo												0													0
1.2. Participaciones a corto plazo en empresas asociadas												0													0
2. Créditos a corto plazo a empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1. Créditos a corto plazo a empresas del grupo												0													0
2.2. Créditos a corto plazo a empresas asociadas												0													0
3. Valores representativos de deuda a corto plazo en empresas del grupo y asociadas												0													0
4. Derivados a corto plazo con empresas del grupo y asociadas												0													0
5. Otras inversiones financieras a corto plazo en empresas del grupo y asociadas												0													0
V. Otras inversiones financieras a corto plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Instrumentos de patrimonio a corto plazo en terceros												0													0
2. Créditos a corto plazo a terceros												0													0
3. Valores representativos de deuda a corto plazo en terceros												0													0
4. Derivados a corto plazo de terceros												0													0
5. Otras inversiones financieras a corto plazo												0													0
VI. Periodificaciones												0													0
VII. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Tesorería												0													0
2. Otros activos líquidos equivalentes												0													0
TOTAL ACTIVO (A + B)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

NOTA: Todos los valores se expresarán en miles de euros y netos del deterioro de valor de activos y, en su caso, de amortizaciones.
(N) Período actual, **(N-1)** Período anterior

Página 2/2

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	
P. anterior	

BALANCE DE SITUACION PATRIMONIO NETO Y PASIVO (Miles de euros)	1 Generación (N)	2 Transporte (N)	3 Distribución (N)	4 Comercialización (N)	5 Comercializa-ción de último recurso (N)	6 Actividades en el exterior (N)	7 Operación del Sistema (N)	8 Operación extrapeninsular (N)	9 Operación del mercado (N)	10 Generación régimen especial (N)	11 Resto de actividades (N)	Total (N)	1 Generación (N - 1)	2 Transporte (N - 1)	3 Distribución (N - 1)	4 Comercialización (N - 1)	5 Comercialización de último recurso (N - 1)	6 Actividades en el exterior (N - 1)	7 Operación del Sistema (N - 1)	8 Operación extrapeninsular (N - 1)	9 Operación del mercado (N - 1)	10 Generación régimen especial (N - 1)	11 Resto de actividades (N - 1)	Total (N - 1)
A) PATRIMONIO NETO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A-1) Fondos propios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Capital suscrito													0												0
2. (Capital no exigido)													0												0
II. Prima de emisión													0												0
III. Reservas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Reserva legal y estatutarias													0												0
2. Otras reservas													0												0
IV. (Acciones y participaciones en patrimonio propias)													0												0
V. Resultados de ejercicios anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Remanente													0												0
2. (Resultados negativos de ejercicios anteriores)													0												0
VI. Otras aportaciones de socios													0												0
VII. Resultado del ejercicio													0												0
VIII. (Dividendo a cuenta)													0												0
IX. Otros instrumentos de patrimonio neto													0												0
A-2) Ajustes por cambios de valor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Activos financieros disponibles para la venta													0												0
II. Operaciones de cobertura													0												0
III. Otros													0												0
A-3) Subvenciones, donaciones y legados recibidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Derechos de emisión CO_2													0												0
II. Otras subvenciones, donaciones y legados recibidos													0												0
B) PASIVO NO CORRIENTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Provisiones a largo plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Obligaciones por prestaciones a largo plazo al personal													0												0
2. Actuaciones medioambientales													0												0
3. Provisiones por reestructuración													0												0
4. Otras provisiones													0												0
II. Deudas a largo plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Obligaciones y otros valores negociables													0												0
2. Deudas con entidades de crédito													0												0
3. Proveedores de inmovilizado a largo plazo													0												0
4. Acreedores por arrendamiento financiero													0												0
5. Derivados													0												0
6. Otros pasivos financieros													0												0
III. Deudas a largo plazo con empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Deudas a largo plazo con empresas del grupo													0												0
2. Deudas a largo plazo con empresas asociadas													0												0
IV. Pasivos por impuesto diferido													0												0
V. Periodificaciones a largo plazo													0												0
C) PASIVO CORRIENTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta													0												0
II. Provisiones a corto plazo													0												0
III. Deudas a corto plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Obligaciones y otros valores negociables													0												0
2. Deudas con entidades de crédito													0												0
3. Proveedores de inmovilizado a corto plazo													0												0
4. Acreedores por arrendamiento financiero													0												0
5. Derivados													0												0
6. Otros pasivos financieros													0												0
IV. Deudas a corto plazo con empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Deudas a corto plazo con empresas del grupo													0												0
2. Deudas a corto plazo con empresas asociadas													0												0
V. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Proveedores													0												0
2. Proveedores, empresas del grupo													0												0
3. Proveedores, empresas asociadas													0												0
4. Acreedores varios													0												0
5. Personal (remuneraciones pendientes de pago)													0												0
6. Pasivos por impuesto corriente													0												0
7. Otras deudas con las Administraciones Públicas													0												0
8. Anticipos de clientes													0												0
VI. Periodificaciones a corto plazo													0												0
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO (A + B + C)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(N) Período actual, (N-1) Período anterior

ANEXO II

Página 1/2

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	
P. anterior	

CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS (Miles de euros)	1 Generación (N)	2 Transporte (N)	3 Distribución (N)	4 Comercialización (N)	5 Comercialización de último recurso (N)	6 Actividades en el exterior (N)	7 Operación del Sistema (N)	8 Operación extrapeninsular (N)	9 Operación del mercado (N)	10 Generación régimen especial (N)	11 Resto de actividades (N)	Total (N)	1 Generación (N - 1)	2 Transporte (N - 1)	3 Distribución (N - 1)	4 Comercialización (N - 1)	5 Comercialización de último recurso (N - 1)	6 Actividades en el exterior (N - 1)	7 Operación del Sistema (N - 1)	8 Operación extrapeninsular (N - 1)	9 Operación del mercado (N - 1)	10 Generación régimen especial (N - 1)	11 Resto de actividades (N - 1)	Total (N - 1)
A) OPERACIONES CONTINUADAS																								
1. Importe neto de la cifra de negocios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1. Ventas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Ventas de energía mercado de producción												0												0
b) Ventas de energía contratos bilaterales nacionales												0												0
c) Ventas de energía contratos bilaterales internacionales												0												0
d) Ventas de energía a clientes a tarifa / suministro último recurso												0												0
e) Ventas de energía del comercializador												0												0
f) Ventas de gas												0												0
g) Otras ventas (especificar a pie de página)												0												0
h) Energía suministrada y no facturada												0												0
1.2. Ingresos por prestaciones de servicios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Ingresos por retribución de actividades reguladas												0												0
b) Derechos, acometidas, alquileres y otros												0												0
c) Ingresos por planes de financiación extraordinarios												0												0
d) Compensaciones de mercado												0												0
e) Ingresos por incentivos para el carbón nacional												0												0
f) Otros ingresos regulados												0												0
g) Otros Ingresos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
g.1) Ingresos por construcción de instalaciones para terceros												0												0
g.2) Operación y mantenimiento para terceros												0												0
g.3) Actividades de telecomunicaciones												0												0
g.4) Otros												0												0
2. Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación												0												0
3. Trabajos realizados por la empresa para su activo												0												0
4. Aprovisionamientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Compras de energía mercado de producción												0												0
b) Compras de energía contratos bilaterales nacionales												0												0
c) Compras de energía contratos bilaterales internacionales												0												0
d) Compras de energía regimen especial												0												0
e) Consumos de materias energéticas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
e.1) Carbón												0												0
e.2) Fuel												0												0
e.3) Gas												0												0
e.4) Otros												0												0
f) Otras Compras de electricidad												0												0
g) Consumos de materias no energéticas												0												0
h) Consumos de derechos de emisión CO_2												0												0
i) Gastos por tarifa de acceso												0												0
j) Trabajos realizados por otras empresas												0												0
k) Deterioro de aprovisionamientos												0												0
5. Otros ingresos de explotación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Ingresos accesorios y otros de gestión corriente												0												0
b) Subvenciones de explotación incorporadas al resultado del ejercicio												0												0
6. Gastos de personal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Sueldos, salarios y asimilados												0												0
b) Seguridad Social												0												0
c) Dotaciones y aportaciones a planes de pensiones												0												0
d) Provisiones												0												0
7. Otros gastos de explotación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Reparaciones y conservación de instalaciones técnicas de energía eléctrica												0												0
b) Otros servicios exteriores												0												0
c) Tributos												0												0
d) Pérdidas, deterioro y variacion de provisiones por operaciones comerciales												0												0
e) Otros gastos de gestión corriente												0												0
8. Amortización del inmovilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Amortización de las instalaciones técnicas de energía eléctrica												0												0
b) Otras amortizaciones												0												0
9. Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras												0												0
10. Exceso de provisiones												0												0
11. Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Deterioros y pérdidas												0												0
b) Resultados por enajenaciones y otras												0												0
A.1) RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (1+2+3+4+5+6+7+8+9+10+11)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(N) Periodo actual, (N-1) Periodo anterior

Página 2/2

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	
P. anterior	

CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS (Miles de euros)	1 Generación (N)	2 Transporte (N)	3 Distribución (N)	4 Comercialización (N)	5 Comercializa. ción de último recurso (N)	6 Actividades en el exterior (N)	7 Operación del Sistema (N)	8 Operación extrapeninsular (N)	9 Operación del mercado (N)	10 Generación régimen especial (N)	11 Resto de actividades (N)	Total (N)	1 Generación (N - 1)	2 Transporte (N - 1)	3 Distribución (N - 1)	4 Comercialización (N - 1)	5 Comercialización de último recurso (N - 1)	6 Actividades en el exterior (N - 1)	7 Operación del Sistema (N - 1)	8 Operación extrapeninsular (N - 1)	9 Operación del mercado (N - 1)	10 Generación régimen especial (N - 1)	11 Resto de actividades (N - 1)	Total (N - 1)
A.1) RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (de la hoja 1/2 anterior)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12. Ingresos financieros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) De participaciones en instrumentos de patrimonio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) En empresas del grupo y asociadas												0												0
2) En terceros												0												0
b) De valores negociables y de créditos del activo inmovilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) De empresas del grupo y asociadas												0												0
2) De terceros												0												0
13. Gastos financieros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Por deudas con empresas del grupo y asociadas												0												0
b) Por deudas con terceros												0												0
c) Por actualización de provisiones												0												0
14. Variación de valor razonable en instrumentos financieros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Cartera de negociación y otros												0												0
b) Imputación al resultado ejercicio por activos financieros disponibles para la venta												0												0
15. Diferencias de cambio												0												0
16. Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Deterioros y pérdidas												0												0
b) Resultados por enajenaciones y otras												0												0
A.2) RESULTADO FINANCIERO (12+13+14+15+16)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A.3) RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS (A.1 + A.2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17. Impuestos sobre beneficios												0												0
A.4) RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS (A.3 + 17)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) OPERACIONES INTERRUMPIDAS																								
18. Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos												0												0
A.5) RESULTADO DEL EJERCICIO (A.4 + 18)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(N) Período actual, (N-1) Período anterior

"ESPECIFICACIÓN" OTRAS VENTAS

ANEXO III

Página 1/2

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

HECHOS SIGNIFICATIVOS DEL PERIODO

	Importes en miles de euros
1. Detalles de las inversiones realizadas (Separadas por actividades)	
a)	
b)	
c)	
d)	
e)	
f)	
g)	
h)	
i)	
j)	
2. Ampliaciones de capital	
a)	
b)	
c)	
d)	
3. Emisión de obligaciones, bonos u otros títulos	
a)	
b)	
c)	
d)	
e)	
4. Conversión de obligaciones y bonos	
a)	
b)	
c)	
d)	
e)	
5. Dividendos aprobados distinguiendo definitivos y a cuenta	
a)	
b)	
c)	
d)	
e)	
6. Participaciones en empresas del sector	
a)	
b)	
c)	
d)	
e)	

Página 2/2

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

HECHOS SIGNIFICATIVOS DEL PERIODO

		Importes en miles de euros
7.	**Participaciones significativas en empresas de sectores distintos**	
	a)	
	b)	
	c)	
	d)	
	e)	
	f)	
8.	**Averías de larga duración**	
	a)	
	b)	
	c)	
	d)	
	e)	
9.	**Tipo de interes médio anual de la deuda**	
	a) Tipo de interes medio ponderado anual de las "Obligaciones y otros valores negociables"	
	b) Tipo de interes medio ponderado anual de las "Deudas con entidades de crédito"	
	c) Tipo de interes medio ponderado anual de los "Créditos a empresas del Grupo y asociadas"	
	d) Tipo de interes medio ponderado anual de "Otra deuda financiera"	
10.	**Resultado por derivados financieros**	
	a) Resultado por derivados de cobertura	
	b) Resultado por derivados especulativos	
11.	**Unidades físicas**	
	a) Ventas de energía mercado de producción (MWh)	
	b) Ventas de energía contratos bilaterales nacionales (MWh)	
	c) Ventas de energía contratos bilaterales internacionales (MWh)	
	d) Ventas de energía clientes a tarifa /suministro de último recurso (MWh)	
	e) Ventas de energía del comercializador (MWh)	
	f) Energía suministrada y no facturada (MWh)	
	g) Compras de energía mercado de producción (MWh)	
	h) Compras de energía contratos bilaterales nacionales (MWh)	
	i) Compras de energía contratos bilaterales internacionales (MWh)	
	j) Compras de energía régimen especial (MWh)	
	k) Consumo de carbón (termias PCI)	
	l) Consumo de fuel (MWh)	
	m) Consumo de gas natural (MWh)	
	n) Consumo de otras materias energéticas (MWh)	
	o) Consumo de derechos de emisión de CO2 (ton CO2)	
12.	**Otros hechos significativos**	
	a)	
	b)	
	c)	
	d)	

ANEXO IV

Página 1/1

Comisión Nacional de Energía

Empresa	
Desde	
Hasta	

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO A) ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS (Miles de euros)	Período actual	Período anterior	Diferencia	% variación
A) RESULTADO DEL EJERCICIO			**0**	#
B) INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE AL PATRIMONIO NETO	**0**	**0**	**0**	#
1. Por valoración de instrumentos financieros	0	0	0	#
a) Activos financieros disponibles para la venta			0	#
b) Otros ingresos /(gastos)			0	#
2. Por la cobertura de flujos de efectivo			0	#
3. Derechos de emisión CO_2			0	#
4. Subvenciones, donaciones y legados recibidos			0	#
5. Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes			0	#
6. Resto de ingresos y gastos imputados directamente al patrimonio neto			0	#
7. Efecto impositivo			0	#
C) TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS	**0**	**0**	**0**	#
1. Por valoración de instrumentos financieros	0	0	0	#
a) Activos financieros disponibles para la venta			0	#
b) Otros ingresos /(gastos)			0	#
2. Por la cobertura de flujos de efectivo			0	#
3. Derechos de emisión CO_2			0	#
4. Subvenciones, donaciones y legados recibidos			0	#
5. Resto de ingresos y gastos imputados directamente al patrimonio neto			0	#
6. Efecto impositivo			0	#
D) TOTAL INGRESOS/(GASTOS) RECONOCIDOS (A+B+C)	**0**	**0**	**0**	#

ANEXO V

Página 1/1

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

B) ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (Miles de euros)	Fondos propios						Ajustes por cambio de valor	Derechos de emisión CO2	Subvenciones donaciones y legados recibidos	TOTAL patrimonio neto
	Capital	Prima de emisión y Reservas(1)	(Acciones y particip.en patrimonio propias)	Resultado del ejercicio	(Dividendo a cuenta)	Otros instrumentos patrimonio neto				
A) SALDO FINAL DEL AÑO PREVIO AL AÑO ANTERIOR (N-2)										0
I. Ajustes por cambio de criterio, años previos al año anterior (N-2 y anteriores)										0
II. Ajustes por errores, años previos al año anterior										0
B) SALDO AJUSTADO AL INICIO DEL AÑO ANTERIOR (N-1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Total ingresos y gastos reconocidos año anterior										0
II. Operaciones con socios o propietarios, del año anterior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) Aumentos de capital										0
2) (Reducciones de capital)										0
3) Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto										0
4) (Distribución de dividendos)										0
5) Operaciones con acciones/participaciones propias (netas)										0
6) Incrementos/(reducciones) de patrimonio neto por combinación de negocios										0
7) Otras operaciones con socios o propietarios										0
III. Otras variaciones de patrimonio neto, del año anterior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) Pagos basados en instrumentos de patrimonio										0
2) Otras variaciones										0
C) SALDO AL FINAL DEL AÑO ANTERIOR (N-1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Ajustes por cambio de criterio, año anterior										0
II. Ajustes por errores, año anterior										0
D) SALDO AJUSTADO AL INICIO DEL AÑO ACTUAL (N)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Total ingresos y gastos reconocidos año actual										0
II. Operaciones con socios o propietarios, del año actual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) Aumentos de capital										0
2) (Reducciones de capital)										0
3) Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto										0
4) (Distribución de dividendos)										0
5) Operaciones con acciones/participaciones propias (netas)										0
6) Incrementos/(reducciones) de patrimonio neto por combinación de negocios										0
7) Otras operaciones con socios o propietarios										0
III. Otras variaciones de patrimonio neto, del año actual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) Pagos basados en instrumentos de patrimonio										0
2) Otras variaciones										0
E) SALDO FINAL DEL AÑO ACTUAL (N)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(1) La columna **Prima de emisión y Reservas,** a efectos de cumplimentar este estado, engloba los siguientes epígrafes del patrimonio neto del balance: Prima de emisión, Reservas, Resultados de ejercicios anteriores y otras aportaciones de socios.

ANEXO VI

Página 1/1

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO (Miles de euros)	Período actual	Período anterior	Diferencia	% variación
A) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN				
1. Resultado del ejercicio antes de impuestos			**0**	#
2. Ajustes del resultado	**0**	**0**	**0**	#
a) Amortización del inmovilizado (+)			0	#
b) Correcciones valorativas por deterioro (+/-)			0	#
c) Variación de provisiones (+/-)			0	#
d) Imputación de subvenciones (-)			0	#
e) Resultados por bajas y enajenaciones del inmovilizado (+/-)			0	#
f) Resultados por bajas y enajenaciones de instrumentos financieros (+/-)			0	#
g) Ingresos financieros (-)			0	#
h) Gastos financieros (+)			0	#
i) Diferencias de cambio (+/-)			0	#
j) Variación del valor razonable en instrumentos financieros (+/-)			0	#
k) Otros ingresos y gastos (-/+)			0	#
3. Cambios en el capital corriente	**0**	**0**	**0**	#
a) Existencias (+/-)			0	#
b) Deudores y otras cuentas a cobrar (+/-)			0	#
c) Otros activos corrientes (+/-)			0	#
d) Acreedores y otras cuentas a pagar (+/-)			0	#
e) Otros pasivos corrientes (+/-)			0	#
f) Otros activos y pasivos no corrientes (+/-)			0	#
4. Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	**0**	**0**	**0**	#
a) Pagos de intereses (-)			0	#
b) Cobros de dividendos (+)			0	#
c) Cobros de intereses (+)			0	#
d) Pagos (cobros) por impuesto sobre beneficios (-/+)			0	#
e) Otros pagos (cobros) (-/+)			0	#
5. Flujos de efectivo de las actividades de explotación (+/-1+/-2+/-3+/-4)	**0**	**0**	0	#
B) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN				
6. Pago por inversiones (-)	**0**	**0**	**0**	#
a) Empresas del grupo y asociadas			0	#
b) Inmovilizado intangible			0	#
c) Inmovilizado material			0	#
d) Inversiones inmobiliarias			0	#
e) Otros activos financieros			0	#
f) Activos no corrientes mantenidos para venta			0	#
g) Otros activos			0	#
7. Cobros por desinversiones (+)	**0**	**0**	**0**	#
a) Empresas del grupo y asociadas			0	#
b) Inmovilizado intangible			0	#
c) Inmovilizado material			0	#
d) Inversiones inmobiliarias			0	#
e) Otros activos financieros			0	#
f) Activos no corrientes mantenidos para venta			0	#
g) Otros activos			0	#
8. Flujos de efectivo de las actividades de inversión (7-6)	**0**	**0**	0	#
C) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN				
9. Cobros y pagos por instrumentos de patrimonio	**0**	**0**	**0**	#
a) Emisión de instrumentos de patrimonio (+)			0	#
b) Amortización de instrumentos de patrimonio (-)			0	#
c) Adquisición de instrumentos de patrimonio propio (-)			0	#
d) Enajenación de instrumentos de patrimonio propio (+)			0	#
e) Subvenciones, donaciones y legados recibidos (+)			0	#
10. Cobros y pagos por instrumentos de pasivo financiero	**0**	**0**	**0**	#
a) Emisión	0	0	0	#
1) Obligaciones y valores similares (+)			0	#
2) Deudas con entidades de crédito (+)			0	#
3) Deudas con empresas del grupo y asociadas (+)			0	#
4) Otras (+)			0	#
b) Devolución y amortización de	0	0	0	#
1) Obligaciones y valores similares (-)			0	#
2) Deudas con entidades de crédito (-)			0	#
3) Deudas con empresas del grupo y asociadas (-)			0	#
4) Otras (-)			0	#
11. Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	**0**	**0**	**0**	#
a) Dividendos (-)			0	#
b) Remuneración de otros instrumentos de patrimonio (-)			0	#
12. Flujos de efectivo de las actividades de financiación (+/-9+/-10-11)	**0**	**0**	**0**	#
D) Efecto de las variaciones de los tipos de cambio (+/-)			**0**	#
E) AUMENTO / DISMINUCIÓN NETA DEL EFECTIVO O EQUIVALENTES (+/-A+/-B+/-C+/-D)	**0**	**0**	**0**	#
Efectivo o equivalente al comienzo del periodo			**0**	#
EFECTIVO O EQUIVALENTE AL FINAL DEL PERIODO	**0**	**0**	**0**	#

ANEXO VII

Página 1/1

Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

DERECHOS DE EMISION DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	IMPORTE
A)IMPORTE BRUTO AL INICIO DEL EJERCICIO	
(+) Entradas o adquisiciones	0
Obtenidos por asignación	
Obtenidos por operaciones de trading	
Obtenidos por CDM/JI	
(-) Enajenaciones y otras bajas	0
Obtenidos por asignación	
Obtenidos por operaciones de trading	
Obtenidos por CDM/JI	
B)IMPORTE BRUTO AL CIERRE DEL EJERCICIO	0
C)CORRECCIONES DE VALOR POR DETERIORO AL INICIO DEL EJERCICIO	
(+) Dotaciones	
(-) Aplicación y bajas	
D)CORRECCIONES DE VALOR POR DETERIORO AL CIERRE DEL EJERCICIO	0
E) IMPORTE NETO AL CIERRE DE EJERCICIO (B - D)	0
F) SUBVENCIONES RECIBIDAS EN EL EJERCICIO POR DERECHOS DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	
Importe de las subvenciones imputadas a resultados como ingresos del ejercicio	
G) GASTOS DEL EJERCICIO (PROVISIÓN POR DERECHOS DE EMISIÓN)	0
(+) Por derechos de emisión asignados imputados a las emisiones del año.	
(+) Por restantes derechos de emisión, adquiridos o generados, que figuran en el balance, imputados a las emisiones en el año	
(+) Por regularizaciones de emisiones de años anteriores	
(+) Cuantía que procede por déficits de derechos de emisión	

ANEXO VIII

Página 1/1

Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

PLANTILLA	1 Generación	2 Transporte	3 Distribución	4 Comercializa-ción	5 Comercializa-ción de último recurso	6 Actividades en el exterior	7 Operación del Sistema	8 Operación extrapenin-sular	9 Operación del mercado	10 Generación régimen especial	11 Resto de actividades	Total
Personal activo al inicio del periodo												0
+ Altas en el periodo												0
- Bajas en el periodo												0
# Personal activo al final del periodo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ANEXO IX

Página 1/1

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

INMOVILIZADO MATERIAL (Miles de euros)	Saldo final al cierre del periodo anterior	Inversiones	Aumentos por traspasos curso/explo-tación	Altas por donaciones y otros	(Bajas)	Saldo final al cierre del periodo actual
I. Terrenos y construcciones						**0**
II. Instalaciones técnicas de energía eléctrica	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1. Centrales hidroeléctricas						0
2. Instalaciones de producción de régimen especial	0	0	0	0	0	0
a) Eólica						0
b) Solar fotovoltaica						0
c) Solar térmica						0
d) Cogeneración						0
e) Otras						0
3. Centrales térmicas	0	0	0	0	0	0
a) Carbón						0
b) Gas						0
c) Fuel						0
4. Centrales nucleares						0
5. Líneas de transporte						0
6. Activos de telecomunicaciones						0
7. Subestaciones	0	0	0	0	0	0
a) De tranporte						0
b) De distribución						0
8. Instalaciones de distribución	0	0	0	0	0	0
a) Lineas de distribución M.T.						0
b) Centros de transformación						0
c) Instalaciones de B.T.						0
9. Contadores y aparatos de medida						0
10. Centros de Control	0	0	0	0	0	0
a) Despachos de maniobra y telecontrol						0
b) Centros de control						0
11. Otros elementos						0
12. Otras instalaciones						0
III. Otro inmovilizado material						**0**
IV. Inmovilizado material en curso y Anticipos	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1. Instalaciones técnicas de energía eléctrica						0
2. Otro inmovilizado material						0
3. Anticipos						0
V. TOTAL	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
(Amortización acumulada)						
VI. Terrenos y construcciones						**0**
VII. Instalaciones técnicas de energía eléctrica	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1. Centrales hidroeléctricas						0
2. Instalaciones de producción de régimen especial	0	0	0	0	0	0
a) Eólica						0
b) Solar fotovoltaica						0
c) Solar térmica						0
d) Cogeneración						0
e) Otras						0
3. Centrales térmicas	0	0	0	0	0	0
a) Carbón						0
b) Gas						0
c) Fuel						0
4. Centrales nucleares						0
5. Líneas de transporte						0
6. Activos de telecomunicaciones						0
7. Subestaciones	0	0	0	0	0	0
a) De tranporte						0
b) De distribución						0
8. Instalaciones de distribución	0	0	0	0	0	0
a) Lineas de distribución M.T.						0
b) Centros de transformación						0
c) Instalaciones de B.T.						0
9. Contadores y aparatos de medida						0
10. Centros de Control	0	0	0	0	0	0
a) Despachos de maniobra y telecontrol						0
b) Centros de control						0
11. Otros elementos						0
12. Otras instalaciones						0
VIII. Otro inmovilizado material						**0**
IX. TOTAL AMORTIZACION ACUMULADA	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
X. (Deterioro del valor inmovilizado material relacionado)						**0**
XI. TOTAL INMOVILIZADO MATERIAL NETO	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

ANEXO X

Página 1/1

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	
P. anterior	

OTROS GASTOS DE EXPLOTACION (Miles de euros)	1 Generación (N)	2 Transporte (N)	3 Distribución (N)	4 Comercialización (N)	5 Comercializa-ción de último recurso (N)	6 Actividades en el exterior (N)	7 Operación del Sistema (N)	8 Operación extrapeninsular (N)	9 Operación del mercado (N)	10 Generación régimen especial (N)	11 Resto de actividades (N)	Total (N)	1 Generación (N - 1)	2 Transporte (N - 1)	3 Distribución (N - 1)	4 Comercialización (N - 1)	5 Comercialización de último recurso (N - 1)	6 Actividades en el exterior (N - 1)	7 Operación del Sistema (N - 1)	8 Operación extrapeninsular (N - 1)	9 Operación del mercado (N - 1)	10 Generación régimen especial (N - 1)	11 Resto de actividades (N - 1)	Total (N - 1)
1. Gastos de investigación y desarrollo												0												0
2. Arrendamientos y Cánones												0												0
3. Otras reparaciones y conservación												0												0
4. Gastos legales												0												0
5. Gastos de consultoría y asesoramiento												0												0
6. Gastos de auditoría												0												0
7. Otros servicios de profesionales independientes												0												0
8. Servicios bancarios y similares												0												0
9. Publicidad, propaganda y relaciones públicas												0												0
10. Cuotas asociaciones												0												0
11. Donativos												0												0
12. Servicios informáticos												0												0
13. Otros servicios												0												0
TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(N) Periodo actual, (N-1) Periodo anterior

ANEXO XI

Página 1/1

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

INVERSIONES FINANCIERAS A LARGO PLAZO EN INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO

Sociedad y domicilio	Actividad	% de participación		Sociedad tenedora	Importe (en miles de euros)		
		Directo	Indirecto		Valor bruto en libros	Deterioro de valor	Dividendos registrados en el periodo
A) EN EMPRESAS DEL GRUPO Y ASOCIADAS					0	0	0
B) EN OTRAS EMPRESAS					0	0	0
				TOTALES	0	0	0

ANEXO XII

Página 1/1

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

SUBVENCIONES

DESCRIPCION (1) (Miles de euros)	Tipo de inversión subvencionada	Organismo que concede	Año de concesión	Importe concedido	Periodo de imputación a resultados	Año de puesta en uso de los activos	Vida útil residual (2)	Importe aplicado a resultados en el periodo	Saldo pendiente al cierre periodo actual
			TOTAL	0				0	0

(1) Describir cada subvención en vigor que supere el 1% del saldo bruto en subvenciones
(2) Años útiles residuales de los activos obtenidos por motivo de la subvención

ANEXO XIII

Página 1/1

Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

ACCIONISTAS	PARTICIPACIONES EN EL CAPITAL SOCIAL									
	Nº acciones que posee		Fecha adquisición		Valor nominal		% sobre el capital social		Importe de la participación	
	Periodo anterior	Periodo actual	Periodo anterior	Periodo actual	Periodo anterior	Periodo actual	Periodo anterior	Periodo actual	Periodo anterior	Periodo actual

NOTA: Los importes deben expresarse en miles de euros

ANEXO XIV

Página 1/1

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

COMPOSICION DEL CONSEJO DE ADMINISTRACION	
MIEMBROS DEL CONSEJO	ACCIONISTAS QUE HAN PROPUESTO SU DESIGNACION

Formularios gasistas

Anexo I: Balance de la situación.
Anexo II: Cuenta de pérdidas y ganancias.
Anexo III: Hechos significativos.
Anexo IV: Estado de cambios en el patrimonio neto,ingresos y gastos reconocidos.
Anexo V: Estado de cambios en el patrimonio neto.
Anexo VI: Estado de flujos de efectivo.
Anexo VII: Instalaciones técnicas de transporte.
Anexo VIII: Plantilla.
Anexo IX: Inmovilizado material.
Anexo X: Otros gastos de explotación.
Anexo XI: Inversiones financieras a largo plazo en instrumentos del patrimonio.
Anexo XII: Subvenciones.

ANEXO I

Página 1/2

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	
P. anterior	

BALANCE DE SITUACION ACTIVO (Miles de euros)	1 Regasifica-ción (N)	2 Almacena-miento (N)	3 Transporte (N)	4 Gestión de comp.exentos de gas (N)	5 Gestión técnica del sistema (N)	6 Distribución (N)	7 Comercializa-ción de gas natural (N)	8 Comercializa-ción último recurso (N)	9 Actividades en el exterior (N)	10 Resto de actividades (N)	Total (N)	1 Regasifica-ción (N-1)	2 Almacena-miento (N-1)	3 Transporte (N-1)	4 Gestión de comp.exentos de gas (N-1)	5 Gestión técnica del sistema (N-1)	6 Distribución (N-1)	7 Comercializa-ción de gas natural (N-1)	8 Comercializa-ción último recurso (N-1)	9 Actividades en el exterior (N-1)	10 Resto de actividades (N-1)	Total (N-1)
A) ACTIVO NO CORRIENTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Inmovilizado intangible	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Fondo de comercio											0											0
2. Aplicaciones informáticas											0											0
3. Investigación y desarrollo											0											0
4. Otro inmovilizado intangible											0											0
II. Inmovilizado material	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Terrenos y construcciones											0											0
2. Instalaciones técnicas de gas natural											0											0
3. Otro inmovilizado material											0											0
4. Inmovilizado material en curso y anticipos											0											0
III. Inversiones inmobiliarias											0											0
IV. Inversiones financieras a largo plazo en empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Participaciones a largo plazo en empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1. Participaciones a largo plazo en empresas del grupo											0											0
1.2. Participaciones a largo plazo en empresas asociadas											0											0
2. Créditos a largo plazo a empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1. Créditos a largo plazo a empresas del grupo											0											0
2.2. Créditos a largo plazo a empresas asociadas											0											0
3. Valores representativos de deuda a largo plazo en empresas del grupo y asociadas											0											0
4. Derivados a largo plazo en empresas del grupo y asociadas											0											0
5. Otras inversiones financieras a largo plazo en empresas del grupo y asociadas											0											0
V. Otras inversiones financieras a largo plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Instrumentos de patrimonio a largo plazo en terceros											0											0
2. Créditos a largo plazo a terceros											0											0
3. Valores representativos de deuda a largo plazo en terceros											0											0
4. Derivados a largo plazo con terceros											0											0
5. Otras inversiones financieras a largo plazo											0											0
VI. Activos por impuesto diferido											0											0
VII. Otros activos por deudores a largo plazo											0											0
B) ACTIVO CORRIENTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Activos no corrientes mantenidos para la venta											0											0
II. Existencias	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Gas											0											0
2. Otras materias energéticas											0											0
3. Otros aprovisionamientos											0											0
4. Anticipos a proveedores											0											0
III. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Clientes por ventas y prestaciones de servicios											0											0
2. Clientes, empresas del grupo y asociadas											0											0
3. Deudores varios a corto plazo											0											0
4. Administraciones Públicas											0											0
5. Accionistas (socios) por desembolsos exigidos											0											0
IV. Inversiones financieras a corto plazo en empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Participaciones a corto plazo en empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1. Participaciones a corto plazo en empresas del grupo											0											0
1.2. Participaciones a corto plazo en empresas asociadas											0											0
2. Créditos a corto plazo a empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1. Créditos a corto plazo a empresas del grupo											0											0
2.2. Créditos a corto plazo a empresas asociadas											0											0
3. Valores representativos de deuda a corto plazo en empresas del grupo y asociadas											0											0
4. Derivados a corto plazo con empresas del grupo y asociadas											0											0
5. Otras inversiones financieras a corto plazo en empresas del grupo y asociadas											0											0
V. Otras inversiones financieras a corto plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Instrumentos de patrimonio a corto plazo en terceros											0											0
2. Créditos a corto plazo a terceros											0											0
3. Valores representativos de deuda a corto plazo en terceros											0											0
4. Derivados a corto plazo de terceros											0											0
5. Otras inversiones financieras a corto plazo											0											0
VI. Periodificaciones											0											0
VII. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Tesorería											0											0
2. Otros activos líquidos equivalentes											0											0
TOTAL ACTIVO (A + B)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(N) Período actual. (N-1) Período anterior
NOTA:Todos los valores se expresarán en miles de euros y netos del deterioro de valor de activos y, en su caso, de amortizaciones.

Página 2/2

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	
P. anterior	

BALANCE DE SITUACION PATRIMONIO NETO Y PASIVO (Miles de euros)	1 Regasifica-ción (N)	2 Almacena-miento (N)	3 Transporte (N)	4 Gestión de compraventa de gas (N)	5 Gestión técnica del sistema (N)	6 Distribución (N)	7 Comercializa-ción de gas natural (N)	8 Comercializa-ción último recurso (N)	9 Actividades en el exterior (N)	10 Resto de actividades (N)	Total (N)	1 Regasifica-ción (N-1)	2 Almacena-miento (N-1)	3 Transporte (N-1)	4 Gestión de compraventa de gas (N-1)	5 Gestión técnica del sistema (N-1)	6 Distribución (N-1)	7 Comercializa-ción de gas natural (N-1)	8 Comercializa-ción último recurso (N-1)	9 Actividades en el exterior (N-1)	10 Resto de actividades (N-1)	Total (N-1)
A) PATRIMONIO NETO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A-1) Fondos propios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Capital	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Capital suscrito											0											0
2. (Capital no exigido)											0											0
II. Prima de emisión											0											0
III. Reservas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Reserva legal y estatutarias											0											0
2. Otras reservas											0											0
IV. (Acciones y participaciones en patrimonio propias)											0											0
V. Resultados de ejercicios anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Remanente											0											0
2. (Resultados negativos de ejercicios anteriores)											0											0
VI. Otras aportaciones de socios											0											0
VII. Resultado del ejercicio											0											0
VIII. (Dividendo a cuenta)											0											0
IX. Otros instrumentos de patrimonio neto											0											0
A-2) Ajustes por cambios de valor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Activos financieros disponibles para la venta											0											0
II. Operaciones de cobertura											0											0
III. Otros											0											0
A-3) Subvenciones, donaciones y legados recibidos											0											0
B) PASIVO NO CORRIENTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Provisiones a largo plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Obligaciones por prestaciones a largo plazo al personal											0											0
2. Actuaciones medioambientales											0											0
3. Provisiones por reestructuración											0											0
4. Otras provisiones											0											0
II. Deudas a largo plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Obligaciones y otros valores negociables											0											0
2. Deudas con entidades de crédito											0											0
3. Proveedores de inmovilizado a largo plazo											0											0
4. Acreedores por arrendamiento financiero											0											0
5. Derivados											0											0
6. Otros pasivos financieros											0											0
III. Deudas a largo plazo con empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Deudas a largo plazo con empresas del grupo											0											0
2. Otras deudas a largo plazo con empresas asociadas											0											0
IV. Pasivos por impuesto diferido											0											0
V. Periodificaciones a largo plazo											0											0
C) PASIVO CORRIENTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta											0											0
II. Provisiones a corto plazo											0											0
III. Deudas a corto plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Obligaciones y otros valores negociables											0											0
2. Deudas con entidades de crédito											0											0
3. Proveedores de inmovilizado a corto plazo											0											0
4. Acreedores por arrendamiento financiero											0											0
5. Derivados											0											0
6. Otros pasivos financieros											0											0
IV. Deudas a corto plazo con empresas del grupo y asociadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Deudas a corto plazo con empresas del grupo											0											0
2. Deudas a corto plazo con empresas asociadas											0											0
V. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. Proveedores											0											0
2. Proveedores, empresas del grupo											0											0
3. Proveedores, empresas asociadas											0											0
4. Acreedores varios											0											0
5. Personal (remuneraciones pendientes de pago)											0											0
6. Pasivos por impuesto corriente											0											0
7. Otras deudas con las Administraciones Públicas											0											0
8. Anticipos de clientes											0											0
VI. Periodificaciones a corto plazo											0											0
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO (A + B + C)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(N) Período actual, (N-1) Período anterior

ANEXO II

Página 1/2

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	
P. anterior	

CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS (Miles de euros)	1 Regasifica-ción (N)	2 Almacena-miento (N)	3 Transporte (N)	4 Gestión de comprayventa de gas (N)	5 Gestión técnica del sistema (N)	6 Distribución (N)	7 Comercializa-ción de gas natural (N)	8 Comercializa-ción último recurso (N)	9 Actividades en el exterior (N)	10 Resto de actividades (N)	Total (N)	1 Regasifica-ción (N-1)	2 Almacena-miento (N-1)	3 Transporte (N-1)	4 Gestión de comprayventa de gas (N-1)	5 Gestión técnica del sistema (N-1)	6 Distribución (N-1)	7 Comercializa-ción de gas natural (N-1)	8 Comercializa-ción último recurso (N-1)	9 Actividades en el exterior (N-1)	10 Resto de actividades (N-1)	Total (N-1)
A) OPERACIONES CONTINUADAS																						
1. Importe neto de la cifra de negocios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1) Ventas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Ventas de gas a ciclos combinados											0											0
b) Margen de intercambios de gas con otros comercializadores											0											0
c) Ventas de gas a otros clientes											0											0
d) Ventas de electricidad											0											0
e) Otras ventas (especificar a pie de página)											0											0
1.2) Ingresos por prestaciones de servicios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Ingresos por retribuciones de actividades reguladas											0											0
b) Derechos, acometidas, alquileres y otros											0											0
c) Otros ingresos regulados											0											0
d) Otros Ingresos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
d.1) Ingresos por construcción de instalaciones para terceros											0											0
d.2) Operación y mantenimiento para terceros											0											0
d.3) Actividades de telecomunicaciones											0											0
d.4) Otros											0											0
2. Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación											0											0
3. Trabajos realizados por la empresa para su activo											0											0
4. Aprovisionamientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Consumos de gas mediante subastas											0											0
b) Consumos de gas contratos bilaterales nacionales											0											0
c) Consumos de gas contratos bilaterales internacionales											0											0
d) Consumos de materias energéticas y otros aprovisionamientos											0											0
e) Otras compras de gas											0											0
f) Consumos de materias no energéticas											0											0
g) Gastos por peajes de transporte											0											0
h) Gastos por peajes de distribución											0											0
i) Trabajos realizados por otras empresas											0											0
j) Deterioro de aprovisionamientos											0											0
5. Otros ingresos de explotación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Ingresos accesorios y otros de gestión corriente											0											0
b) Subvenciones de explotación incorporadas al resultado del ejercicio											0											0
6. Gastos de personal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Sueldos, salarios y asimilados											0											0
b) Seguridad Social											0											0
c) Dotaciones y aportaciones a planes de pensiones											0											0
d) Provisiones											0											0
7. Otros gastos de explotación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Reparaciones y conservación de instalaciones técnicas de gas											0											0
b) Otros servicios exteriores											0											0
c) Tributos											0											0
d) Pérdidas, deterioro y variación de provisiones por operaciones comerciales											0											0
e) Otros gastos de gestión corriente											0											0
8. Amortización del inmovilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Amortización de las instalaciones técnicas de gas											0											0
b) Otras amortizaciones											0											0
9. Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras											0											0
10. Exceso de provisiones											0											0
11. Deterioro y resultados por enajenaciones del inmovilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Deterioros y pérdidas											0											0
b) Resultados por enajenaciones y otras											0											0
A.1) RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (1+2+3+4+5+6+7+8+9+10+1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(N) Período actual, (N-1) Período anterior

Página 2/2

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	
P. anterior	

CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS (Miles de euros)	1 Regasifica-ción (N)	2 Almacena-miento (N)	3 Transporte (N)	4 Gestión de compraventa de gas (N)	5 Gestión técnica del sistema (N)	6 Distribución (N)	7 Comercializa-ción de gas natural (N)	8 Comercializa-ción último recurso (N)	9 Actividades en el exterior (N)	10 Resto de actividades (N)	Total (N)	1 Regasifica-ción (N-1)	2 Almacena-miento (N-1)	3 Transporte (N-1)	4 Gestión de compraventa de gas (N-1)	5 Gestión técnica del sistema (N-1)	6 Distribución (N-1)	7 Comercializa-ción de gas natural (N-1)	8 Comercializa-ción último recurso (N-1)	9 Actividades en el exterior (N-1)	10 Resto de actividades (N-1)	Total (N-1)
A.1) RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (de la hoja 1/2 anterior)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12. Ingresos financieros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) De participaciones en instrumentos de patrimonio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) En empresas del grupo y asociadas											0											0
2) En terceros											0											0
b) De valores negociables y de créditos del activo inmovilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) De empresas del grupo y asociadas											0											0
2) De terceros											0											0
13. Gastos financieros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Por deudas con empresas del grupo y asociadas											0											0
b) Por deudas con terceros											0											0
c) Por actualización de provisiones											0											0
14. Variación de valor razonable en instrumentos financieros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Cartera de negociación y otros											0											0
b) Imputación al resultado ejercicio por activos financieros disponibles para la venta											0											0
15. Diferencias de cambio											0											0
16. Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
a) Deterioros y pérdidas											0											0
b) Resultados por enajenaciones y otras											0											0
A.2) RESULTADO FINANCIERO (12+13+14+15+16)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A.3) RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS (A.1 + A.2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17. Impuestos sobre beneficios											0											0
A.4) RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS (A.3 + 17)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) OPERACIONES INTERRUMPIDAS																						
18. Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos											0											0
A.5) RESULTADO DEL EJERCICIO (A.4 + 18)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(N) Período actual, (N-1) Período anterior

"ESPECIFICACIÓN" OTRAS VENTAS

ANEXO III

Página 1/2

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

HECHOS SIGNIFICATIVOS DEL PERIODO

	Importes en miles de euros
1. Detalles de las inversiones realizadas (Separadas por actividades)	
a)	
b)	
c)	
d)	
e)	
f)	
g)	
h)	
i)	
j)	
2. Ampliaciones de capital	
a)	
b)	
c)	
d)	
3. Emisión de obligaciones, bonos u otros títulos	
a)	
b)	
c)	
d)	
e)	
4. Conversión de obligaciones y bonos	
a)	
b)	
c)	
d)	
e)	
5. Dividendos aprobados distinguiendo definitivos y a cuenta	
a)	
b)	
c)	
d)	
e)	
6. Participaciones en empresas del sector	
a)	
b)	
c)	
d)	
e)	

Página 2/2

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

HECHOS SIGNIFICATIVOS DEL PERIODO

	Importes en miles de euros
7. Participaciones significativas en empresas de sectores distintos	
a)	
b)	
c)	
d)	
e)	
f)	
8. Averías de larga duración	
a)	
b)	
c)	
d)	
e)	
9. Tipo de interes medio anual de la deuda	
a) Tipo de interes medio ponderado anual de las "obligaciones y otros valores negociables"	
b) Tipo de interes medio ponderado anual de las "Deudas con entidades de crédito"	
c) Tipo de interes medio ponderado anual de los "Créditos a empresas del grupo y asociadas	
d) Tipo de interes medio ponderado anual de "Otra deuda financiera"	
10. Resultado por derivados financieros	
a) Resultado por derivados de cobertura	
b) Resultado por derivados especulativos	
11. Unidades físicas	
a) Ventas de ciclos combinados (MWh)	
b) Margen por intercambios de gas con otros comercializadores (MWh)	
c) Ventas a otros clientes (MWh)	
d) Ventas de de electricidad (MWh)	
e) Consumos de gas mediante subastas (MWh)	
f) Consumos de gas contratos bilaterales nacionales (MWh)	
g) Consumos de gas contratos bilaterales internacionales (MWh)	
h) Otros consumos de materias energéticas (MWh)	
12. Otros hechos significativos	
a)	
b)	
c)	
d)	

ANEXO IV

Página 1/1

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
Desde	
Hasta	

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO A) ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS (Miles de euros)	Período actual	Período anterior	Diferencia	% variación
A) RESULTADO DEL EJERCICIO			**0**	#
B) INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE AL PATRIMONIO NETO	**0**	**0**	**0**	#
1. Por valoración de instrumentos financieros	0	0	0	#
a) Activos financieros disponibles para la venta			0	#
b) Otros ingresos /(gastos)			0	#
2. Por la cobertura de flujos de efectivo			0	#
3. Subvenciones, donaciones y legados recibidos			0	#
4. Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes			0	#
5. Resto de ingresos y gastos imputados directamente al patrimonio neto			0	#
6. Efecto impositivo			0	#
C) TRANSFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS	**0**	**0**	**0**	#
1. Por valoración de instrumentos financieros	0	0	0	#
a) Activos financieros disponibles para la venta			0	#
b) Otros ingresos /(gastos)			0	#
2. Por la cobertura de flujos de efectivo			0	#
3. Subvenciones, donaciones y legados recibidos			0	#
4. Resto de ingresos y gastos imputados directamente al patrimonio neto			0	#
5. Efecto impositivo			0	#
D) TOTAL INGRESOS/(GASTOS) RECONOCIDOS (A+B+C)	**0**	**0**	**0**	#

ANEXO V

Página 1/1

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

B) ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (Miles de euros)	Fondos propios						Ajustes por cambio de valor	Derechos de emisión CO2	Subvenciones donaciones y legados recibidos	TOTAL patrimonio neto
	Capital	Prima de emisión y Reservas(1)	(Acciones y particip.en patrimonio propias)	Resultado del ejercicio	(Dividendo a cuenta)	Otros instrumentos patrimonio neto				
A) SALDO FINAL DEL AÑO PREVIO AL AÑO ANTERIOR (N-2)										**0**
I. Ajustes por cambio de criterio, años previos al año anterior (N-2 y anteriores)										0
II. Ajustes por errores, años previos al año anterior										0
B) SALDO AJUSTADO AL INICIO DEL AÑO ANTERIOR (N-1)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
I. Total ingresos y gastos reconocidos año anterior										0
II. Operaciones con socios o propietarios, del año anterior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) Aumentos de capital										0
2) (Reducciones de capital)										0
3) Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto										0
4) (Distribución de dividendos)										0
5) Operaciones con acciones/participaciones propias (netas)										0
6) Incrementos/(reducciones) de patrimonio neto por combinación de negocios										0
7) Otras operaciones con socios o propietarios										0
III. Otras variaciones de patrimonio neto, del año anterior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) Pagos basados en instrumentos de patrimonio										0
2) Otras variaciones										0
C) SALDO AL FINAL DEL AÑO ANTERIOR (N-1)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
I. Ajustes por cambio de criterio, año anterior										0
II. Ajustes por errores, año anterior										0
D) SALDO AJUSTADO AL INICIO DEL AÑO ACTUAL (N)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
I. Total ingresos y gastos reconocidos año actual										0
II. Operaciones con socios o propietarios, del año actual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) Aumentos de capital										0
2) (Reducciones de capital)										0
3) Conversión de pasivos financieros en patrimonio neto										0
4) (Distribución de dividendos)										0
5) Operaciones con acciones/participaciones propias (netas)										0
6) Incrementos/(reducciones) de patrimonio neto por combinación de negocios										0
7) Otras operaciones con socios o propietarios										0
III. Otras variaciones de patrimonio neto, del año actual	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1) Pagos basados en instrumentos de patrimonio										0
2) Otras variaciones										0
E) SALDO FINAL DEL AÑO ACTUAL (N)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

(1) La columna **Prima de emisión y Reservas,** a efectos de cumplimentar este estado, engloba los siguientes epígrafes del patrimonio neto del balance: Prima de emisión, Reservas, Resultados de ejercicios anteriores y otras aportaciones de socios.

ANEXO VI

Página 1/1

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO (Miles de euros)	Período actual	Período anterior	Diferencia	% variación
A) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN				
1. Resultado del ejercicio antes de impuestos			**0**	#
2. Ajustes del resultado	**0**	**0**	**0**	#
a) Amortización del inmovilizado (+)			0	#
b) Correcciones valorativas por deterioro (+/-)			0	#
c) Variación de povisiones (+/-)			0	#
d) Imputación de subvenciones (-)			0	#
e) Resultados por bajas y enajenaciones del inmovilizado (+/-)			0	#
f) Resultados por bajas y enajenaciones de instrumentos financieros (+/-)			0	#
g) Ingresos financieros (-)			0	#
h) Gastos financieros (+)			0	#
i) Diferencias de cambio (+/-)			0	#
j) Variación del valor razonable en instrumentos financieros (+/-)			0	#
k) Otros ingresos y gastos (-/+)			0	#
3. Cambios en el capital corriente	**0**	**0**	**0**	#
a) Existencias (+/-)			0	#
b) Deudores y otras cuentas a cobrar (+/-)			0	#
c) Otros activos corrientes (+/-)			0	#
d) Acreedores y otras cuentas a pagar (+/-)			0	#
e) Otros pasivos corrientes (+/-)			0	#
f) Otros activos y pasivos no corrientes (+/-)			0	#
4. Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación	**0**	**0**	**0**	#
a) Pagos de intereses (-)			0	#
b) Cobros de dividendos (+)			0	#
c) Cobros de intereses (+)			0	#
d) Pagos (cobros) por impuesto sobre beneficios (-/+)			0	#
e) Otros pagos (cobros) (-/+)			0	#
5. Flujos de efectivo de las actividades de explotación (+/-1+/-2+/-3+/-4)	**0**	**0**	0	#
B) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN				
6. Pago por inversiones (-)	**0**	**0**	**0**	#
a) Empresas del grupo y asociadas			0	#
b) Inmovilizado intangible			0	#
c) Inmovilizado material			0	#
d) Inversiones inmobiliarias			0	#
e) Otros activos financieros			0	#
f) Activos no corrientes mantenidos para venta			0	#
g) Otros activos			0	#
7. Cobros por desinversiones (+)	**0**	**0**	**0**	#
a) Empresas del grupo y asociadas			0	#
b) Inmovilizado intangible			0	#
c) Inmovilizado material			0	#
d) Inversiones inmobiliarias			0	#
e) Otros activos financieros			0	#
f) Activos no corrientes mantenidos para venta			0	#
g) Otros activos			0	#
8. Flujos de efectivo de las actividades de inversión (7-6)	**0**	**0**	0	#
C) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN				
9. Cobros y pagos por instrumentos de patrimonio	**0**	**0**	**0**	#
a) Emisión de instrumentos de patrimonio (+)			0	#
b) Amortización de instrumentos de patrimonio (-)			0	#
c) Adquisición de instrumentos de patrimonio propio (-)			0	#
d) Enajenación de instrumentos de patrimonio propio (+)			0	#
e) Subvenciones, donaciones y legados recibidos (+)			0	#
10. Cobros y pagos por instrumentos de pasivo financiero	**0**	**0**	**0**	#
a) Emisión	0	0	0	#
1) Obligaciones y valores similares (+)			0	#
2) Deudas con entidades de crédito (+)			0	#
3) Deudas con empresas del grupo y asociadas (+)			0	#
4) Otras (+)			0	#
b) Devolución y amortización de	0	0	0	#
1) Obligaciones y valores similares (-)			0	#
2) Deudas con entidades de crédito (-)			0	#
3) Deudas con empresas del grupo y asociadas (-)			0	#
4) Otras (-)			0	#
11. Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	**0**	**0**	**0**	#
a) Dividendos (-)			0	#
b) Remuneración de otros instrumentos de patrimonio (-)			0	#
12. Flujos de efectivo de las actividades de financiación (+/-9+/-10-11)	**0**	**0**	**0**	#
D) Efecto de las variaciones de los tipos de cambio (+/-)			**0**	#
E) AUMENTO / DISMINUCIÓN NETA DEL EFECTIVO O EQUIVALENTES (+/-A+/-B+/-C+/-D)	**0**	**0**	**0**	#
Efectivo o equivalente al comienzo del periodo			**0**	#
EFECTIVO O EQUIVALENTE AL FINAL DEL PERIODO	**0**	**0**	**0**	#

ANEXO VII

Página 1/1

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

Anexo VII. A cumplimentar sólo las empresas que realizan la actividad de transporte de gas natural

Instalaciones técnicas en explotación Altas en el periodo		Valor bruto (miles de €)	Amortización acumulada (miles de €)	Subvenciones recibidas (miles de €)	Vida útil (años)	Fecha de puesta en marcha (DD/MM/AAAA)*	Características técnicas		
Tipo (1)	Nombre Instalación						nº 1	nº 2	nº 3
	Sumas	0	0	0					

Instalaciones técnicas en curso		Valor bruto (miles de €)		Subvenciones recibidas (miles de €)	Vida útil (años)		Características técnicas		
Tipo (1)	Nombre Instalación						nº 1	nº 2	nº 3
	Sumas	0		0					

Instalaciones técnicas en explotación Bajas en el periodo		Valor bruto (miles de €)	Amortización acumulada (miles de €)	Subvenciones recibidas (miles de €)	Vida útil (años)	Fecha de puesta en marcha (DD/MM/AAAA)*	Características técnicas		
Tipo (1)	Nombre Instalación						nº 1	nº 2	nº 3
	Sumas	0	0	0					

NOTA: El tipo y las características técnicas de la instalación se cumplimentarán de acuerdo a la siguiente tabla. En el caso de almacenamientos subterráneos no se solicitan datos técnicos, sino que deberá indicarse el valor bruto de la inversión en investigación y explotación.
* En el caso de no conocerse el día exacto, se indicará el primer día del mes (01)

(1)				
Tipo	**Descripción de Tipo**	**Característica 1**	**Característica 2**	**Característica 3**
01	Plantas de regasificación	Tanques (m3)	u. carga de cisternas	Cap.nominal m3/h
02	Instalaciones auxiliares plantas de regasificación			
03	Gasoductos de transporte	presión de diseño (bar.)	Nº de km	Diámetro - pulgad
04	Instalaciones auxiliares a gasoductos			
05	Estaciones de regulación y medida de transporte	Tipo (ERM/EM y G-XXX o MUS)	Presión de entrada (bar)	
06	Instalaciones auxiliares a ERM			
07	Estaciones de compresión	Presión de entrada (bar)	KW instalados	
08	Instalaciones auxiliares a EC			
09	Almacenamientos subterráneos/campo	Inversión en investigación	Inversión en explotación	

ANEXO VIII

Página 1/1

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

PLANTILLA	1 Regasifica-ción	2 Almacena-miento	3 Transporte	4 Gestión de compraventa de gas	5 Gestión técnica del sistema	6 Distribución	7 Comercializa-ción de gas natural	8 Comercializa-ción último recurso	9 Actividades en el exterior	10 Resto de actividades	Total
Personal activo al inicio del periodo											0
+ Altas en el periodo											0
- Bajas en el periodo											0
# Personal activo al final del periodo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ANEXO IX

Página 1/1

Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

INMOVILIZADO MATERIAL (Miles de euros)	Saldo final al cierre del periodo anterior	Inversiones	Aumentos por traspasos curso/explotación	Altas por donaciones y otros	(Bajas)	Saldo final al cierre del periodo actual
I. Terrenos y construcciones						**0**
II. Instalaciones técnicas de gas natural	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1. Plantas de regasificación de gas natural licuado						0
2. Almacenamientos subterráneos						0
3. Conexiones internacionales						0
4. Conexiones con yacimientos nacionales						0
5. Conexiones con transportistas						0
6. Instalaciones de transporte	0	0	0	0	0	0
a) Gaseoductos con presión máxima de diseño superiores a 60 bares						0
b) Gaseoductos con presión máxima de diseño inferior a 60 bares y mayor a 16 bares						0
c) Estaciones de compresión						0
d) Estaciones de regulación y medida, cromatógrafos y equipos de odorización						0
e) Servicios de mantenimiento						0
7. Gas inmovilizado no extraible preciso para la explotación						0
8. Instalaciones de distribución	0	0	0	0	0	0
a) Gaseoductos con presión máxima de diseño inferior a 16 bares y mayor a 4 bares						0
b) Gaseoductos con presión máxima de diseño inferior a 4 bares						0
c) Plantas satélites						0
d) Estaciones de regulación y medida, cromatógrafos						0
9. Otras instalaciones complementarias						0
10. Maquinaria y utillaje						0
11. Otros elementos						0
12. Otras instalaciones						0
III. Otro inmovilizado material						**0**
IV. Inmovilizado material en curso y anticipos	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1. Instalaciones técnicas de gas						0
2. Otro inmovilizado material						0
3. Anticipos						0
V. TOTAL	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
(Amortización acumulada)						
VI. Terrenos y construcciones						**0**
VII. Instalaciones técnicas de gas natural	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1. Plantas de regasificación de gas natural licuado						0
2. Almacenamientos subterráneos						0
3. Conexiones internacionales						0
4. Conexiones con yacimientos nacionales						0
5. Conexiones con transportistas						0
6. Instalaciones de transporte	0	0	0	0	0	0
a) Gaseoductos con presión máxima de diseño superiores a 60 bares						0
b) Gaseoductos con presión máxima de diseño inferior a 60 bares y mayor a 16 bares						0
c) Estaciones de compresión						0
d) Estaciones de regulación y medida, cromatógrafos y equipos de odorización						0
e) Servicios de mantenimiento						0
7. Gas inmovilizado no extraible preciso para la explotación						0
8. Instalaciones de distribución	0	0	0	0	0	0
a) Gaseoductos con presión máxima de diseño inferior a 16 bares y mayor a 4 bares						0
b) Gaseoductos con presión máxima de diseño inferior a 4 bares						0
c) Plantas satélites						0
d) Estaciones de regulación y medida, cromatógrafos						0
9. Otras instalaciones complementarias						0
10. Maquinaria y utillaje						0
11. Otros elementos						0
12. Otras instalaciones						0
VIII. Otro inmovilizado material						**0**
IX. TOTAL AMORTIZACION ACUMULADA	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
X. (Deterioro del valor inmovilizado material relacionado)						**0**
XI. TOTAL INMOVILIZADO MATERIAL NETO	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

ANEXO X

Página 1/1

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	
P. anterior	

OTROS GASTOS DE EXPLOTACION (Miles de euros)	1 Regasifica-ción (N)	2 Almacena-miento (N)	3 Transporte (N)	4 Gestión de compraventa de gas (N)	5 Gestión técnica del sistema (N)	6 Distribución (N)	7 Comercializa-ción de gas natural (N)	8 Comercializa-ción último recurso (N)	9 Actividades en el exterior (N)	10 Resto de actividades (N)	Total (N)	1 Regasifica-ción (N-1)	2 Almacena-miento (N-1)	3 Transporte (N-1)	4 Gestión de compraventa de gas (N-1)	5 Gestión técnica del sistema (N-1)	6 Distribución (N-1)	7 Comercializa-ción de gas natural (N-1)	8 Comercializa-ción último recurso (N-1)	9 Actividades en el exterior (N-1)	10 Resto de actividades (N-1)	Total (N-1)
1. Gastos de investigación y desarrollo											0											0
2. Arrendamientos y Cánones											0											0
3. Otras reparaciones y conservación											0											0
4. Gastos legales											0											0
5. Gastos de consultoría y asesoramiento											0											0
6. Gastos de auditoría											0											0
7. Otros servicios de profesionales independientes											0											0
8. Servicios bancarios y similares											0											0
9. Publicidad, propaganda y relaciones públicas											0											0
10. Cuotas asociaciones											0											0
11. Donativos											0											0
12. Servicios informáticos											0											0
13. Otros servicios											0											0
TOTAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(N) Período actual, (N-1) Período anterior

ANEXO XI

Página 1/1

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

INVERSIONES FINANCIERAS A LARGO PLAZO EN INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO

Sociedad y domicilio	Actividad	% de		Sociedad tenedora	Importe (en miles de euros)		
		Directo	Indirecto		Valor bruto en libros	Deterioro de valor	Dividendos registrados en el periodo
A) EN EMPRESAS DEL GRUPO Y ASOCIADAS					0	0	0
B) EN OTRAS EMPRESAS					0	0	0
				TOTALES	0	0	0

ANEXO XII

Página 1/1

CNE Comisión Nacional de Energía

Empresa	
P. actual	

SUBVENCIONES

DESCRIPCION (1) (Miles de euros)	Tipo de inversión subvencionada	Organismo que concede	Año de concesión	Importe concedido	Periodo de imputación a resultados	Año de puesta en uso de los activos	Vida útil residual (2)	Importe aplicado a resultados en el periodo	Saldo pendiente al cierre periodo actual
			TOTAL	0				0	0

(1) Describir cada subvención en vigor que supere el 1% del saldo bruto en subvenciones
(2) Años útiles residuales de los activos obtenidos por motivo de la subvención

Formularios consolidados

Anexo I: Balance de la situación.
Anexo II: Cuenta de pérdidas y ganancias.

ANEXO I

Página 1/2

Comisión Nacional de Energía

Grupo	
P. actual	
P. anterior	

BALANCE DE SITUACION CONSOLIDADO ACTIVO (Miles de euros)	España (N)	Resto (N)	Total (N)	España (N -1)	Resto (N-1)	Total (N-1)
A) ACTIVO NO CORRIENTE	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
I. Inmovilizado intangible	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1. Fondo de comercio			0			0
2. Aplicaciones informáticas			0			0
3. Investigación y desarrollo			0			0
4. Otro inmovilizado intangible			0			0
II. Inmovilizado material	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1. Terrenos y construcciones			0			0
2. Instalaciones técnicas de energía eléctrica			0			0
3. Instalaciones técnicas de gas natural			0			0
4. Otro inmovilizado material			0			0
5. Inmovilizado material en curso y anticipos			0			0
III. Inversiones inmobiliarias			**0**			**0**
IV. Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación			**0**			**0**
V. Activos financieros no corrientes			**0**			**0**
VI. Activos por impuesto diferido			**0**			**0**
VII. Otros activos por deudores a largo plazo			**0**			**0**
B) ACTIVO CORRIENTE	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
I. Activos no corrientes mantenidos para la venta			**0**			**0**
II. Existencias	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1. Materias energéticas	0	0	0	0	0	0
1.1. Carbón			0			0
1.2. Fuel			0			0
1.3. Gas			0			0
2. Otras materias energéticas			0			0
3. Otros aprovisionamientos			0			0
4. Anticipos a proveedores			0			0
III. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1. Clientes por ventas y prestaciones de servicios			0			0
2. Deudores varios a corto plazo			0			0
3. Administraciones Públicas			0			0
4. Accionistas (socios) por desembolsos exigidos			0			0
IV. Otros activos financieros corrientes			**0**			**0**
V. Otros activos corrientes			**0**			**0**
VI. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1. Tesorería			0			0
2. Otros activos líquidos equivalentes			0			0
TOTAL ACTIVO (A + B)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

NOTA:Todos los valores se expresarán en miles de euros y netos del deterioro de valor de activos y, en su caso, de amortizaciones.
NOTA: (N) Período actual (N-1) Período anterior

Página 2/2

CNE Comisión Nacional de Energía

Grupo	
P. actual	
P. anterior	

BALANCE DE SITUACION CONSOLIDADO PATRIMONIO NETO Y PASIVO (Miles de euros)	España (N)	Resto (N)	Total (N)	España (N -1)	Resto (N-1)	Total (N-1)
A) PATRIMONIO NETO	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
A-1) Fondos propios	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
I. Capital	0	0	0	0	0	0
1. Capital suscrito			0			0
2. (Capital no exigido)			0			0
II. Prima de emisión			0			0
III. Reservas	0	0	0	0	0	0
1. Reserva legal y estatutarias			0			0
2. Otras reservas			0			0
IV. (Acciones y participaciones en patrimonio propias)			0			0
V. Resultados de ejercicios anteriores	0	0	0	0	0	0
1. Remanente			0			0
2. (Resultados negativos de ejercicios anteriores)			0			0
VI. Otras aportaciones de socios			0			0
VII. Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante			0			0
VIII. (Dividendo a cuenta)			0			0
IX. Otros instrumentos de patrimonio neto			0			0
A-2) Ajustes por cambios de valor	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
I. Activos financieros disponibles para la venta			0			0
II. Operaciones de cobertura			0			0
III. Diferencias de conversión			0			0
IV. Otros			0			0
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANT	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
A-3) Intereses minoritarios			**0**			**0**
B) PASIVO NO CORRIENTE	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
I. Subvenciones			**0**			**0**
II. Provisiones no corrientes	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1. Obligaciones por prestaciones a largo plazo al personal			0			0
2. Actuaciones medioambientales			0			0
3. Provisiones por reestructuración			0			0
4. Otras provisiones			0			0
III. Pasivos financieros no corrientes	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1. Obligaciones y otros valores negociables			0			0
2. Deudas con entidades de crédito			0			0
3. Proveedores de inmovilizado a largo plazo			0			0
4. Acreedores por arrendamiento financiero			0			0
5. Derivados			0			0
6. Otros pasivos financieros			0			0
IV. Pasivos por impuesto diferido			**0**			**0**
V. Otros pasivos no corrientes			**0**			**0**
C) PASIVO CORRIENTE	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
I. Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta			**0**			**0**
II. Provisiones corrientes			**0**			**0**
III. Pasivos financieros corrientes	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1. Obligaciones y otros valores negociables			0			0
2. Deudas con entidades de crédito			0			0
3. Proveedores de inmovilizado a corto plazo			0			0
4. Acreedores por arrendamiento financiero			0			0
5. Derivados			0			0
6. Otros pasivos financieros			0			0
IV. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1. Proveedores			0			0
2. Acreedores varios			0			0
3. Personal (remuneraciones pendientes de pago)			0			0
4. Pasivos por impuesto corriente			0			0
5. Otras deudas con las Administraciones Públicas			0			0
6. Anticipos de clientes			0			0
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO (A + B + C)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

NOTA: (N) Período actual (N-1) Período anterior

ANEXO II

Página 1/2

Comisión Nacional de Energía

Grupo	
P. actual	
P. anterior	

CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA (Miles de euros)	España (N)	Resto (N)	Total (N)	España (N -1)	Resto (N-1)	Total (N-1)
A) OPERACIONES CONTINUADAS						
1. Importe neto de la cifra de negocios	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
1.1 Ventas	0	0	0	0	0	0
1.1.1. Ventas de energía eléctrica	0	0	0	0	0	0
a) Ventas de energía mercado de producción			0			0
b) Ventas de energía contratos bilaterales nacionales			0			0
c) Ventas de energía contratos bilaterales internacionales			0			0
d) Ventas de energía a clientes a tarifa / suministro de último recurso			0			0
e) Ventas de energía del comercializador			0			0
f) Energía suministrada y no facturada			0			0
g) Otras ventas de energía eléctrica			0			0
1.1.2. Ventas de gas	0	0	0	0	0	0
a) Ventas de gas a ciclos combinados			0			0
b) Margen por intercambios de gas con otros comercializadores			0			0
c) Ventas de gas a otros clientes			0			0
d) Otras ventas de gas			0			0
1.1.3. Otras ventas			0			0
1.2. Ingresos por prestaciones de servicios	0	0	0	0	0	0
a) Ingresos por retribución de actividades reguladas de electricidad			0			0
b) Ingresos por retribución de actividades reguladas de gas			0			0
c) Derechos, acometidas, alquileres y otros de actividades eléctricas			0			0
d) Derechos, acometidas, alquileres y otros de actividades gasistas			0			0
e) Otros ingresos regulados			0			0
g) Otros ingresos	0	0	0	0	0	0
g_1) Ingresos por construcción de instalaciones para terceros			0			0
g_2) Operación y mantenimiento para terceros			0			0
g_3) Actividades de telecomunicaciones			0			0
g_4) Otros			0			0
2. Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación			**0**			**0**
3. Trabajos realizados por la empresa para su activo			**0**			**0**
4. Aprovisionamientos	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
4.1 Compras de energía eléctrica	0	0	0	0	0	0
a) Compras de energía mercado de producción			0			0
b) Compras de energía contratos bilaterales nacionales			0			0
c) Compras de energía contratos bilaterales internacionales			0			0
d) Compras de energía regimen especial			0			0
4.2 Consumos de gas	0	0	0	0	0	0
a) Consumos de gas mediante subastas			0			0
b) Consumos de gas contratos bilaterales nacionales			0			0
c) Consumos de gas contratos bilaterales internacionales			0			0
4.3 Consumos de otras materias energéticas	0	0	0	0	0	0
a) Carbón			0			0
b) Fuel			0			0
c) Gas			0			0
d) Otras materias energéticas			0			0
4.4 Otras compras y consumos de materias no energéticas			0			0
4.5 Gastos por peajes de transporte de gas			0			0
4.6 Gastos por peajes de distribución de gas			0			0
4.7 Gastos por tarifa de acceso de electricidad			0			0
4.8 Consumos de derechos de emisión de CO2			0			0
4.9 Trabajos realizados por otras empresas			0			0
4.10 Deterioro de aprovisionamientos			0			0
5. Otros ingresos de explotación	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
a) Ingresos accesorios y otros de gestión corriente			0			0
b) Subvenciones de explotación incorporadas al resultado del ejercicio			0			0
6. Gastos de personal	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
a) Sueldos, salarios y asimilados			0			0
b) Seguridad Social			0			0
c) Dotaciones y aportaciones a planes de pensiones			0			0
d) Provisiones			0			0
7. Otros gastos de explotación	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
a) Reparaciones y conservación de instalaciones técnicas de gas			0			0
b) Reparaciones y conservación de instalaciones técnicas de energía eléctrica			0			0
c) Otros servicios exteriores			0			0
d) Tributos			0			0
e) Pérdidas, deterioro y variación de provisiones por operaciones comerciales			0			0
f) Otros gastos de gestión corriente			0			0
8. Amortización del inmovilizado	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
a) Amortización de las instalaciones técnicas de gas			0			0
b) Amortización de las instalaciones técnicas de energía eléctrica			0			0
c) Otras amortizaciones			0			0
9. Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras			**0**			**0**
10. Deterioro y resultados por enajenaciones del inmovilizado	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
a) Deterioros y pérdidas			0			0
b) Resultados por enajenaciones y otras			0			0
A.1) RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (1+2+3+4+5+6+7+8+9+10)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

NOTA: (N) Período actual (N-1) Período anterior

Página 2/2

CNE Comisión Nacional de Energía

Grupo	
P. actual	
P. anterior	

CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA (Miles de euros)	España (N)	Resto (N)	Total (N)	España (N -1)	Resto (N-1)	Total (N-1)
A.1) RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (de la hoja 1/2 anterior)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
11. Ingresos financieros	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
a) De participaciones en instrumentos de patrimonio			0			0
b) De valores negociables y de créditos del activo inmovilizado			0			0
12. Gastos financieros			**0**			**0**
13. Variación de valor razonable en instrumentos financieros	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
a) Cartera de negociación y otros			0			0
b) Imputación al resultado ejercicio por activos financieros disponibles para la venta			0			0
14. Diferencias de cambio			**0**			**0**
15. Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
a) Deterioros y pérdidas			0			0
b) Resultados por enajenaciones y otras			0			0
A.2) RESULTADO FINANCIERO (11+12+13+14+15)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
16. Resultado de entidades valoradas por el método de la participación			**0**			**0**
A.3) RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS (A.1 + A.2 + 16)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
17. Impuestos sobre beneficios			**0**			**0**
A.4) RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS (A.3 + 17)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
B) OPERACIONES INTERRUMPIDAS **18. Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos**			**0**			**0**
A.5) RESULTADO DEL EJERCICIO (A.4 + 18)	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Resultado atribuido a la entidad dominante			0			0
Resultado atribuido a intereses minoritarios			0			0

NOTA: (N) Período actual (N-1) Período anterior

§ 45

Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 21, de 24 de enero de 2020
Última modificación: 5 de febrero de 2025
Referencia: BOE-A-2020-1066

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó, a estos efectos, la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, a fin de transferir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las competencias dadas al regulador en la normativa europea.

A través de dicha modificación, la Ley 3/2013, de 4 de junio, citada, asignó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la función de establecer mediante circular, previo trámite de audiencia y siguiendo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la estructura y metodología para el cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y distribución, respetando el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico de conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, modificó el marco tarifario establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. En particular, diferenció los peajes de acceso destinados a cubrir la retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, en línea con lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE, de los cargos destinados a cubrir el resto de los costes regulados.

El artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes. En caso de que se produzca una transferencia de energía a través de la red de distribución en instalaciones próximas a efectos de autoconsumo, se podrán establecer las cantidades que resulten de aplicación por el uso de dicha red de distribución. Los excedentes de las instalaciones de generación asociadas al autoconsumo estarán sometidos al mismo tratamiento que la energía producida por el resto de las instalaciones de producción, al igual que los déficits de energía que los autoconsumidores adquieran a través de la red de transporte o distribución estarán sometidos al mismo tratamiento que los del resto de consumidores.

El artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, dispone que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, mediante circular, la metodología para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deberán satisfacer los usuarios de las mismas. Asimismo, señala que los peajes serán únicos en todo el territorio nacional, que no incluirán ningún tipo de impuestos y que, con carácter general, se actualizarán anualmente. A tal fin, las empresas que realicen las actividades con retribución regulada facilitarán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cuanta información sea necesaria. Por último, señala que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará los peajes mediante resolución que se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

La circular se adecua a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, dado que responde a los principios de necesidad y eficacia, siendo el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue.

La proporcionalidad de la circular deriva del hecho de contener la regulación imprescindible para determinar la metodología de cálculo de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución. Esto es, establece los principios generales que rigen la metodología de cálculo, las fórmulas para determinar los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y recoge los procedimientos que han de seguir y la información que han de aportar los distintos agentes para la determinación de los peajes.

Conforme a los principios de eficiencia y transparencia, la metodología de peajes de transporte y distribución establecida en la presente circular consiste en la definición de una estructura de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, así como de unas reglas explícitas para asignar la retribución de las actividades de transporte y la distribución de forma objetiva, transparente, no discriminatoria y siguiendo criterios de eficiencia en el uso de las redes. En este sentido, la asignación de la retribución de transporte y distribución de la metodología se rige según el principio de causalidad de los costes de redes, debido a que cada peaje se calcula en función de los factores que inducen el coste de las redes de transporte y distribución, en particular, de la demanda de diseño de cada nivel de tensión. Asimismo, se imputa la retribución de las redes de transporte y distribución teniendo en cuenta el uso que hacen de las mismas, para su suministro, los distintos grupos tarifarios. Por último, se diferencian los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución en función de los distintos periodos horarios, incentivando el uso de redes en periodos donde la saturación de redes es menor y se desincentiva el uso de las redes en periodos horarios de mayor demanda del sistema eléctrico donde la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

Asimismo, durante la tramitación se han cumplido todas las exigencias normativas en materia de participación y audiencia de interesados.

Por otra parte, la circular busca generar las menores cargas administrativas para los administrados, así como los menores costes indirectos, fomentando el uso racional de los recursos necesarios.

Al margen de la derogación que se lleva a cabo de la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, hay que tener en cuenta que esta circular desplaza ciertas disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban los peajes de electricidad, disposiciones que, en las materias que son objeto de regulación en esta circular, devienen ahora inaplicables, conforme a lo establecido en el citado Real Decreto-ley.

Por todo lo anterior, conforme a las funciones asignadas por el artículo 7.1.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, previo trámite de audiencia, y de acuerdo con las orientaciones de política energética establecidas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, según las conclusiones alcanzadas a este respecto en la Comisión de Cooperación prevista en el artículo 2 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión de 15 de enero de 2020, ha acordado, de acuerdo con el Consejo de Estado, emitir la presente circular.

Artículo 1. *Objeto de la circular.*

Constituye el objeto de la presente circular el establecimiento de la metodología para el cálculo anual de los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. La circular será de aplicación para la determinación de los precios de los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución aplicables a:

a) Los consumidores en los términos previstos en el artículo 6.1.g) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

b) Los productores de energía eléctrica, por los consumos propios, siempre que utilicen las redes de transporte o de distribución.

c) Las importaciones y exportaciones de energía eléctrica que se realicen a través de interconexiones con países no miembros de la Unión Europea, independientemente del país de origen (importación) o destino (exportación).

d) Las importaciones y exportaciones de energía eléctrica que se realicen a través de las interconexiones intracomunitarias del sistema eléctrico español, en caso de abandono del mecanismo ITC, «Inter-Transmission System Operator Compensation Mechanism», previsto en el Reglamento (UE) No 838/2010 de la Comisión, de 23 de septiembre de 2010, por parte de alguno de los países vecinos interconectados eléctricamente.

2. Quedan exceptuados del pago de peajes:

a) Los productores de energía eléctrica por las inyecciones en la red de transporte o distribución

b) La energía empleada por las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica como consumos propios para el funcionamiento de sus instalaciones, que tendrá el mismo tratamiento que las pérdidas en sus redes.

Los consumos propios de la actividad de transporte que sean suministrados desde instalaciones de la red de distribución, se considerarán como puntos frontera entre la red de distribución y la red de transporte.

c) La energía consumida por los bombeos de uso exclusivo para la producción eléctrica.

d) Las baterías de almacenamiento de energía conectadas en la red de transporte o distribución, en los términos definidos en el artículo 2 en del Reglamento 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio, relativo al mercado interior de la energía.

3. Asimismo, la circular será de aplicación para la determinación de los pagos por el uso de las redes de los autoconsumidores por la energía consumida de la red y por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas a través de la red.

Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos de lo establecido en esta circular se entenderá por:

a) Grupo tarifario: Agrupación de suministros con las mismas características de conexión a un mismo nivel de tensión tarifario y con una misma discriminación horaria.

b) Niveles de tensión tarifarios: Niveles de tensión que definen cada peaje de transporte y distribución, esto es NT0 (tensiones iguales o inferiores a 1 kV), NT1 (tensiones superiores a 1 kV e inferiores a 30 kV), NT2 (tensiones iguales o superiores a 30 kV e inferiores a 72,5 kV), NT3 (tensiones iguales o superiores de 72,5 kV e inferiores a 145 kV) y NT4 (tensiones iguales o superiores a 145 kV).

c) Discriminación horaria: Diferenciación de las horas del año en periodos horarios de cada peaje de transporte y distribución.

d) Periodo horario: Agrupación de las horas del año con las mismas características, a efectos de la discriminación horaria de los peajes de transporte y distribución.

e) Términos de facturación: Componentes de la facturación de los peajes de transporte y distribución relacionados con las variables inductoras del coste.

f) Demanda en barras de central: Energía inyectada en la red procedente de las centrales de generación y de las importaciones y deducidos los consumos en bombeo y las

exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo se deben detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.

g) Monótona del sistema: Demanda horaria en barras de central ordenada de mayor a menor para todas las horas en un periodo, por ejemplo, el año.

h) Curva de carga del sistema: Demanda horaria en barras de central para el sistema eléctrico en un periodo, por ejemplo, el año.

i) Curva de carga de un colectivo de consumidores: Demanda horaria en barras de central de un colectivo de consumidores a lo largo de un periodo, por ejemplo, en un año.

j) Consumos propios de generación: Energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción. Los consumos propios incluyen los servicios auxiliares de centrales de producción (suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central, tales como en carga, arranques, paradas y emergencias) y suministros a equipamientos y accionamientos eléctricos asociados a los diversos procesos de la central (incluyen instalaciones de control, telecomunicaciones, instalaciones mecánicas, fuerza y alumbrado).

k) Consumos propios de transporte y distribución: Consumos correspondientes a los servicios auxiliares que se produzcan en sus instalaciones eléctricas (subestaciones, centros de control, centros de reparto, centros de maniobra y centros de transformación). En ningún caso podrán considerarse como consumos propios los correspondientes a los suministros de oficinas y almacenes fuera del perímetro de las mismas.

Artículo 4. *Principios generales.*

La metodología de asignación objeto de la presente circular se basa en los siguientes principios tarifarios:

a) Suficiencia. Los peajes de transporte y distribución resultantes de la metodología de la presente circular, garantizan la recuperación de la retribución reconocida a dichas actividades, de acuerdo con las previsiones realizadas.

b) Eficiencia. Los peajes de transporte y distribución calculados con la metodología de la presente circular, asignan la retribución de las redes a cada grupo tarifario según el principio de causalidad, evitando subsidios cruzados entre grupos tarifarios e incentivando la eficiencia en el uso de la red de transporte y distribución.

c) Aditividad. Los peajes de transporte y distribución incluyen de forma aditiva la retribución del transporte y la distribución que les corresponde a cada grupo tarifario.

d) Transparencia y objetividad. Los criterios de asignación de la retribución del transporte y la distribución, la información de entrada y los parámetros aplicados en la metodología están definidos explícitamente en la presente circular y son públicos.

e) No discriminación en los peajes de transporte y distribución entre los usuarios de la red con las mismas características, esto es, que pertenecen al mismo grupo tarifario.

f) Los peajes de transporte y distribución son únicos en todo el territorio nacional.

Artículo 5. *Costes considerados en la determinación de los peajes de transporte y distribución.*

1. Son objeto de asignación, conforme a la metodología descrita en la presente circular, los siguientes conceptos:

a) La retribución anual de la actividad de transporte, establecida en la correspondiente resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

b) La retribución anual de la actividad de distribución, establecida en la correspondiente resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Se incluyen, en su caso, las revisiones anuales de la retribución de la actividad de transporte y distribución correspondientes a ejercicios anteriores.

3. En la determinación de los peajes de transporte y distribución se incluyen:

a) Los ingresos y pagos resultantes de las conexiones internacionales de electricidad, incluidos los derivados de los mecanismos de asignación de capacidad de intercambio y gestión de congestiones, según se establece en el artículo 19.3 del Reglamento (UE)

2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

b) Las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de ejercicios anteriores.

Artículo 6. *Definición de la estructura de peajes de transporte y distribución.*

1. Los peajes de transporte y distribución se diferencian por niveles de tensión tarifarios y periodos horarios y constan de un término de facturación por potencia contratada y un término de facturación por energía activa consumida. En su caso, se aplicará también un término de facturación por potencia demandada, cuando esta supere la potencia contratada, y un término de facturación por energía reactiva.

2. Los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores, a los autoconsumidores por la energía demandada de la red y a los generadores por los consumos propios, son los siguientes:

a) Peaje 2.0TD de aplicación a suministros conectados en redes de tensión no superior a 1 kV, con potencia contratada inferior o igual a 15 kW en todos los periodos. Este peaje consta de dos términos de potencia contratada y de tres términos de energía consumida.

b) Peaje 3.0TD de aplicación a suministros conectados en redes de tensión no superior a 1 kV con potencia contratada superior a 15 kW en alguno de los seis periodos horarios. Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo Pn+1 sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior Pn.

c) Peaje 6.1TD de aplicación a suministros conectados en tensiones superiores a 1 kV e inferiores a 30 kV (nivel de tensión tarifario NT1). Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo Pn+1 sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior Pn.

d) Peaje 6.2TD de aplicación a suministros conectados en tensiones iguales o superiores a 30 kV e inferiores a 72,5 kV (nivel de tensión tarifario NT2). Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo Pn+1 sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior Pn.

e) Peaje 6.3TD de aplicación a suministros conectados en tensiones iguales o superiores a 72,5 kV e inferiores a 145 kV (nivel de tensión tarifario NT3). Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo Pn+1 sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior Pn.

f) Peaje 6.4TD de aplicación a suministros conectados en tensiones iguales o superiores a 145 kV (nivel de tensión tarifario NT4). Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo Pn+1 sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior Pn.

El criterio de potencias contratadas crecientes deberá cumplir en todo caso con las restricciones derivadas de los equipos de medida conforme a lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

3. Los pagos por el uso de la red de transporte y distribución de aplicación a los autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso de instalaciones próximas a través de red tendrán la siguiente estructura:

a) Peaje 2.0TDA de aplicación a suministros conectados en redes de tensión no superior a 1 kV con potencia contratada inferior o igual a 15 kW en todos los periodos horarios. Este peaje consta de tres términos de energía por la energía autoconsumida.

b) Peaje 3.0TDA de aplicación a suministros conectados en redes de tensión no superior a 1 kV con potencia contratada superior a 15 kW en alguno de los seis periodos horarios. Este peaje consta de seis términos de energía por la energía autoconsumida.

c) Peaje 6.1TDA de aplicación a suministros conectados en tensiones superiores a 1 kV e inferiores a 30 kV (nivel de tensión tarifario NT1). Este peaje consta de seis términos de energía por la energía autoconsumida.

d) Peaje 6.2TDA de aplicación a suministros conectados en tensiones iguales o superiores a 30 kV e inferiores 72,5 kV (nivel de tensión tarifario NT2). Este peaje consta de seis términos de energía por la energía autoconsumida.

e) Peaje 6.3TDA de aplicación a suministros conectados en tensiones iguales o superiores a 72,5 kV e inferiores a 145 kV (nivel de tensión tarifario NT3). Este peaje consta de seis términos de energía por la energía autoconsumida.

f) Peaje 6.4TDA de aplicación a suministros conectados en tensiones iguales o superiores a 145 kV (nivel de tensión tarifario NT4). Este peaje consta de seis términos de energía por la energía autoconsumida.

4. A las importaciones y exportaciones de energía previstas en los apartados 1.c) y 1.d) del artículo 2 será de aplicación el peaje 6.4TD.

Artículo 7. *Periodos horarios de los peajes de transporte y distribución.*

1. A efectos de la aplicación de la presente metodología, los periodos horarios de los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución son los que se definen en el apartado siguiente.

2. La discriminación horaria de seis periodos será de aplicación a los términos de potencia y energía de todos los peajes, con la excepción del peaje 2.0 TD.

La discriminación horaria de seis periodos diferencia las horas del año en seis periodos horarios (de P1 a P6) en función de la temporada, el día de la semana y la hora del día.

a) Definición de las temporadas eléctricas: A efectos de la aplicación en los peajes de transporte y distribución, se considerará el año dividido en cuatro temporadas, incluyendo en cada una de ellas los siguientes meses:

Península:

(i) Temporada alta: enero, febrero, julio y diciembre.
(ii) Temporada media alta: marzo y noviembre.
(iii) Temporada media: junio, agosto y septiembre.
(iv) Temporada baja: abril, mayo y octubre.

Canarias:

(i) Temporada alta: julio, agosto, septiembre y octubre.
(ii) Temporada media alta: noviembre y diciembre.
(iii) Temporada media: enero, febrero y marzo.
(iv) Temporada baja: abril, mayo y junio.

Illes Balears:

(i) Temporada alta: junio, julio, agosto y septiembre.
(ii) Temporada media alta: mayo y octubre.
(iii) Temporada media: enero, febrero y diciembre.
(iv) Temporada baja: marzo, abril y noviembre.

Ceuta:

(i) Temporada alta: enero, febrero, agosto y septiembre.
(ii) Temporada media alta: julio y octubre.
(iii) Temporada media: marzo, noviembre y diciembre.
(iv) Temporada baja: abril, mayo y junio.

Melilla:

(i) Temporada alta: enero, julio, agosto y septiembre.
(ii) Temporada media alta: febrero y diciembre.
(iii) Temporada media: junio, octubre y noviembre.
(iv) Temporada baja: marzo, abril y mayo.

b) Definición de los tipos de días: A efectos de la aplicación de los peajes de transporte y distribución, los tipos de días se clasifican de la siguiente forma:

(i) Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.
(ii) Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media alta.
(iii) Tipo B1: de lunes a viernes no festivos de temporada media.
(iv) Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja.
(v) Tipo D: sábados, domingos, festivos y 6 de enero.

Se consideran a estos efectos como días festivos los de ámbito nacional, definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con exclusión tanto de los festivos sustituibles como de los que no tienen fecha fija.

c) Definición de los periodos horarios: Los horarios a aplicar por tipo de día en la Península son los siguientes:

Periodo horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 9 h a 14 h De 18 h a 22 h	–	–	–	–
P2	De 8 h a 9 h De 14 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 9 h a 14 h De 18 h a 22 h	–	–	–
P3	–	De 8 h a 9 h De 14 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 9 h a 14 h De 18 h a 22 h	–	–
P4	–	–	De 8 h a 9 h De 14 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 9 h a 14 h De 18 h a 22 h	–
P5	–	–	–	De 8 h a 9 h De 14 h a 18 h De 22 h a 0 h	–
P6	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día.

Los horarios a aplicar por tipo de día en Illes Balears son los siguientes:

Periodo horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	–	–	–	–
P2	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	–	–	–
P3	–	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	–	–
P4	–	–	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	–
P5	–	–	–	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	–
P6	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día.

Los horarios a aplicar por tipo de día en Canarias son los siguientes:

Periodo horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	–	–	–	–
P2	–	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	–	–
P3	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	–	–	–
P4	–	–	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	De 10 h a 15 h De 18 h a 22 h	–
P5	–	–	–	De 8 h a 10 h De 15 h a 18 h De 22 h a 0 h	–

Periodo horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P6	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día.

Los horarios a aplicar por tipo de día en Ceuta son los siguientes:

Periodo horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 10 h a 15 h De 19 h a 23 h	–	–	–	–
P2	–	De 10 h a 15 h De 19 h a 23 h	De 10 h a 15 h De 19 h a 23 h	–	–
P3	–	De 8 h a 10 h De 15 h a 19h De 23 h a 0 h	–	De 10 h a 15 h De 19 h a 23 h	–
P4	De 8 h a 10 h De 15 h a 19 h De 23 h a 0 h	–	De 8 h a 10 h De 15 h a 19 h De 23 h a 0 h	–	–
P5	–	–	–	De 8 h a 10 h De 15 h a 19 h De 23 h a 0 h	–
P6	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día.

Los horarios a aplicar por tipo de día en Melilla son los siguientes:

Periodo horario	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	De 10 h a 15 h De 19 h a 23 h	–	–	–	–
P2	De 8 h a 10 h De 15 h a 19 h De 23 h a 0 h	De 10 h a 15 h De 19 h a 23 h	–	–	–
P3	–	De 8 h a 10 h De 15 h a 19 h De 23 h a 0 h	De 10 h a 15 h De 19 h a 23 h	–	–
P4	–	–	De 8 h a 10 h De 15 h a 19 h De 23 h a 0 h	De 10 h a 15 h De 19 h a 23 h	–
P5	–	–	–	De 8 h a 10 h De 15 h a 19 h De 23 h a 0 h	–
P6	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	De 0 h a 8 h	Todas las horas del día.

3. Discriminación horaria de tres periodos: La discriminación horaria de tres periodos será de aplicación al término de energía del peaje 2.0 TD.

La discriminación horaria de tres periodos diferencia las horas del año en tres periodos horarios: periodo 1 (punta), periodo 2 (llano) y periodo 3 (valle). Se consideran horas punta, llano y valle las siguientes:

Invierno y verano (lunes a viernes laborables)					
Península, Illes Balears y Canarias			Ceuta y Melilla		
P1	P2	P3	P1	P2	P3
10 h-14 h 18 h-22 h	8 h-10 h 14 h-18 h 22 h-24 h	0 h-8 h	11 h-15 h 19 h-23 h	8 h-11 h 15 h-19 h 23 h-24 h	0 h-8 h

Se consideran como horas del periodo 3 (valle) todas las horas de los sábados, domingos, el 6 de enero y los días festivos de ámbito nacional, definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con exclusión tanto de los festivos sustituibles como de los que no tienen fecha fija.

4. Discriminación horaria de dos periodos: La discriminación horaria de dos periodos será de aplicación al término de facturación de potencia y excesos de potencia de aplicación al peaje 2.0 TD.

La discriminación horaria de dos periodos diferencia las horas del año en dos periodos horarios: punta-llano y valle. El periodo punta-llano de la discriminación horaria de dos periodos agrupa los periodos P1 (punta) y P2 (llano) de la discriminación horaria en tres

periodos, mientras que el periodo valle de la discriminación horaria de dos periodos se corresponde con el periodo 3 de la discriminación horaria de tres periodos.

Artículo 8. *Metodología de asignación de la retribución del transporte y la distribución.*

La metodología de asignación de la retribución reconocida a las actividades de transporte y distribución para establecer los correspondientes peajes, cuyo desarrollo se recoge en el anexo I, consta de las siguientes etapas y responde a los siguientes criterios:

1. Conforme al criterio de suficiencia, se determina la retribución de transporte y de distribución que debe recuperarse anualmente a través de los peajes de transporte y distribución.
2. Conforme al criterio de causalidad, se asigna la retribución del transporte y la distribución por niveles de tensión tarifarios.
3. Conforme al criterio de causalidad y reflejo de costes, se asigna la retribución del transporte y la distribución de cada nivel de tensión tarifario a los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución.
4. Conforme al criterio de eficiencia, se asigna la retribución del transporte y distribución de cada nivel de tensión y término de facturación por periodo horario, teniendo en cuenta la participación de los mismos en la punta.
5. Conforme al criterio de aditividad y causalidad, se asigna la retribución de cada nivel de tensión a recuperar por término de facturación y periodo horario al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores, según un modelo de red simplificado.
6. Se determinan los términos de facturación de la potencia contratada resultantes de la asignación de la retribución del transporte y la distribución.
7. Se determinan los términos de facturación de energía consumida resultantes de la asignación de la retribución del transporte y la distribución.
8. Se determinan los términos de facturación de energía consumida de los pagos de transporte y distribución de aplicación a los autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso de instalaciones próximas a través de red.
9. El término del exceso de potencia para cada modalidad de facturación se determinará siguiendo el siguiente procedimiento:

1.º Se factura el término de potencia contratada de cada grupo tarifario considerando que la potencia contratada de cada periodo se corresponde con la demanda máxima registrada en dicho periodo, dada la curva de carga del grupo tarifario.
2.º Se realiza una optimización de las potencias, teniendo en cuenta el término del exceso de potencia vigente en el momento de cálculo, con objeto de determinar la potencia que se contrataría por periodo que minimiza la facturación de peajes, dada la curva de carga del grupo tarifario.
3.º El precio del exceso de potencia resulta de comparar las facturaciones obtenidas en los puntos 1.º y 2.º anteriores con dos restricciones:

a) El resultado de facturar la potencia contratada teórica del periodo 1 es igual o inferior al resultado de facturar la potencia contratada optimizada más la facturación por potencia demandada de ese mismo periodo.
b) La facturación por potencia contratada debe ser igual o inferior al resultando de facturar la potencia contratada optimizada más la facturación por excesos de potencia.

4.º El término resultante se incrementará en un 20 % al objeto de desincentivar la contratación de potencias inferiores a las realmente demandadas.

Artículo 9. *Aplicación de los peajes de transporte y distribución de electricidad.*

1. Los peajes de transporte y distribución constan de un término de facturación por potencia contratada, un término de facturación por energía consumida y, cuando sea de aplicación, un término de facturación por la potencia demandada y un término de facturación por la energía reactiva.
La facturación de los peajes de transporte y distribución se realizará mensualmente, con las excepciones previstas en la normativa vigente, de acuerdo con las fórmulas que figuran en los apartados siguientes.

2. Facturación por potencia contratada: La facturación por potencia contratada será el sumatorio resultante de multiplicar la potencia contratada en cada período horario por el precio del término de potencia correspondiente, según la fórmula siguiente:

$$FP = \sum_{p=1}^{p=i} Tp_p * Pc_p$$

Donde:

FP: Facturación de la potencia, expresada en euros.

Tp_p*:* Precio del término de potencia del periodo horario *p,* expresado en €/kW y año.

Pc_p*:* Potencia contratada en el período horario *p,* expresada en kW.

i: Número de periodos horarios de los que consta el término de facturación de potencia del peaje correspondiente.

La facturación por potencia contratada se prorrateará por el número de días, o el número de horas en el caso de contratos de duración inferior al día, que comprende el periodo de facturación, considerando que el día de lectura inicial está excluido y el día de lectura final está incluido.

Dentro del ámbito de aplicación internacional referido en los artículos 2.1.c) y 2.1.d), la facturación de potencia, en cada período tarifario, se calculará multiplicando el precio establecido para el término de potencia por la suma de las potencias efectivamente programadas en cada hora divididas por el número total de horas del período.

Si durante el periodo de facturación se hubiera producido una actualización de los precios de los términos de potencia, la facturación de la potencia tendrá en cuenta el número de días de vigencia de los precios de los términos de potencia en el periodo de facturación.

Asimismo, si durante el periodo de facturación se hubiera producido una modificación de las potencias contratadas en la facturación se tendrá en cuenta el número de días de vigencia cada una de las potencias contratadas durante el periodo de facturación.

3. Término de facturación por energía consumida: El término de facturación de energía consumida será el sumatorio resultante de multiplicar la energía activa consumida o, en su caso, estimada en cada período horario por el precio del término de energía correspondiente, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FE = \sum_{p=1}^{p=i} Te_p * E_p$$

Donde:

FE: Facturación por energía, expresada en euros.

Te_p*:* Precio del término de energía del periodo horario *p,* expresado en €/kWh.

E_p*:* Energía activa consumida o estimada en el período horario *p,* expresada en kWh. En el caso de las importaciones y exportaciones de energía se considerará la energía programada en cada periodo horario.

i: Número de periodos horarios de los que consta el término de facturación de energía del peaje correspondiente.

Si durante el periodo de facturación se hubiera producido una actualización de los precios de los términos de energía, la facturación por energía tendrá en cuenta la energía real consumida durante el periodo en que haya regido cada uno de los precios, con la excepción de que no se disponga del consumo real registrado o no se disponga de contador con medida horaria, en cuyo caso el consumo registrado en el periodo de facturación se distribuirá proporcionalmente al número de días de vigencia de cada uno de los precios.

4. Término de facturación por la potencia demandada.

a) Control de potencia: El control de la potencia demandada se realizará mediante los aparatos de control y medida de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, conforme a lo siguiente:

1) En los tipos de punto de medida 5 con contadores que permitan la discriminación horaria y la telegestión el control de la potencia demandada se realizará mediante la apertura del elemento de corte del contador de energía instalado tarado a las correspondientes potencias contratadas.

En los tipos de punto de medida 5 que no dispongan de contador que permita la discriminación horaria y la telegestión, el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación del interruptor de control de potencia (ICP) tarado al amperaje correspondiente a la potencia contratada. En este caso la potencia contratada del periodo de punta-llano y del periodo de valle serán la misma.

En los tipos de punto de medida 5 cuando la potencia demandada supere a la potencia contratada se producirá un corte del suministro y, por tanto, no será de aplicación el término de facturación por la potencia demandada.

En aquellos casos en que el suministro, por sus características, no pueda ser interrumpido, el control de potencia se realizará mediante la instalación de maxímetro y la potencia contratada no podrá ser inferior a la potencia que, en su caso, figure en el boletín de instalador para los equipos que no puedan ser interrumpidos. A estos suministros sí les será de aplicación el término de facturación por la potencia demandada.

2) En los tipos de punto de medida 4, el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación de los correspondientes aparatos de medida que registrarán la potencia cuarto-horaria máxima demandada en cada período tarifario.

3) En los tipos de punto de medida 1, 2 y 3 el control de la potencia demandada se realizará por medio de las mediciones cuarto-horarias de los equipos de medida.

b) Facturación por la potencia demandada: cuando la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario a la potencia contratada en el mismo, se procederá, además, a la facturación de los excesos registrados en cada período, de acuerdo con lo siguiente:

1) Puntos de suministro con tipo de punto de medida 4 y 5:

$$F_{PD} = \sum_{p=1}^{P=i} tep_p{}^{4-5} \times (Pd_j - Pc_P) \times n$$

Donde:

$F_{PD:}$ Facturación por potencia demanda, expresado en euros.

$tep_p{}^{4\text{-}5:}$ Término de exceso de potencia, expresado en €/kW y día, del peaje correspondiente en el periodo horario *p*, aplicable a los puntos de suministro con tipo de punto de medida 4 y 5.

$Pd_{j:}$ Potencia demandada en cada uno de los períodos horario *p* en que se haya sobrepasado Pc_p, expresada en kW.

$Pc_{p:}$ Potencia contratada en el período horario *p,* expresada en kW.

i: Número de periodos horarios de los que consta el término de facturación de potencia del peaje correspondiente.

n: Número de días que comprende el periodo de facturación.

2) Puntos de suministro con tipo de punto de medida 1, 2 y 3:

$$F_{PD} = \sum_{p=1}^{P=i} tep_p{}^{1-3} \times \sqrt{\sum_{j=1}^{n} \left(Pd_j - Pc_p\right)^2}$$

Donde:

$F_{PD:}$ Facturación por potencia demanda, expresada en euros.

$tep_p{}^{1\text{-}3}$: Término de exceso de potencia, expresado en €/kW, del peaje correspondiente, en el periodo horario *p,* aplicable a los puntos de suministro con tipo de punto de medida 1,2 y 3.

Pd_j: Potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora *j* del período horario *p* en que se haya sobrepasado Pc_p, expresada en kW. En el caso de que el equipo de medida no disponga de capacidad de registro cuartohoraria, se considerará la misma potencia demandada en todos los cuartos de hora.

Pc_p: Potencia contratada en el período horario, expresada en kW.

i: Número de periodos horarios de los que consta el término de facturación de potencia del peaje correspondiente.

3) La facturación por el término de potencia demandada se realizará, con carácter general, mensualmente.

En el caso de que durante el periodo de facturación se produjera un cambio de temporada, en la facturación del término por potencia demandada se tendrá en cuenta el número de días de cada una de las temporadas.

En el caso de que durante el periodo de facturación se produjera una actualización de los precios del término de potencia demandada, en la facturación del término por potencia demandada se tendrá en cuenta el número de días de vigencia de cada uno de los precios.

En el caso de que durante el periodo de facturación se produjera un cambio en la contratación que rompa el ciclo de facturación, como un cambio de potencia contratada, un cambio de titular, una alta, una baja, un cambio de tarifa contratada, un cambio de tensión, un cambio del tipo de autoconsumo, un cambio del tipo de punto de medida, un cambio del tipo de contrato, un cambio en el control de potencia o un cambio de comercializador, la facturación se prorrateará teniendo en cuenta el número de días que afecta al cambio y el número de días del ciclo de facturación.

En el caso de que durante el periodo de facturación se produjera un cambio de comercializador, el término por potencia demandada se facturará tanto al comercializador saliente como al comercializador entrante, asignando a cada uno su parte correspondiente teniendo en cuenta el número de días que afecta al cambio y el número de días del ciclo de facturación.

A los efectos anteriores, el número de días del periodo de facturación se determinará considerando que el día de lectura inicial está excluido y el día de lectura final está incluido.

5. Término de facturación por energía reactiva: El término de facturación por energía reactiva, expresado en €/kVArh, será de aplicación a los sujetos contemplados en el apartado primero del artículo 2 con la excepción de los suministros conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW en todos los periodos horarios y las importaciones y exportaciones referenciadas en los apartados 1.c) y 1.d).

Este término se aplicará sobre todos los períodos horarios, excepto en el período 6, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por 100 del consumo de activa durante el período de facturación considerado y únicamente afectará a dichos excesos.

Los consumidores a los que se les facture el término de energía reactiva deberán disponer del contador de energía reactiva permanentemente instalado.

Artículo 10. *Peajes de aplicación a contratos de duración inferior al año.*

1. Los peajes de aplicación a contratos de duración inferior a un año serán de aplicación a aquellos contratos cuya duración prevista en el momento de contratación sea inferior al año, independientemente del tipo de contrato de que se trate.

2. Los términos de potencia de los peajes de aplicación a los contratos de duración inferior a un año se incrementarán en los siguientes porcentajes, dependiendo de la duración de los mismos:

Duración de los contratos (D)	Porcentaje de recargo
D ≤ 3 meses.	135
3 meses < D ≤ 4 meses.	90
4 meses < D ≤ 5 meses.	63
5 meses < D ≤ 6 meses.	45
D > 6 meses.	32

3. A efectos de facturar estos contratos, se aplicará al término de potencia el recargo correspondiente a una duración del contrato inferior a tres meses, procediéndose en la última factura a la regularización de los importes facturados para adecuarse a la efectiva duración del contrato.

Artículo 11. *Coeficientes de pérdidas.*

1. Los coeficientes de pérdidas para traspasar la energía suministrada en contador a energía suministrada en barras de central a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, son los recogidos en el cuadro siguiente:

Nivel de tensión	Periodos horarios					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	16,7%	16,3%	18,0%	–	–	–
3.0 TD	16,6%	17,5%	16,5%	16,5%	13,8%	18,0%
6.1 TD	6,7%	6,8%	6,5%	6,5%	4,3%	7,7%
6.2 TD	5,2%	5,4%	4,9%	5,0%	3,5%	5,4%
6.3 TD	4,2%	4,3%	4,0%	4,0%	3,0%	4,4%
6.4 TD	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,5%	1,7%

2. A los peajes de transporte y distribución aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público y a los puntos de suministro eléctrico de embarcaciones les serán de aplicación los coeficientes de pérdidas del peaje general correspondiente al nivel de tensión del suministro.

3. Los coeficientes de pérdidas establecidos en el apartado 1 podrán ser objeto de actualización mediante resolución, previo trámite de audiencia pública, con objeto de reflejar fielmente la evolución de las pérdidas del sistema.

Artículo 12. *Obligaciones de información.*

1. La información que sirve de base para la asignación de la retribución reconocida a las actividades de transporte y distribución se actualizará con carácter anual en función de la información proporcionada por el Operador del Sistema y las empresas distribuidoras a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. El Operador del Sistema y las empresas distribuidoras deberán proporcionar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con carácter anual y en el plazo que se establezca, la siguiente información:

a) El Operador del Sistema deberá remitir:

(i) Demanda eléctrica en barras de central desagregada por sistema (Península, Illes Balears, Canarias, Ceuta y Melilla) prevista para el cierre del ejercicio en curso y para los seis ejercicios siguientes. Se deberán aportar, al menos, tres escenarios de previsión de demanda (superior, central e inferior) junto con la descripción detallada de las hipótesis

consideradas, especificando el efecto laboralidad, el efecto temperatura y el efecto actividad económica.

(ii) Escenarios de cobertura para cada uno de los escenarios de previsión de la demanda en barras de central remitidos conforme al punto anterior, desglosada por tecnologías, incluyendo detalle de la energía vertida por las instalaciones de producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos y el desglose del saldo físico internacional, entre importaciones y exportaciones.

(iii) Balances de potencia desagregados por niveles de tensión para la hora de mayor demanda de cada periodo horario de la discriminación horaria en seis periodos establecida para el sistema peninsular, balear y canario correspondientes al último ejercicio con información completa.

(iv) Balances de energía desagregados por niveles de tensión referentes al último ejercicio con información completa, así como su desagregación por periodo horario de la discriminación horaria en seis periodos establecida para el sistema peninsular, balear y canario correspondientes al último ejercicio con información completa.

(v) Demanda en barras de central horaria de cada uno de los sistemas Península, Illes Balears, Canarias, Ceuta y Melilla correspondiente al último ejercicio con información completa.

(vi) Cualquier otra información que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia considere necesario aportar para la aplicación de la presente metodología.

b) Las empresas distribuidoras, bien directamente o a través de las asociaciones de distribuidores a las que pertenezcan cuando se trate de empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, deberán remitir:

(i) Previsiones del número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por peaje de transporte y distribución, junto con la descripción de las hipótesis que hayan sido consideradas en cada caso, para el cierre del ejercicio y para los seis ejercicios siguientes. Adicionalmente, se incluirá la misma información para el último ejercicio cerrado.

(ii) Previsión sobre el número de suministros acogidos a autoconsumo y volumen de autoconsumo para el cierre del ejercicio y para los seis ejercicios siguientes, desagregado por nivel de tensión y modalidad de autoconsumo.

(iii) La curva de carga horaria por grupo tarifario resultante de la agregación de las curvas de carga horarias de los clientes con medida horaria correspondiente al último ejercicio con información anual completa.

(iv) Cualquier otra información que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia considere necesario aportar para la aplicación de la presente metodología.

c) Adicionalmente, las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes conectados a sus redes deberán enviar la siguiente información correspondiente al último ejercicio con información completa:

(i) Balances de potencia desagregados por nivel de tensión para la hora de mayor demanda de cada periodo horario de la discriminación horaria en seis periodos establecida para el sistema peninsular, sistema balear y sistema canario correspondientes al último ejercicio con información completa.

(ii) Balances de energía desagregados por niveles de tensión referentes al último ejercicio con información completa, así como su desagregación por periodo horario de la discriminación horaria en seis periodos establecida para el sistema peninsular, sistema balear y sistema canario correspondientes al último ejercicio con información completa.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá supervisar los criterios de la información solicitada, la calidad de la misma y solicitar, si se considera necesario, su correspondiente revisión.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará antes del 30 de junio de cada año en su página web los formularios electrónicos incluyendo, en su caso, los criterios que deberán seguir los sujetos afectados para cumplimentar la información solicitada, indicando la forma de envío y los plazos de remisión.

Artículo 13. *Publicación de los peajes de transporte y distribución según la metodología establecida e información que sirve para su cálculo.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calculará anualmente y publicará en el «Boletín Oficial del Estado» mediante resolución los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, así como las cuantías de la retribución de las actividades de transporte y distribución de electricidad, conforme se establece en el artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

2. Adicionalmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web la siguiente información agregada que ha servido para el cálculo de los peajes de transporte y distribución:

a) Resolución por la que se establece la retribución de las actividades de transporte y distribución y los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.

b) Memoria justificativa que acompaña a la resolución.

c) Previsión de la demanda en barras de central, desglosada por sistema.

d) Previsión del número de clientes, consumos, y potencias contratadas, desagregadas por grupos tarifarios.

e) Curvas de carga horaria por grupos tarifarios correspondientes al último ejercicio con información completa.

f) Balances de potencia y energía agregados según el modelo simplificado de red, conforme al anexo III.

g) Coeficientes de asignación de la retribución del transporte y de la distribución a los grupos tarifarios ($\alpha_{j,p}^{i}$ y α_{j}^{i} calculados conforme al anexo II).

h) Número de horas del periodo de punta a aplicar anualmente en función del perfil de las curvas de carga por grupos tarifarios.

i) Modelo de cálculo simplificado, que permita a los usuarios de la red calcular los peajes de transporte y distribución para el periodo tarifario y cada uno de los periodos tarifarios del resto del periodo regulatorio.

j) Cualquier otra información que se considere necesaria para la aplicación de la metodología establecida en la presente circular, a efectos de la determinación de los correspondientes peajes de transporte y distribución.

Artículo 14. *Parámetros que se han de aplicar para determinar los peajes de transporte y distribución.*

Para la aplicación de la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución se aplicarán los siguientes parámetros:

1. Los porcentajes de reparto de la retribución de la distribución por niveles de tensión tarifarios serán los establecidos en el apartado 1 del anexo II.

2. Los porcentajes de asignación de los costes anuales de transporte y distribución que se recuperan por el término de potencia y por el término de energía por niveles de tensión tarifarios resultantes de la aplicación de la metodología para los seis años del periodo regulatorio son los definidos en el apartado 2 del anexo II.

Artículo 15. *Tratamiento de desvíos positivos de ejercicios anteriores.*

1. Por circunstancias especiales debidamente justificadas y con el fin de mantener la estabilidad de los peajes se podrá no imputar al ejercicio de establecimiento de los peajes la totalidad de los desvíos positivos correspondientes a ejercicios anteriores.

La aplicación de esta excepción será objeto de expresa motivación tanto en lo relativo a su necesidad como en lo referente al importe que, en su caso, no sea objeto de imputación. Las señaladas circunstancias especiales podrán consistir, entre otras, en procedimientos judiciales en tramitación de los que pueda resultar un impacto negativo en los peajes de ejercicios futuros.

2. A los efectos anteriores, y con fines meramente operativos, se abrirán sendas cuentas en régimen de depósito con destino específico para cada una de las actividades: transporte y distribución.

Disposición adicional primera. *Revisión de la metodología de asignación de peajes de transporte y distribución.*

1. Con carácter general, la metodología establecida en la presente circular será revisada cada seis años.

2. No obstante, se podrá revisar la metodología a mitad del primer periodo regulatorio, que finalizará el 31 de diciembre de 2025, a efectos de incorporar, en su caso, los resultados que se obtengan del grupo de trabajo previsto en el apartado 3.

Adicionalmente, la metodología podrá revisarse, con carácter excepcional, si se producen cambios regulatorios que afecten a la estructura o a los componentes que se enumeran en el artículo 5 o modificaciones en la normativa europea con impacto en la misma, ya sea directo o indirecto.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia creará un grupo de trabajo con el fin de analizar en profundidad, a efectos de la revisión de la metodología, la necesidad de mejorar las señales de precios a los usuarios de las redes, teniendo en cuenta, entre otros, el impacto del autoconsumo, el almacenamiento de energía, la agregación de consumos y la participación de la demanda en la prestación de servicios.

El grupo de trabajo será dirigido por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y estará integrado por representantes del operador del sistema, los transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores.

Disposición adicional segunda. *Peajes de transporte y distribución aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos acceso público.*

1. El titular de un punto de suministro para recarga de vehículo eléctrico de acceso público podrá solicitar la aplicación del peaje regulado en esta disposición ante el distribuidor, directamente o a través de su comercializadora, como opción alternativa a los peajes generales. Para ello, deberá acreditar:

a) Que el punto de suministro será de utilización exclusiva para la recarga de vehículos eléctricos.

b) Que el punto de recarga será de acceso público.

2. Los peajes para recarga de vehículos eléctricos podrán ser de aplicación a aquellos puntos de suministro en redes de tensión inferior a 72,5 kV y con potencia contratada superior a 15 kW.

3. Los peajes de aplicación a los puntos de recarga de vehículo eléctricos de acceso público son los siguientes:

a) Peaje 3.0TDVE de aplicación a puntos de suministro para recarga de vehículos eléctricos conectados en redes de tensión no superior a 1 kV y con potencia contratada superior a 15 kW en alguno de los seis periodos horarios. Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo Pn+1 sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior Pn.

b) Peaje 6.1TDVE de aplicación a puntos de suministro para recarga de vehículos eléctricos conectados en tensiones superiores a 1 kV e inferiores a 30 kV (nivel de tensión tarifario NT1). Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán tales que la potencia contratada en un periodo Pn+1 sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior Pn.

c) Peaje 6.2TDVE de aplicación a puntos de suministro para la recarga de vehículos eléctricos conectados en tensiones superiores a 30 kV e inferiores a 72,5 kV (nivel de tensión tarifario NT2). Este peaje consta de seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Las potencias contratadas en los diferentes periodos serán

tales que la potencia contratada en un periodo Pn+1 sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el periodo anterior Pn.

4. Los peajes para la recarga de vehículo eléctrico se determinarán de la siguiente forma:

a) Los términos de potencia se determinarán de forma que recupere el 20% de la facturación por peajes de transporte y distribución de los correspondientes peajes de acceso establecidos en el artículo 6.2 apartados b) y c) supuesta una utilización del punto del 10%.

b) Los términos de energía se determinarán de forma que recupere el 80% de la facturación por peajes de transporte y distribución de los correspondientes peajes de acceso establecidos en el artículo 6.2 apartados b) y c) supuesta una utilización del punto del 10%.

c) A los peajes para la recarga de vehículos eléctricos les serán de aplicación los mismos términos de facturación por exceso de potencia y energía reactiva, así como los mismos coeficientes de pérdidas que los que se aplican a los correspondientes peajes generales del nivel de tensión al que estén conectados.

5. En el caso de que se detectara que el punto de suministro no es de dedicación exclusiva a la carga de vehículos eléctricos de acceso público, se procederá la refacturación del mismo aplicando los correspondientes peajes de acceso a las redes de transporte y distribución con una penalización del 20%.

6. Este peaje será de aplicación durante el período regulatorio 2020-2025.

Disposición adicional tercera. *Procedimiento de aplicación de los peajes de acceso a los consumos propios de instalaciones de producción de electricidad.*

1. En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la presente circular, el operador del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una propuesta para la determinación de criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia someterá a trámite de audiencia la propuesta del operador del sistema y establecerá mediante resolución el citado procedimiento de aplicación.

Disposición transitoria primera. *Adaptación de los equipos, los sistemas de facturación y los contratos.*

1. Las empresas distribuidoras y comercializadoras adaptarán los equipos de medida, los sistemas de facturación y los contratos a lo dispuesto en esta circular antes del 1 de junio de 2021.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia adaptará a lo dispuesto en esta circular los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores en el plazo de tres meses desde la publicación de la misma.

2. Las potencias contratadas por periodo de los consumidores se mantendrán, en tanto estos no las modifiquen en sus contratos, con la excepción de las potencias contratadas por periodos de los consumidores conectados a redes de baja tensión y tensión comprendida entre 1 y 36 kV con potencia contratada igual o inferior a 450 kW en todos los periodos, para los que se aplicará la siguiente regla:

a) Para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW, la potencia contratada en el periodo valle será la potencia que tiene contratada el consumidor a la entrada en vigor de la presente circular, en tanto el consumidor no modifique dicha potencia.

b) Para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y los conectados en tensión comprendida entre 1 y 36 kV con potencia contratada igual o inferior a 450 kW en todos los periodos:

1) La potencia contratada del periodo 1 del peaje de seis periodos será igual a la potencia contratada en el periodo 1 del peaje al que estuviera acogido el consumidor a la entrada en vigor de la circular.

2) La potencia contratada en los periodos 2, 3, 4 y 5 del peaje de seis periodos será igual a la potencia contratada en el periodo 2 peaje al que estuviera acogido el consumidor a la entrada en vigor de la circular. En caso de incumplir el criterio de potencias crecientes, la potencia contratada en los periodos 2, 3, 4 y 5 será igual a la potencia contratada en el periodo 1.

3) La potencia contratada en el periodo 6 del peaje en seis periodos será igual a la potencia contratada en el periodo 3 del peaje al que estuviera acogido el consumidor a la entrada en vigor de la circular. En caso de incumplir el criterio de potencia crecientes, la potencia contratada en el periodo 6 será igual a la potencia contratada en el periodo 5.

3. El consumidor tendrá derecho a adaptar las potencias contratadas por periodo horario a los periodos definidos en la circular sin coste alguno, independientemente de si hubiera realizado un cambio de potencia en los doce meses anteriores.

4. Las empresas comercializadoras informarán de forma clara y transparente a los consumidores de la nueva estructura de peajes junto con cada una de las facturas que les remitan desde la entrada en vigor de esta circular hasta la efectiva aplicación de los precios que resulten de la aplicación de la misma.

5. Durante el periodo transitorio de adaptación de los sistemas establecido en el punto 1, las empresas distribuidoras aplicarán los peajes de acceso y condiciones de facturación que estuvieran en vigor con anterioridad a la entrada en vigor de la presente circular.

6. Las empresas distribuidoras comunicarán a las comercializadoras el momento en el que se ha adaptado el equipo de medida.

Disposición transitoria segunda. *Facturación por energía capacitiva en el periodo de valle.*

1. Durante el primer periodo regulatorio, todos los consumidores conectados en niveles de tensión superior a 1 kV deberán mantener de forma horaria un factor de potencia superior a 0,98 capacitivo en el periodo 6.

2. Fuera del rango capacitivo anteriormente indicado, será de aplicación una penalización de 0,05 Euro/kVArh.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y Competencia podrá modificar la penalización establecida en el punto 2 mediante resolución, si el análisis de la información disponible o el cambio del comportamiento de los consumidores, lo hiciera aconsejable.

Disposición transitoria tercera. *Impacto gradual de la aplicación de la metodología.*

1. Conforme a la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero las variaciones de los peajes que resulten de la metodología de la circular se trasladarán, según corresponda, de forma gradual en un periodo máximo de cuatro años desde la entrada en vigor de la metodología de cálculo de cargos que establezca el Gobierno.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y Competencia determinará en la resolución por la que se establezcan los valores de los peajes de transporte y distribución prevista en el artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, el procedimiento para trasladar las variaciones de precios de los peajes durante dicho periodo transitorio.

Disposición transitoria cuarta. *Precios de los términos de potencia y energía del peaje de aplicación a los puntos de suministro de acceso público dedicados a la recarga de vehículos eléctricos conectados en redes de tensión igual o superior a 30 kV e inferior a 72,5 kV.*

Los precios de los términos de potencia y energía de aplicación en hasta el 31 de diciembre de 2025 a los puntos de recarga de vehículos eléctricos conectados en redes de tensión igual o superior a 30 kV e inferior a 72,5 kV desde la entrada en vigor de la Circular serán los siguientes:

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 6.2 TDVE (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte.	1,351459	0,712912	0,205777	0,117359	0,003192	0,001708
Distribución.	2,377969	1,402369	0,351035	0,221942	0,010115	0,010115

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 6.2 TDVE (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Peaje T&D.	3,729428	2,115281	0,556812	0,339301	0,013307	0,011823

Peaje T&D	Término de energía del peaje 6.2 TDVE (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte.	0,039418	0,016859	0,005987	0,003106	0,000160	0,000017
Distribución.	0,069294	0,033441	0,010788	0,005861	0,000309	0,000129
Peaje T&D.	0,108712	0,050300	0,016775	0,008967	0,000469	0,000146

Disposición transitoria quinta. *Peajes de aplicación para el suministro eléctrico a embarcaciones.*

1. En tanto no se disponga de la información necesaria que permita la adecuación de la estructura de peajes de la Circular 3/2020, los puntos de suministro cuyo único objeto sea el suministro de energía eléctrica a embarcaciones podrán acogerse a los peajes establecidos en la disposición adicional segunda de la Circular 3/2020, de 15 de enero.

2. A los efectos anteriores, el titular del punto de suministro deberá acreditar:

a) Que el punto de suministro será de utilización exclusiva para el suministro a embarcaciones.

b) Que el punto de suministro será de acceso público.

3. El titular del punto de suministro o el comercializador cuando actúe en representación de este, deberá aportar al distribuidor:

a) Certificado de instalación.

b) Declaración en la que se ponga de manifiesto que el punto de suministro será de acceso público y de uso exclusivo para el suministro de energía a embarcaciones. Esta declaración que deberá acompañar a la solicitud de contratación de acceso a la red como documentación requerida para su aceptación por el distribuidor.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Queda derogada la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Metodología de asignación de la retribución de la actividad de transporte y de distribución

1. Determinación de la retribución de las actividades de transporte y distribución que se debe recuperar a través de los peajes

a) Determinación de la retribución de la actividad de transporte que se debe recuperar a través de los peajes de transporte: La retribución que se debe recuperar a través de los peajes de transporte se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$CT_n = R_{T,n} \pm TSO_n \pm D_T$$

Donde:

CT_n*:* Retribución del transporte a recuperar con cargo al peaje de transporte en el ejercicio *n*.

$R_{T,n}$: Retribución a la actividad de transporte prevista para el año *n* de determinación de peaje de transporte.

TSO_n: Previsión del resultado de ingresos/pagos resultantes de las conexiones internacionales de electricidad, incluidos los derivados de los mecanismos de asignación de capacidad de intercambio y gestión de congestiones que estén establecidos en la normativa vigente para el año de determinación de los peajes de transporte y distribución.

D_T: Desvíos en retribución e ingresos de ejercicios anteriores imputables a la actividad de transporte.

El desvío de retribuciones e ingresos de ejercicios anteriores (D_T) se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$D_T = DR_T \pm DIC_T + DTSO \pm L_T$$

Donde:

DR_T: Revisiones de la retribución de la actividad de transporte correspondientes a ejercicios anteriores no contempladas en la determinación de peajes de transporte de los ejercicios correspondientes, que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DR_T = \sum_{j=n-1}^{\infty} (R_{T,j} - RR_{T,j})$$

Donde:

$R_{T,j}$: Retribución de la actividad de transporte reconocida en el año *j*.

RR_{Tj}: Revisión de la retribución de la actividad de transporte reconocida en el año *j*.

DIC_T: Diferencia entre los ingresos previstos por peajes de transporte en año n-2 y los ingresos por peajes de transporte reales considerados en la Liquidación provisional 14 del ejercicio n-2, calculado según la siguiente fórmula:

$$DIC_T = IC_{T,n-2} - ICR_{T,n-2}$$

Donde:

$IC_{T,n-2}$: Ingresos por peajes de transporte previstos en el año n-2, para consumidores de energía eléctrica.

$ICR_{T,n-2}$: Ingresos por peajes de transporte del año n-2 para consumidores registrados en la Liquidación provisional 14 del sector eléctrico.

DTSO: Diferencia entre los importes previstos y reales de los ingresos/pagos resultantes de las conexiones internacionales, incluidos los derivados de los mecanismos de asignación de capacidad de intercambio y gestión de congestiones que estén establecidos en la normativa vigente para el año de determinación de los peajes de transporte y distribución, calculado según la siguiente fórmula:

$$DTSO = TSO_{n-2} - TSOR_{n-2}$$

Donde:

TSO_{n-2}: Ingresos/pagos resultantes de las conexiones internacionales incluidos los derivados de los mecanismos de asignación de capacidad de intercambio y gestión de congestiones que estén establecidos en la normativa vigente para el año de determinación de los peajes de transporte y distribución previstos en el año n-2.

$TSOR_{n-2}$: Ingresos/pagos resultantes de las conexiones internacionales incluidos los derivados de los mecanismos de asignación de capacidad de intercambio y gestión de

congestiones que estén establecidos en la normativa vigente para el año de determinación de los peajes de transporte y distribución reales en el año n-2.

L_T: Laminación de desvíos positivos de ejercicios anteriores imputables a la actividad de transporte en el año *n*.

b) Determinación de la retribución de redes que se debe recuperar a través de los peajes de distribución.

La retribución de distribución que se debe recuperar a través del peaje de distribución de los consumidores se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$CD_n = R_{D,n} \pm D_D$$

Donde:

CD_n: Retribución de distribución a recuperar con cargo al peaje de distribución en el ejercicio n.

$R_{D,n}$: Retribución a la actividad de distribución prevista para el año n.

D_D: Desvíos en retribución e ingresos de ejercicios anteriores imputables a la actividad de distribución.

El desvío de retribuciones e ingresos de ejercicios anteriores D_D se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$D_D = DR_D \pm DIC_D \pm L_D$$

Donde:

DR_D: Revisiones de la retribución de la actividad de distribución correspondientes a ejercicios anteriores no contempladas en la determinación de peajes de distribución de ejercicios anteriores, que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DR_D = \sum_{j=n-1}^{\infty} (R_{D,j} - RR_{D,j})$$

Donde:

$R_{D,j}$: Retribución de la actividad de distribución reconocida en el año *j.*

$RR_{D,j}$: Revisión de la retribución de la actividad de distribución reconocida en el año *j*.

n: Año para el que se calculan los peajes de transporte.

DIC_D: Diferencia entre los ingresos previstos en el año n-2 y los ingresos por peajes de distribución reales considerados en la Liquidación n.º 14 del ejercicio n-2.

L_D: Laminación de desvíos positivos de ejercicios anteriores imputables a la actividad de distribución en el año *n*.

2. Asignación de la retribución del transporte y la distribución por niveles de tensión tarifarios

Se asigna a cada grupo tarifario la retribución de las redes que utiliza para su suministro. Para ello se desglosa la retribución de las redes entre los distintos niveles de tensión tarifarios (NT0 a NT4).

La retribución del transporte prevista en el punto 1.a) de este anexo, se asigna al nivel de tensión tarifario NT4 (tensión superior a 145 kV).

La retribución de distribución prevista en el punto 1.b) de este anexo se desglosa entre los distintos niveles de tensión tarifarios (NT0 a NT3), teniendo en cuenta información declarada por las empresas distribuidoras en la Circular 4/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las

empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad.

En particular, la retribución asociada a las redes de distribución se asignará a cada nivel de tensión tarifario aplicando los porcentajes establecidos en el apartado 1 del anexo II la presente circular.

3. Asignación de la retribución del transporte y de la distribución a los términos de facturación por potencia y energía de los peajes de transporte y distribución

1. La determinación de la parte de la retribución de las redes de transporte y distribución que se debe recuperar con cargo a los términos de facturación de potencia contratada y de energía consumida de los peajes de transporte y distribución, responde a los principios de aditividad y de causalidad de los costes de las redes descritos en el artículo 4 de la circular. En particular, los peajes de transporte y distribución se calculan de forma aditiva y en función de factores que inducen el coste de las redes, siendo el factor fundamental la potencia en punta de diseño de la red de cada nivel de tensión tarifario.

Por ello se calcula el coste de transporte y distribución desglosado por nivel de tensión tarifario que está asociado a la potencia y a la energía circulada por las redes. La relación entre el coste de la red asociado a la potencia respecto del total, establece la recuperación de dicho coste a partir de los términos de potencia de los peajes de redes de transporte y distribución, y el resto del coste se recupera a partir de los términos de energía consumida.

2. La asignación, en términos de objetivo a medio plazo, para un año base, de la parte de la retribución de las redes de transporte y distribución que se debe recuperar con cargo al término de potencia y al término de energía se realiza a partir de las ejecuciones de un modelo de red de referencia, teniendo en cuenta el coste de la red asociado a la potencia y el coste de la red justificado por la energía circulada por las redes.

El cálculo del coste asociado a la potencia tiene en cuenta el coste asociado a una red diseñada para satisfacer la potencia de punta del sistema respetando la restricción de caída de tensión.

Los costes de calidad de las redes se asignan de la siguiente manera:

a) Criterio de calidad N-1 de la red de reparto se asignará a la potencia.

b) Criterios de calidad TIEPI, NIEPI y Percentil 80 para la red de media tensión se asignarán a la variable de energía.

Del diseño completo de la red teniendo únicamente en cuenta un criterio de potencia de punta se extrae un coste

$$Cref_i^D$$

para cada nivel de tensión *i*.

Del diseño de la red teniendo en cuenta, además de la potencia de punta, la energía que se consume, las pérdidas, así como los criterios de calidad relacionados con la energía (TIEPI, NIEPI, Percentil 80) se obtiene un nuevo coste

$$Cref_i^{D+E}$$

para cada nivel de tensión *i*.

El cálculo del coste que se recupera a través de cada una de las dos variables de facturación se realiza a través de la relación entre los costes de las dos redes descritas. En cada nivel de tensión *i,* los porcentajes de coste que se asignan a la variable de potencia (η^D) y a la variable de energía (η^E) son, respectivamente:

$$\eta^D = \frac{Cref_i^D}{Cref_i^{D+E}}$$

$$\eta^E = \frac{Cref_i^{D+E} - Cref_i^D}{Cref_i^{D+E}}$$

Donde:

$Cref_i^D$: Coste del nivel de tensión tarifario *i* que resulta del diseño de la red considerando únicamente la potencia de punta.

$Cref_i^{D+E}$: Coste del nivel de tensión tarifario *i* que resulta del diseño de la red considerando todas las variables.

η^D: Porcentaje del coste del nivel de tensión *i* que se debe recuperar con cargo a los términos de potencia.

η^E: Porcentaje del coste del nivel de tensión tarifario *i* que se debe recuperar con cargo a los términos de energía.

Por tanto, para cada nivel de tensión tarifario *i,* el coste total que se recupera mediante los términos de potencia (C_i^{TD}) y el coste total que se recupera mediante los términos de energía (C_i^E) son:

$$C_i^{TD} = C_i * \eta^D$$

$$C_i^E = C_i * \eta^E$$

Donde:

C_i: Coste del nivel de tensión tarifario *i*, determinado en el apartado anterior.

C_i^{TD} : Coste del nivel de tensión tarifario *i* a recuperar con cargo a los términos de potencia.

C_i^E : Coste del nivel de tensión tarifario *i* a recuperar con cargo a los términos de energía.

η^D: Porcentaje del coste del nivel de tensión tarifario *i* que se debe recuperar con cargo a los términos de potencia.

η^E: Porcentaje del coste del nivel de tensión tarifario *i* que se debe recuperar con cargo a los términos de energía.

4. Asignación de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel de tensión y término de facturación por periodo horario

1. Conforme a los criterios establecidos en el apartado 4, del artículo 8 de la presente circular, la metodología de asignación discrimina horariamente los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución, incentivando la contratación de la potencia en

periodos horarios donde la saturación de las redes es menor y desincentivando la contratación de potencia en periodos horarios de mayor demanda donde la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

En consecuencia, la retribución del transporte y de la distribución, con desglose por niveles de tensión tarifarios, que debe ser recuperada anualmente con cargo a los términos de facturación, se asigna entre los distintos periodos horarios, teniendo en cuenta la participación de los mismos en la punta de la demanda de cada nivel de tensión. Se define la punta como el 10% de las horas de mayor demanda. En consecuencia, se establece el número de horas de punta en 876, sin perjuicio de lo establecido en el punto 3 del anexo II.

2. La retribución de transporte y distribución que debe ser recuperado con cargo a los términos de facturación, potencia o energía, de cada nivel de tensión tarifario *i* se asigna entre los distintos periodos horarios, teniendo en cuenta la participación de los mismos en la punta de la demanda de cada nivel de tensión tarifario *i*.

A estos efectos se considerará como periodo de punta las *H* primeras horas de la monótona de cada nivel de tensión tarifario. La monótona de cada nivel de tensión incluye tanto los suministros conectados en el propio nivel de tensión como los suministros conectados en niveles de tensión inferiores en la proporción en que son suministrados desde dicho nivel de tensión, conforme al modelo de red de referencia incluido en el anexo III, incluyendo las pérdidas correspondientes.

Para ello:

1.º Se calcula, de las *H* horas, el número de horas *($h_{i,p}$)* que pertenecen al periodo horario *p,* si dicho número de horas fuera nulo se considerará 1 hora, a efectos de permitir el cálculo del correspondiente término.

2.º Se asigna la retribución del transporte y la distribución a recuperar a través de los términos de facturación en el nivel de tensión tarifario, proporcionalmente al número de horas que pertenecen a cada periodo. Así, el coste $C_{i,p}^{TD}$ del nivel de tensión tarifario *i* que se recupera mediante un cargo por potencia en el periodo horario *p* resulta:

$$C_{i,p}^{TD} = C_i^{TD} * \left(\frac{h_{i,p}}{H}\right)$$

Donde:

C_i^{TD} : Retribución del transporte y la distribución del nivel de tensión tarifario *i* a recuperar con cargo a los términos de facturación.

$C_{i,p}^{TD}$: Retribución del transporte y la distribución a recuperar mediante los términos de facturación del nivel de tensión tarifario *i* en el periodo horario *p*.

H: Número de horas de punta.

$h_{i,p}$: Número de horas del periodo horario *p* comprendidas en las *H* primeras horas de la curva de carga del nivel de tensión tarifario *i*.

3. El número de *H* de horas de punta podrá diferir para los términos de potencia y energía, dependiendo de la señal de precios que se estime oportuno proporcionar en cada término de facturación.

5. Asignación de la retribución de cada nivel de tensión y periodo horario a recuperar por término de facturación al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores

1. La retribución del transporte y de la distribución de cada nivel de tensión tarifario y periodo horario a recuperar por termino de facturación se asigna al propio nivel de tensión y a niveles de tensión tarifarios inferiores de acuerdo con un modelo simplificado de red, que se incluye en el anexo III de la presente circular, teniendo en cuenta que el diseño de la red se debe a los consumidores conectados en el propio nivel de tensión tarifario y a aquellos conectados en niveles de tensiones tarifarios inferiores.

2. La retribución de las redes a recuperar a través de los términos de potencia $C_{i,p}^{TD,NTj}$ de un nivel de tensión tarifario *i* que van a pagar los consumidores situados en el nivel de tensión tarifario *NTj* (con *j* ≤ *i),* se calcula teniendo en cuenta el flujo de potencia que circula hacia niveles de tensión inferiores en la hora de máxima potencia.

En general, para un periodo horario *p*, la retribución de la red del nivel de tensión tarifario *NTi*, se repartirá entre los niveles tarifarios *NTj*, con *j* ≤ *i*, de acuerdo a unos coeficientes $\alpha_{j,p}^{i}$ (Ver modelo simplificado en anexo III):

$$C_{i,p}^{TD,NTj} = C_{i,p}^{TD} * \alpha_{j,p}^{i}$$

Siendo los coeficientes $\alpha_{j,p}^{i}$:

$$\alpha_{0,p}^{0} = 1$$

$$\alpha_{1,p}^{1} = \frac{D_{1,p}}{D_{1,p} + wd_{0,p}^{1}}$$

$$\alpha_{0,p}^{1} = \frac{wd_{0,p}^{1}}{D_{1,p} + wd_{0,p}^{1}}$$

$$\alpha_{2,p}^{2} = \frac{D_{2,p}}{D_{2,p} + wd_{1,p}^{2} + wd_{0,p}^{2}}$$

$$\alpha_{1,p}^{2} = \frac{wd_{1,p}^{2}}{D_{2,p} + wd_{1,p}^{2} + wd_{0,p}^{2}} \cdot \alpha_{1,p}^{1}$$

$$\alpha_{0,p}^{2} = \frac{wd_{0,p}^{2}}{D_{2,p} + wd_{1,p}^{2} + wd_{0,p}^{2}} + \frac{wd_{1,p}^{2}}{D_{2,p} + wd_{1,p}^{2} + wd_{0,p}^{2}} \cdot \alpha_{0,p}^{1}$$

$$\alpha_{3,p}^{3} = \frac{D_{3,p}}{D_{3,p} + wd_{2,p}^{3} + wd_{1,p}^{3} + wd_{0,p}^{3}}$$

$$\alpha_{2,p}^{3} = \frac{wd_{2,p}^{3}}{D_{3,p} + wd_{2,p}^{3} + wd_{1,p}^{3} + +wd_{0,p}^{3}} \cdot \alpha_{2,p}^{2}$$

$$\alpha_{1,p}^{3} = \frac{wd_{2,p}^{3}}{D_{3,p} + wd_{2,p}^{3} + wd_{1,p}^{3} + +wd_{0,p}^{3}} \cdot \alpha_{1,p}^{2} + \frac{wd_{1,p}^{3}}{D_{3,p} + wd_{2,p}^{3} + wd_{1,p}^{3} + wd_{0,p}^{3}} \cdot \alpha_{1,p}^{1}$$

$$\alpha_{0,p}^{3} = \frac{wd_{2,p}^{3}}{D_{3,p} + wd_{2,p}^{3} + wd_{1,p}^{3} + wd_{0,p}^{3}} \cdot \alpha_{0,p}^{2} + \frac{wd_{1,p}^{3}}{D_{3,p} + wd_{2,p}^{3} + wd_{1,p}^{3} + +wd_{0,p}^{3}} \cdot \alpha_{0,p}^{1} + \frac{wd_{0,p}^{3}}{D_{3,p} + wd_{2,p}^{3} + wd_{1,p}^{3} + wd_{0,p}^{3}}$$

$$\alpha_{4,p}^{4} = \frac{D_{4,p}}{D_{4,p} + wd_{3,p}^{4} + wd_{2,p}^{4} + wd_{1,p}^{4}}$$

$$\alpha_{3,p}^{4} = \frac{wd_{3,p}^{4}}{D_{4,p} + wd_{3,p}^{4} + wd_{2,p}^{4} + wd_{1,p}^{4}} \cdot \alpha_{3,p}^{3}$$

$$\alpha_{2,p}^{4} = \frac{wd_{3,p}^{4}}{D_{4,p} + wd_{3,p}^{4} + wd_{2,p}^{4} + wd_{1,p}^{4}} \cdot \alpha_{2,p}^{3} + \frac{wd_{2,p}^{4}}{D_{4,p} + wd_{3,p}^{4} + wd_{2,p}^{4} + wd_{1,p}^{4}} \cdot \alpha_{2,p}^{2}$$

$$\alpha_{1,p}^{4} = \frac{wd_{3,p}^{4}}{D_{4,p} + wd_{3,p}^{4} + wd_{2,p}^{4} + wd_{1,p}^{4}} \cdot \alpha_{1,p}^{3} + \frac{wd_{2,p}^{4}}{D_{4,p} + wd_{3,p}^{4} + wd_{2,p}^{4} + wd_{1,p}^{4}} \cdot \alpha_{1,p}^{2} + + \frac{wd_{1,p}^{4}}{D_{4,p} + wd_{3,p}^{4} + wd_{2,p}^{4} + wd_{1,p}^{4}} \cdot \alpha_{1,p}^{1}$$

$$\alpha_{0,p}^{4} = \frac{wd_{3,p}^{4}}{D_{4,p} + wd_{3,p}^{4} + wd_{2,p}^{4} + wd_{1,p}^{4}} \cdot \alpha_{0,p}^{3} + \frac{wd_{2,p}^{4}}{D_{4,p} + wd_{3,p}^{4} + wd_{2,p}^{4} + wd_{1,p}^{4}} \cdot \alpha_{0,p}^{2} + + \frac{wd_{1,p}^{4}}{D_{4,p} + wd_{3,p}^{4} + wd_{2,p}^{4} + wd_{1,p}^{4}} \cdot \alpha_{0,p}^{1}$$

Donde:

$\omega d_{i,p}^{j}$:

: Flujo de potencia que circula del nivel de tensión tarifario *i* al *j* en la hora de máxima potencia del periodo horario *p*.

$D_{i,p}$: Potencia contratada prevista en el nivel de tensión tarifario *i* en la hora de máxima potencia del periodo horario *p*.

3. La retribución de las redes a recuperar a través de los términos de energía $C_{i,p}^{E,NTj}$ de un nivel de tensión tarifario *i* que van a pagar los consumidores situados en el nivel de tensión tarifario *NTj* (con *j* ≤ *i*), se calcula teniendo en cuenta el flujo de energía que circula hacia niveles de tensión inferiores en cada periodo tarifario.

Al efecto, se aplicarán las fórmulas establecidas en el apartado 2 anterior, sustituyendo los coeficientes $\alpha_{j,p}^{i}$ por los $\alpha e_{j,p}^{i}$ y los parámetros $\omega d_{i,p}^{j}$ y $D_{i,p}$ por $\omega e_{i,p}^{j}$ y $E_{i,p}$, respectivamente, siendo $\omega e_{i,p}^{j}$ el flujo de energía que circula del nivel de tensión tarifario *i* al *j* el periodo horario *p* y $E_{i,p}$ la energía consumida en el nivel de nivel de tensión tarifario *i* al *j* el periodo horario *p*, obtenidos de la información del balance de energía.

6. Determinación de los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución

De acuerdo con los criterios previstos en los apartados 2, 3 y 4, del artículo 8 de la presente circular, el término de potencia de cada periodo horario $(T_{i,p}^{TD})$ del peaje de transporte y distribución correspondiente a un consumidor conectado en el nivel de tensión tarifario *i* se obtiene como resultado de dividir la retribución a recuperar con cargo al término de potencia del periodo horario *p* de su nivel de tensión tarifario y de los niveles de tensión tarifarios superiores al que está conectado, entre la potencia contratada en el periodo horario *p* del nivel de tensión tarifario *i*, prevista para el ejercicio siguiente. Esto es,

$$T_{i,p}^{TD} = \frac{\sum_{k \geq i} \left[C_{k,p}^{TD,NTi} \right]}{D_{i,p}}$$

Donde:

$T_{i,p}^{TD}$: Término de potencia del periodo horario *p* del nivel de tensión tarifario *i*.

$C_{k,p}^{TD,NTi}$: Retribución de las redes del nivel de tensión tarifario *k* que hay que recuperar con cargo a los términos de potencia del nivel de tensión tarifario *i* en el periodo horario *p*.

$D_{i,p}$: Potencia contratada prevista del nivel de tensión tarifario *i* en el periodo horario *p*.

Si el término de potencia del peaje del nivel de tensión tarifario *i* para un periodo tarifario *p* no fuera superior al del periodo p+1, se podrá establecer el mismo término de potencia para ambos periodos tarifarios, asegurando en todo caso la suficiencia de ingresos.

7. Determinación de los términos de energía de los peajes de transporte y distribución

De acuerdo con los criterios previstos en los apartados 2, 3 y 4, del artículo 8 de la presente circular, el término energía de cada periodo horario $(T_{i,p}^{E})$ del peaje de transporte y distribución correspondiente a un consumidor conectado en

el nivel de tensión tarifario *i* resulta de dividir la retribución a recuperar con cargo al término de energía del periodo horario *p* de su nivel de tensión tarifario y de los niveles de tensión tarifarios superiores al que está conectado, entre el consumo en el periodo horario *p* del nivel de tensión tarifario *i*, previsto para el ejercicio siguiente. Esto es,

$$T_{i,p}^{E} = \frac{\sum_{k \geq i} \left[C_{k,p}^{E,NTi} \right]}{E_i, p}$$

Donde:

$T_{i,p}^{E}$:

: Término de energía del periodo horario *p* del peaje correspondiente al nivel de tensión tarifario *i*.

$C_{k,p}^{E,NTi}$:

Retribución de redes del nivel de tensión tarifario *k* del periodo horario *p* que hay que recuperar con cargo al término de energía del nivel de tensión tarifario *i*.

$E_{i,}p$: Energía consumida prevista del nivel de tensión tarifario *i* en el periodo horario *p*.

Si el término de energía del peaje del nivel de tensión tarifario *i* para un periodo tarifario *p* no fuera superior al del periodo p+1, se podrá establecer el mismo término de potencia para ambos periodos tarifarios, asegurando en todo caso la suficiencia de ingresos.

8. Determinación de los términos de energía de los peajes de autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas

$(TA_{i,p}^{E})$

El término energía de cada periodo horario del peaje de transporte y distribución correspondiente a un autoconsumidor conectado en el nivel de tensión tarifario *i* resulta de dividir la retribución de su propio nivel de tensión a recuperar con cargo al término de energía del periodo horario *p* de su nivel de tensión tarifario, entre el consumo en el periodo horario *p* del nivel de tensión tarifario *i*, previsto para el ejercicio siguiente. Esto es,

$$TA_{i,p}^{E} = \frac{C_{p}^{E,NTi}}{E_i, p}$$

Donde:

$TA_{i,p}^{E}$:

Término de energía del peaje de autoconsumidores por la energía autoconsumida del periodo horario *p* del peaje correspondiente al nivel de tensión tarifario *i*.

$C_{p}^{E,NTi}$:

Retribución de la red del nivel de tensión tarifario *i* del periodo horario *p* que hay que recuperar con cargo al término de energía.

$E_{i,}p$: Energía consumida prevista del nivel de tensión tarifario *i* en el periodo horario *p*.

Si el término de energía del peaje del nivel de tensión tarifario *i* para un periodo tarifario *p* no fuera superior al del periodo p+1, se podrá establecer el mismo término de energía para ambos periodos tarifarios, asegurando en todo caso la suficiencia de ingresos.

ANEXO II

Porcentajes mencionados en el artículo 14 y el anexo I aplicables durante el primer periodo regulatorio

1. Los porcentajes a aplicar para asignar la retribución de la distribución por niveles de tensión tarifarios durante el primer periodo regulatorio, son los siguientes:

Nivel de Tensión	Porcentaje
NT0 (NT ≤ 1 kV)	38,32
NT1 (1 kV < NT < 30 kV)	40,57
NT2 (30 kV ≤ NT < 72,5 kV)	11,61
NT3 (72,5 kV ≤ NT < 145 kV)	9,50
Total.	100,00

2. Los porcentajes resultantes de la metodología en la asignación de la retribución de transporte y distribución por nivel de tensión que se deben recuperar por el término de potencia y por el término de energía son los siguientes.

Nivel de tensión	Componente de potencia	Componente de energía
NT0 (NT ≤ 1 kV)	100%	0%
NT1 (1 kV ≤ NT < 30 kV)	75%	25%
NT2 (30 kV ≤ NT < 72,5 kV)	75%	25%
NT3 (72,5 kV ≤ NT < 145 kV)	75%	25%
NT4 (NT ≥ 145 kV)	75%	25%

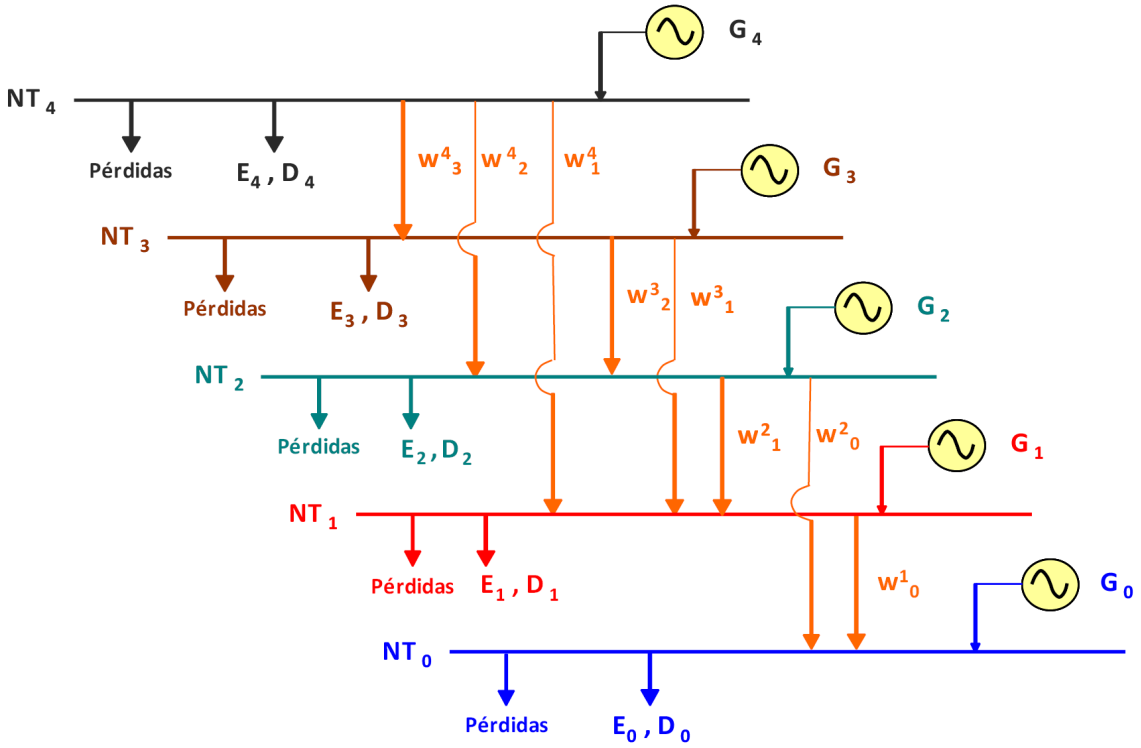
Una vez se obtiene la retribución que debe recuperarse a través de los términos fijos y variables de los peajes de transporte y distribución, los peajes de redes de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW (2.0 TD) se ajustarán a efectos de asegurar que el 75% de la facturación de peajes de redes sea recuperada a través del término fijo y el 25% a través del término variable.

3. El primer año en que se aplique la metodología de la presente circular, el parámetro *H* tomará un valor de 2.000 horas. Este valor se podrá ir reduciendo progresivamente a lo largo del periodo regulatorio hasta alcanzar 876 horas en último año. En todo caso, el número de horas considerado en el año de cálculo de los peajes no podrá ser superior al considerado en el año precedente.

ANEXO III

Modelo simplificado de red

El modelo de red simplificado utilizado en la metodología de asignación de la retribución del transporte y la distribución de la presente circular, es el siguiente:



En dicho modelo de red existen cinco niveles de tensión tarifarios: *NT*0 (menor que 1 kV), *NT*1 (tensiones superiores a 1 kV e inferiores a 30 kV), *NT*2 (tensiones superiores a 30 kV e inferiores a 72,5 kV), *NT*3 (tensiones superiores a 72,5 kV e inferiores a 145 kV) y *NT*4 (tensiones superiores a 145 kV). Las variables presentadas en el modelo son las siguientes:

$E_{i,p}$: Energía consumida en el nivel de tensión tarifario *i* durante el periodo horario *p*.

$D_{i,p}$: Potencia contratada en el nivel de tensión tarifario *i* para el periodo horario *p*.

$\omega_{i,p}^{j}$:

Flujo de energía que circula en el nivel de tensión tarifario *i* al *j* en el periodo horario *p* para balances de energía.

$\omega d_{i,p}^{j}$

: Flujo de potencia que circula del nivel de tensión tarifario *i* al *j* en la hora de máxima potencia del periodo *p* horario para balances de potencia.

§ 46

Resolución de 16 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, por la que se establecen los criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 337, de 26 de diciembre de 2020
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2020-17040

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, establece en su artículo 7.1.a) que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer mediante circular, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación y de acuerdo con las orientaciones de política energética, la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución de energía eléctrica.

En el ejercicio de esta competencia el 24 de enero de 2020 fue publicada en el «Boletín Oficial del Estado» la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de energía eléctrica.

La citada circular establece en su disposición adicional tercera que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá mediante resolución, previo trámite de audiencia, el procedimiento de aplicación de los peajes que resultan de la Circular a los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha sometido a trámite de audiencia la presente propuesta a los interesados y a través del Consejo Consultivo de Electricidad.

Al efecto, con fecha 15 de octubre de 2020, y de acuerdo con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se envió al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción», a fin de que sus miembros pudieran

presentar las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas en el plazo de veinte días hábiles.

Asimismo, en fecha 15 de octubre de 2020, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los interesados formularan sus alegaciones en el mismo plazo de veinte días hábiles.

En fecha 11 de enero de 2019, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2019, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural. Este Real Decreto-ley modifica el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asignando a esta Comisión la función de establecer, mediante circular, las metodologías utilizadas para calcular las condiciones para la conexión y el acceso a las redes de gas natural.

En fecha 15 de enero de 2020, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia acordó emitir la Circular 3/2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

El artículo 2 de la citada Circular 3/2020 establece que la misma será de aplicación para la determinación de los precios de los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución aplicables, entre otros, a los productores de energía eléctrica, por los consumos propios, siempre que utilicen las redes de transporte o de distribución.

En relación con lo anterior, el artículo 3.j) de la Circular 3/2020, de 15 de enero, define consumo propio de generación como:

«Energía utilizada por los elementos auxiliares de las centrales, necesaria para el funcionamiento de las instalaciones de producción. Los consumos propios incluyen los servicios auxiliares de centrales de producción (suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central, tales como en carga, arranques, paradas y emergencias) y suministros a equipamientos y accionamientos eléctricos asociados a los diversos procesos de la central (incluyen instalaciones de control, telecomunicaciones, instalaciones mecánicas, fuerza y alumbrado).»

Por otra parte, la disposición adicional tercera de la citada Circular 3/2020, de 15 de enero, establece lo siguiente:

«1. En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la presente circular, el operador del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una propuesta para la determinación de criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia someterá a trámite de audiencia la propuesta del operador del sistema y establecerá mediante resolución el citado procedimiento de aplicación.»

En cumplimiento de lo anterior, con fecha 30 de abril de 2020 tuvo entrada en la CNMC la «Propuesta para la determinación de criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios» elaborada por el Operador del Sistema. Dicha propuesta resulta de una adaptación de la propuesta presentada por el Operador del Sistema de acuerdo con lo recogido en la Disposición adicional séptima de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, al contenido de la Circular 3/2020.

En virtud de cuanto antecede, el Pleno de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, resuelve:

Primero.

Aprobar los criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que resultan de la Circular 3/2020, de 15 de enero, a los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción, recogidos en el anexo de esta resolución.

Estos criterios estarán disponibles en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (www.cnmc.es).

Segundo.

La facturación de los peajes conforme a los presentes criterios tendrá lugar a partir del momento en el que sean de aplicación los precios que determine la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de conformidad con la Circular 3/2020, de 15 de enero, con la excepción de las instalaciones para las que no sea posible obtener los valores de las variables de facturación directamente de los valores registrados por los equipos de medida, en cuyo caso será de aplicación a partir del 1 de julio de 2021.

Tercero.

La presente resolución surtirá efectos al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

La presente resolución agota la vía administrativa, no siendo susceptible de recurso de reposición. Puede ser recurrida, no obstante, ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses, de conformidad con lo establecido en la disposición adicional cuarta, 5, de la Ley 29/1998, de 13 de julio.

ANEXO

Criterios homogéneos a efectos de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción

1. Objeto

El objeto de la presente Resolución es establecer criterios homogéneos para la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por los consumos propios de la instalación de producción.

2. Ámbito de aplicación

La resolución se aplicará a la facturación de los peajes de acceso a las instalaciones de generación por sus consumos propios en los términos de la Circular 3/2020, de 15 de enero. A estos efectos se atenderá a la definición de consumos propios establecida en el artículo 3.j de la Circular 3/2020, de 15 de enero. Dicha facturación tendrá lugar a partir del momento en el que sean aplicables los precios que determine la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia conforme a la Circular 3/2020, de 15 de enero.

A los solos efectos de esta Resolución, se considera como una instalación de producción, uno o más grupos de producción de energía eléctrica que compartan elementos auxiliares de forma que no sea posible determinar qué consumos propios pertenecen a cada uno de los grupos de producción.

3. Criterios homogéneos aplicables

3.1 Determinación del punto de conexión a efectos de la aplicación de la Circular 3/2020, de 15 de enero.

A los efectos de facturación del peaje de acceso a las redes de transporte y distribución que resulta de la metodología establecida en la Circular 3/2020, de 15 de enero, se tendrá en cuenta lo siguiente:

1. Si la instalación de producción dispusiera de una única conexión con la red de transporte o distribución, se considerará dicha conexión.

2. Si la instalación de producción dispusiera de varias conexiones con la red de transporte o distribución en distintos niveles de tensión, se considerará la que corresponda al nivel de tensión de conexión más elevado.

3. Si la instalación tuviera varias conexiones en la tensión más elevada, se considerará aquella conexión en la que la instalación haya recibido más energía durante los cinco años anteriores a la fecha de aplicación de la primera resolución por la que se establezcan los valores de los peajes de transporte y distribución de conformidad con el artículo 13 de la Circular 3/2020, de 15 de enero.

4. En el caso de una nueva instalación con varios puntos de conexión, el titular de la instalación comunicará a las distribuidoras y encargados de la lectura afectados el punto de conexión de su elección entre aquellos de mayor tensión.

3.2 Aplicación del peaje de transporte y distribución. A los consumos propios de las instalaciones de producción les serán aplicables los peajes de transporte y distribución correspondientes al punto de conexión establecido en el punto 3.1 establecidos en la Circular 3/2020.

3.3 Periodos Horarios aplicables. A las instalaciones de producción por los consumos propios de las instalaciones de producción les serán de aplicación los periodos horarios establecidos en el artículo 7 del Circular 3/2020, de 15 de enero.

3.4 Variables de facturación en los términos de la Circular 3/2020. Los peajes de transporte y distribución por los consumos propios de las instalaciones de producción se facturarán de conformidad con el artículo 9 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, con las particularidades recogidas en los epígrafes siguientes (3.4.1 y sucesivos), siempre que no sea posible obtener los valores de las variables de facturación directamente de los valores registrados por los equipos de medida:

3.4.1 Facturación de potencia. Se tomará como la potencia contratada en cada periodo horario,$Pc_{p,}$ la correspondiente al punto de conexión conforme al punto 3.1.

3.4.2 Facturación de energía. Se tomará como energía a facturar en cada periodo horario, $E_{p,}$ el balance horario de la instalación de generación en cada periodo p, que se calculará como:

$$E_p = \sum_{h=1}^{m} \left[\sum_{i=1}^{n} \left(AE_{i,h} - AS_{i,h} \right) \right]$$

Donde:

E_p: Energía consumida en el período horario p, expresada en kWh. En el caso que E_p sea menor de cero se tomará el valor cero.

$AE_{i,h}$: Energía activa entrante en la hora h a través del punto frontera i de la instalación de producción.

$AS_{i,h}$: Energía activa saliente en la hora h a través del punto frontera i de la instalación de producción.

n: Número de conexiones de la instalación de producción con la red de transporte y distribución.

m: horas incluidas en el periodo tarifario p.

Los valores horarios de $AE_{i,h}$ y $AS_{i,h}$ serán los mismos que se utilicen para la liquidación de energía en el mercado de producción de energía eléctrica.

3.4.3 Facturación por potencia demandada. A los efectos de facturación por potencia demandada, se tomará como Pd_j, la siguiente potencia demandada:

$$Pd_j = \sum_{i=1}^{n} \left(AE_{i,j} - AS_{i,j} \right)$$

Donde:

Pd_j: Potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora j del período horario p en que se haya sobrepasado Pc_p, expresada en kW. En el caso de que el equipo de medida no disponga de capacidad de registro cuartohoraria en todas las conexiones, se considerará la misma potencia demandada en todos los cuartos de hora.

$AE_{i,j}$: Energía activa entrante en el cuarto de hora j a través del punto frontera i de la instalación de producción multiplicado por 4.

$AS_{i,j}$: Energía activa saliente en el cuarto de hora j a través del punto frontera i de la instalación de producción multiplicado por 4.

n: Número de conexiones de la instalación de producción con la red de transporte y distribución.

3.4.4 Facturación por energía reactiva. A las instalaciones de generación no les será de aplicación la facturación por energía reactiva establecida en el artículo 9.5 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, ni la facturación por energía capacitiva en el periodo de valle establecida en la disposición transitoria segunda, al ya estar sujetos a requisitos específicos de control de factor de potencia.

3.4.5 Envío de medidas. Sin perjuicio de las responsabilidades de los encargados de lectura establecidas en el Real Decreto 1110/2007, el Operador del Sistema calculará y enviará al distribuidor las medidas necesarias para la facturación de aquellas instalaciones de generación donde sea el responsable de lectura.

§ 47

Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica

Ministerio de Industria y Energía
«BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 1997
Última modificación: 10 de octubre de 2015
Referencia: BOE-A-1997-27817

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, supone el abandono del modelo de explotación unificada y el establecimiento de los fundamentos de todo el desarrollo normativo de un nuevo modelo basado en los principios de objetividad, transparencia y libre competencia. El nuevo esquema tiene como meta conseguir una mejora en la eficiencia mediante la introducción de mecanismos de mercado en aquellas actividades que pueden realizarse en condiciones competitivas, manteniendo la calidad del suministro y sin olvidar la protección del medio ambiente.

La pieza básica en el nuevo esquema regulador es el mercado de producción de energía eléctrica. La parte organizada de dicho mercado, en la que se cruzan ofertas y demandas de electricidad, requiere para su correcto funcionamiento una rigurosa definición de su estructura y organización como complemento a la parte organizada, debiéndose regular también las condiciones bajo las que podrán tener lugar intercambios entre los distintos sujetos del sistema mediante otras modalidades de contratación bilateral al margen del mercado. El presente Real Decreto trata de dar cumplimiento a este objetivo, recogiendo las normas básicas para la contratación bilateral al margen del mercado organizado y, para el mercado organizado, estableciendo las condiciones generales de acceso de los sujetos a los diferentes segmentos del mercado organizado, diseñando la infraestructura institucional necesaria y fijando las normas básicas de funcionamiento.

Desde el punto de vista de su estructura, el mercado organizado incluye tres tramos: El mercado diario, el mercado intradiario y el mercado de servicios complementarios. El mercado diario recoge las transacciones de compra y venta correspondientes a la producción y al suministro de energía para el día siguiente, el mercado intradiario es el mercado que sirve como mecanismo de ajuste a la programación diaria y el mercado de servicios complementarios recoge las transacciones de aquellos servicios indispensables para asegurar el suministro de la energía en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias. El Real Decreto fija las condiciones de acceso y el modo de operar en cada uno de ellos, señalando las particularidades en cuanto a su estructura y funcionamiento, conforme sus características diferenciales.

Desde un punto de vista institucional, al margen de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, como ente regulador del sistema eléctrico que supervisa el buen funcionamiento de todo el sector o el Ministerio de Industria y Energía, como órgano regulador principal, el funcionamiento del mercado se apoya en dos organizaciones fundamentales: El operador del mercado y el operador del sistema. El operador del mercado tiene como misión la gestión

económica del sistema. Ésta incluye la aceptación y casación de las ofertas y la realización de las operaciones de liquidación. El operador del sistema tiene a su cargo la gestión técnica, es decir, las actividades relacionadas con la administración de los flujos de energía, teniendo en cuenta los intercambios con otros sistemas interconectados, e incluyendo la determinación y asignación de las pérdidas de transporte y la gestión de los servicios complementarios. El Real Decreto señala las funciones que deben desempeñar en sus respectivos ámbitos de actuación y el procedimiento de colaboración entre ambos, de trascendental importancia para el buen funcionamiento del mercado de producción.

También, para colaborar en la gestión del mercado desde el punto de vista institucional, se desarrolla la figura del Comité de Agentes del Mercado, órgano colegiado en el que tendrán representación todos los agentes intervinientes y que tiene como misión el control y seguimiento de la gestión económica del sistema.

El Real Decreto contempla, además, las condiciones en que deben tener lugar los intercambios entre los agentes al margen del mercado organizado y su relación con las transacciones en el mercado organizado, así como la regulación particular de aquellos aspectos privativos de los intercambios intracomunitarios e internacionales.

Por último, el Real Decreto incorpora las salvaguardias propias de la implantación gradual de un nuevo sistema, al objeto de permitir una adaptación paulatina del sistema al nuevo esquema regulador.

El presente Real Decreto tiene carácter básico de acuerdo con las competencias exclusivas del Estado a que se refieren los apartados 13.a y 25.a del artícu lo 149.1 de la Constitución.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria y Energía, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 26 de diciembre de 1997,

D I S P O N G O :

CAPÍTULO I

Disposiciones generales y sujetos del mercado

Artículo 1. *Objeto.*

El presente Real Decreto tiene por objeto regular las condiciones generales de participación en el mercado de producción de energía eléctrica, así como establecer la organización del mercado diario de energía eléctrica, el mercado intradiario, los contratos bilaterales con entrega física y de los servicios de ajuste del sistema.

Artículo 2. *Definición.*

El mercado de producción de energía eléctrica es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y mercados de servicios de ajuste del sistema, entendiendo por tales la resolución de restricciones por garantía de suministro y por restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Artículo 3. *Sujetos que actúan en el mercado de producción.*

1. Tendrán la consideración de sujetos del mercado de producción aquellos que desarrollen actividades destinadas al suministro de energía eléctrica cuando, de acuerdo con el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, tengan la consideración de productores, autoproductores, agentes externos, distribuidores, comercializadores, consumidores y, de acuerdo con la disposición adicional decimoctava de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, los representantes.

2. Se entiende por consumidores cualificados aquellos cuyo consumo por instalación o por punto de suministro sea igual o superior a la cantidad que temporalmente corresponda, de acuerdo con la disposición transitoria decimotercera de la Ley 54/1997, de 27 de diciembre, del sector eléctrico.

Los titulares de instalaciones de transporte por ferrocarril, incluido el metropolitan, tendrán siempre la consideración de consumidores cualificados.

Para calificar a los autoproductores de consumidores cualificados, se atenderá a su consumo efectivo, teniendo en cuenta tanto la energía suministrada por terceros como la procedente de la producción propia.

Artículo 4. *Requisitos de los sujetos del mercado de producción.*

Para poder participar como sujeto del mercado de producción, los sujetos a que se refiere el apartado 1 del artículo 3, deberán cumplir las siguientes condiciones de acuerdo con su naturaleza:

a) Ser titular de instalaciones válidamente inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, estar inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores, o haber realizado la comunicación de inicio de actividad de comercializadores y consumidores directos en mercado, según corresponda, o acreditar la calidad de representante de alguno de los sujetos anteriores a través de los medios previstos en el artículo 32.3 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

La inscripción en el Registro será solicitada por los titulares de autorizaciones a la Administración concedente de la misma. En el caso de que la autorización hubiera sido otorgada por una comunidad autónoma, ésta dará traslado, en el plazo máximo de un mes, de la copia de la autorización y de la solicitud a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a fin de que se proceda a formalizar su inscripción en el Registro que corresponda. Formalizada la inscripción se remitirá certificación de la misma al interesado y a la comunidad autónoma.

La comunicación de inicio de actividad será realizada por los comercializadores y consumidores directos en mercado en los términos previstos en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Los representantes deberán acreditar su condición a través de los medios previstos en el artículo 32.3 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, especificando si el representante actúa en nombre y por cuenta ajena o si actúa en nombre propio pero por cuenta ajena.

b) Prestar al operador del sistema garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación y cumplir los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación relativos al proceso de cobros y pagos.

Los sujetos obligados a intervenir en el mercado de producción de energía eléctrica no podrán participar en dicho mercado sin la prestación de las debidas garantías.

Artículo 5. *Gestión económica y técnica del mercado de producción.*

El operador del mercado asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en los mercados diario e intradiario con las funciones a que se refiere el artículo 27 del presente Real Decreto.

En todo caso, el operador del mercado realizará sus funciones de forma coordinada con el operador del sistema. Corresponde al operador del sistema la responsabilidad de la continuidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en ejecución de las funciones a que se refiere el artículo 31 del presente Real Decreto en relación con los procedimientos de operación del sistema.

El operador del mercado y el operador del sistema no podrán tener, en ningún caso, participación accionarial en ninguna sociedad que realice alguna o algunas actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, ni podrán participar en el capital del otro operador.

CAPÍTULO II

Organización del mercado de producción de energía eléctrica

Artículo 6. *Mercado diario de producción.*

El mercado diario de producción es aquél en el que se establecen, mediante un proceso de casación de ofertas, las transacciones de adquisición y venta de energía eléctrica con entrega física para el día siguiente.

Las sesiones de contratación del mercado diario se estructuran en períodos de programación equivalentes a una hora natural, considerando como horizonte de programación los 24 períodos de programación consecutivos.

Artículo 6 bis. *Agentes del mercado diario de producción.*

Los sujetos a que se refiere el apartado 1 del artículo 3 que participan en el mercado diario de producción se denominan agentes del mercado diario de producción.

Artículo 7. *Requisitos de los agentes del mercado diario de producción.*

1. Los sujetos del mercado de producción a que se refiere el apartado 1 del artículo 3 para poder participar como agentes del mercado diario de producción deberán cumplir con los siguientes requisitos:

a) Haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado diario de producción en el correspondiente contrato de adhesión, que será único, y habrá de ser aprobado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

b) Prestar al operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación como agente en el mercado diario de producción, en los términos que se establezcan en el contrato de adhesión. Las garantías que se establezcan deberán diferenciarse en función tanto de los mercados, diario e intradiario, en que participen los agentes, como por la magnitud de su participación en los mismos.

La no prestación de estas garantías impedirá al sujeto obligado intervenir en el mercado diario de producción.

2. Podrán presentar ofertas de venta o de adquisición de energía eléctrica en el mercado diario los siguientes agentes:

a) Los titulares de unidades de producción cuya potencia instalada sea superior a 50 MW y los que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, estuvieran sometidos al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre la determinación de las tarifas de las empresas gestoras del servicio público, los cuales estarán obligados a realizar ofertas de venta para cada período de programación, salvo en los supuestos de excepción previstos en la Ley 54/1997, del sector eléctrico, y, en particular, en su artículo 25.

b) Los titulares de unidades de producción cuya potencia instalada sea inferior o igual a 50 MW y superior a 1 MW.

c) Los autoproductores por la energía eléctrica excedentaria que tuvieran, de acuerdo con el artículo 25.3 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

d) Los agentes externos autorizados.

e) Los distribuidores.

f) Los comercializadores.

g) Los consumidores cualificados.

3. Los ingresos de los distribuidores por las ventas de energía eléctrica en el mercado diario de producción tendrán la consideración de ingreso liquidable a los efectos del artículo 4 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

4. Los representantes a que se refiere el artículo 3 podrán presentar ofertas. En estos casos, si el sujeto al que representa fuera agente del mercado diario de producción, no será necesario que el representante se acredite como tal.

Artículo 8. *Presentación de ofertas de venta de energía en el mercado diario de producción.*

Los agentes del mercado diario de producción podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica para cada período de programación, en el horario que se establezca en las normas de funcionamiento del mercado. Estas ofertas tendrán carácter de compromiso en firme una vez superado el plazo de admisión establecido.

Las ofertas de venta de energía eléctrica deberán incluir, al menos, el precio y cantidad ofertada, la identificación del agente del mercado diario de producción que las realiza y, cuando así se encuentre establecido en las normas de funcionamiento del mercado, la unidad de venta a que se refiere.

En el caso de que la unidad de venta sea una unidad de producción, se entenderá por tal cada grupo térmico, cada central de bombeo y cada unidad de gestión hidráulica o eólica en los términos en que determine el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Asimismo, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá establecer otros condicionantes, tanto técnicos como económicos, que podrán ser incorporados optativamente por los agentes del mercado diario de producción a la oferta de venta de energía eléctrica.

Los distribuidores de energía eléctrica presentarán ofertas económicas de venta de energía específicas por la parte de energía que estén obligados a adquirir al régimen especial no cubierta mediante sistemas de contratación bilateral con entrega física.

El ingreso procedente de dichas ofertas económicas de venta de energía eléctrica se considera como ingreso liquidable de cada distribuidor en un periodo de liquidación y se calculará como producto de dicha energía vendida por el precio medio ponderado de las ventas de energía correspondiente a todos los distribuidores que resulten en el mismo período de liquidación.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio regulará la participación de los distribuidores en los sistemas de contratación bilateral con entrega física.

Artículo 9. *Presentación de ofertas de adquisición de energía en el mercado diario de producción.*

1. Los agentes del mercado diario de producción podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica para cada período de programación, en el horario que se establezca en las normas de funcionamiento del mercado. Estas ofertas tendrán carácter de compromiso en firme una vez superado el plazo de admisión establecido.

Las ofertas de adquisición de energía eléctrica deberán incluir la cantidad de energía demandada, la identificación del agente, el período de programación a que se refiere la oferta y, cuando así se encuentre establecido en las normas de funcionamiento del mercado, la unidad de adquisición a que se refiere.

Estas ofertas de adquisición podrán incluir también precio de la energía demandada.

Los distribuidores de energía eléctrica presentarán ofertas de adquisición de energía por la parte de energía necesaria para el suministro de sus clientes a tarifa no cubierta mediante sistemas de contratación bilateral con entrega física. Estas ofertas de adquisición de energía eléctrica deberán incluir la cantidad de energía demandada, la identificación del agente y el período de programación a que se refiere la oferta, al precio máximo fijado en las Reglas del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica.

El coste procedente de dichas ofertas económicas de adquisición de energía eléctrica se considera como coste liquidable de cada distribuidor en un periodo de liquidación y se calculará como producto de dicha energía adquirida por el precio medio ponderado de las adquisiciones de energía correspondiente a todos los distribuidores que resulten en el mismo período de liquidación.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio regulará la participación de los distribuidores en los sistemas de contratación bilateral con entrega física.

2. El formato y medios de comunicación de las ofertas se establecerán en el contrato de adhesión del operador del mercado.

3. A partir de la sesión para el 1 de junio de 2009, los titulares de instalaciones de generación que hayan suscrito contratos bilaterales con entrega física de energía deberán presentar ofertas de adquisición en el mercado diario por el volumen total de energía igual a la comprometida en dichos contratos a un precio que refleje el coste de oportunidad de dichas instalaciones.

Artículo 10. *Casación de ofertas en el mercado diario de producción.*

Una vez que las ofertas de venta o adquisición de energía eléctrica hubieran sido aceptadas por el operador del mercado y se hubiera cerrado el plazo para su presentación, se procederá a realizar la casación para cada período de programación, partiendo de la oferta de venta más barata aplicando el procedimiento de casación establecido en las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

El resultado de la casación determinará el precio marginal para cada período de programación, que será el precio resultante del equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica ofertada en los mismos, así como la energía comprometida por cada uno de los agentes del mercado diario de producción en función de las ofertas de adquisición y venta asignadas en dicha casación. El resultado de la casación incluirá, también, el orden de precedencia económica de todas las unidades de adquisición o de venta sobre las que se hubiera presentado oferta, aun cuando hubieran quedado fuera de la casación.

El proceso de casación incorporará los mecanismos de separación o acoplamiento de mercados con otros países que se determinen en cada momento por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Artículo 11. *Comunicación del resultado de la casación del mercado diario de producción.*

1. Realizada la casación, el operador del mercado comunicará el resultado de la misma al operador del sistema y a los agentes que hubieran intervenido en la sesión correspondiente como oferentes de adquisiciones o ventas de electricidad.

2. A la vista de la casación, los agentes del mercado diario de producción procederán a la nominación de las unidades de venta o de adquisición correspondientes a las ofertas casadas. Dicha comunicación se realizará al operador del sistema de acuerdo con lo previsto en los procedimientos de operación.

A efectos de las nominaciones al operador del sistema, en el caso de que la unidad de venta sea una unidad de producción, se entenderá por tal cada grupo térmico, cada central de bombeo y cada unidad de gestión hidráulica o eólica en los términos en que se determine mediante Orden Ministerial, no pudiendo integrarse en una misma unidad de producción unidades físicas de distintas tecnologías

3. La información de los apartados anteriores será utilizada por el operador del sistema para la elaboración del programa diario base de funcionamiento.

4. Los agentes del mercado diario de producción podrán presentar al operador del mercado, en la forma y plazos que se establezcan en las normas de funcionamiento del mercado, las reclamaciones que pudieran entender oportunas.

Artículo 11 bis. *Elaboración del programa diario base de funcionamiento por el operador del sistema.*

El operador del sistema establecerá y pondrá a disposición de los sujetos del mercado de producción, el programa base de funcionamiento para el día siguiente considerando la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física, que le deberá ser comunicada por los titulares de estos contratos bilaterales, y al programa resultante de la casación del mercado diario, comunicado por el operador del mercado diario.

Artículo 12. *Restricciones por garantía de suministro y técnicas.*

1. A partir del programa diario base de funcionamiento el operador del sistema determinará primero las restricciones por garantía de suministro que se regulen y después las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa previsto, así como las necesidades de servicios complementarios a que diera lugar.

A los efectos de este real decreto, se entenderá como restricción por garantía de suministro a la producción que se determine como necesaria de aquellas unidades térmicas de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas para asegurar la garantía del suministro hasta el límite máximo establecido en el artículo 25 de la ley 54/1997, de 27 de noviembre, y tenidas en cuenta las posibles limitaciones de programa por seguridad que, de acuerdo con lo establecido en los procedimientos de operación, pudieran ser requeridas.

A los efectos del presente real decreto, se entenderá por restricción técnica cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del operador del sistema, la modificación de los programas.

2. Los procedimientos de resolución de restricciones por garantía de suministro y técnicas podrán comportar la retirada de ofertas contempladas en los programas, así como la modificación de los programas, en los términos que se establezcan por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

3. La resolución de las restricciones por garantía de suministro, la resolución de las restricciones técnicas y el resultado del mercado de servicios complementarios a que se refiere el artículo 14 se denominará programa diario viable y será comunicado por el operador del sistema a los sujetos en la forma y plazos establecidos en los procedimientos de operación.

Artículo 13. *Servicios complementarios.*

1. Se entiende por servicios complementarios aquéllos que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias.

Sin perjuicio de otros que puedan establecerse, tendrán la consideración de servicios complementarios los de reserva de potencia adicional a subir, los de regulación, el control de tensión y la reposición del servicio.

Los servicios complementarios pueden tener carácter obligatorio o potestativo, pudiendo establecerse para un mismo servicio complementario prestaciones mínimas obligatorias y simultáneamente prestaciones potestativas, en la forma en que se desarrolle en los correspondientes procedimientos de operación del sistema.

2. Se considerarán servicios complementarios obligatorios aquéllos con los que necesariamente haya de contar cualquier instalación para asegurar la prestación adecuada del servicio.

Los servicios complementarios obligatorios serán prestados por los titulares de las instalaciones obligadas a su prestación. Los procedimientos de operación del sistema correspondientes determinarán las condiciones de participación de instalaciones obligadas a la prestación de los servicios complementarios, incluyendo en su caso, las condiciones de contratación o de compensaciones apropiadas en el caso de no contar con el equipamiento adecuado.

Artículo 14. *Mercado de servicios complementarios.*

1. Los mercados de servicios complementarios y de gestión de desvíos incluirán todos aquellos que, teniendo carácter potestativo presenten condiciones para ser prestados en condiciones de mercado.

Los titulares de instalaciones habilitados para la prestación de servicios complementarios de carácter potestativo y de gestión de desvíos podrán realizar ofertas al operador del sistema, haciendo constar los conceptos, cantidades y precios ofertados. Las condiciones particulares que deberán cumplir los proveedores de los servicios complementarios de carácter potestativo se definirán en los correspondientes procedimientos de operación del sistema.

2. A la vista de las ofertas, el operador del sistema procederá a la asignación de las mismas, cuando así sea necesario, y determinará la retribución aplicable de los servicios efectivamente prestados, de acuerdo con lo dispuesto en los procedimientos de operación del sistema correspondientes.

3. La retribución de los servicios complementarios potestativos a aquéllos cuyas ofertas hubieran sido asignadas se realizará al precio marginal y en función del servicio efectivamente prestado.

4. Los mecanismos de imputación y retribución de los servicios complementarios y de gestión de desvíos serán establecidos mediante los correspondientes procedimientos de operación. El coste de los servicios complementarios se imputará a la energía consumida dentro del sistema eléctrico español y, en su caso, sobre las unidades de venta, en proporción a sus desvíos respecto a programa, de acuerdo con el procedimiento de operación correspondiente.

Artículo 15. *Mercado intradiario.*

1. El mercado intradiario tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el programa diario viable.

2. Podrán presentar ofertas de venta o de adquisición de energía eléctrica en el mercado intradiario todos los agentes que hubieran participado en la sesión correspondiente del mercado diario de producción.

No obstante lo dispuesto en el párrafo anterior, las unidades de producción que hubieran comunicado la indisponibilidad al operador del sistema con anterioridad al cierre del mercado diario de producción y que hubieran recuperado su disponibilidad, podrán presentar ofertas de venta en la sesión correspondiente del mercado intradiario.

Igualmente podrán presentar ofertas de venta o de adquisición de energía eléctrica en el mercado intradiario todos los agentes del mercado que previamente hubiesen comunicado al operador del sistema la existencia de un contrato bilateral de venta o de adquisición de energía eléctrica para las horas comprendidas en la sesión correspondiente del mercado intradiario en que participen, y dicha energía hubiese sido programada por el operador del sistema, sin necesidad de haber participado previamente en la sesión correspondiente del mercado diario.

En todo caso, para participar en el mercado intradiario los sujetos habrán de ser agentes del mercado diario de producción.

3. Establecido el programa diario viable, el operador del mercado abrirá sesiones del mercado intradiario que se corresponderán con cada uno de los períodos de programación que hayan sido casados en el mercado diario.

4. Abierta la sesión del mercado intradiario, se podrán presentar ofertas de venta o adquisición de energía eléctrica en los mismos términos previstos para el mercado diario y se realizarán con el formato y a través del medio de comunicación que se establezca en el contrato de adhesión.

En ningún caso las ofertas que se presenten en este mercado podrán superponerse en el tiempo a las que se presentaron en el mercado diario.

Las ofertas de venta y de adquisición presentadas en el mercado intradiario tendrán carácter firme una vez aceptadas por el operador del mercado y cerrada la correspondiente sesión.

Artículo 16.

Durante cada una de las sesiones, el operador del mercado procederá a realizar la casación de las ofertas presentadas para cada período de programación, en los mismos términos previstos en el artículo 10 para el mercado diario.

Realizada la casación de cada sesión, el operador del mercado comunicará el resultado de la misma al operador del sistema y a los agentes que hubieran intervenido en dicha sesión.

La casación del mercado intradiario respetará, en todo caso, el orden de entrada en funcionamiento derivado del programa diario viable y las limitaciones de programa establecidas por el operador del sistema por razones de seguridad.

Artículo 17. *Programación horaria final.*

1. La programación horaria final, que será puesta a disposición de los sujetos del mercado de producción por el operador del sistema, es el resultado de la agregación de

todas las transacciones firmes formalizadas para cada período de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación del mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

2. Los desvíos de generación y consumo que surjan a partir del cierre de la programación horaria final serán gestionados por el operador del sistema mediante un procedimiento de gestión de desvíos y la prestación de los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria.

3. El precio a pagar por los desvíos tendrá en cuenta el coste de los servicios de ajuste del sistema y de la garantía de potencia. Así mismo se aplicará un recargo en caso de retraso en la comunicación de las medidas al operador del sistema, a partir de un plazo que se determinará en los procedimientos de operación del sistema. Este recargo tendrá la consideración de ingreso liquidable a los efectos del artículo 4 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento que correspondan.

Artículo 18. *Situaciones de emergencia.*

1. En las situaciones de alerta y emergencia, el operador del sistema dispondrá la puesta en práctica de los procedimientos establecidos con arreglo al artícu lo 31 para preservar la seguridad del sistema. Las operaciones estrictamente necesarias deberán realizarse con criterios técnicos y económicos que permitan incurrir en el menor coste posible, mediante procedimientos transparentes, objetivos y no discriminatorios.

2. El Ministerio de Industria y Energía establecerá los criterios para el cálculo de los efectos económicos derivados de las medidas que adopte el operador del sistema en estas situaciones de emergencia.

CAPÍTULO III

Sistemas de contratación bilateral

Artículo 19. *Contratos bilaterales de energía eléctrica con entrega física.*

1. Los productores, los autoproductores, los agentes externos, los distribuidores, los comercializadores, los consumidores cualificados o los representantes de cualesquiera de ellos, como sujetos del mercado de producción podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica. Los sujetos que formalicen estos contratos deberán:

a) Estar inscritos en el Registro Administrativo que corresponda, de acuerdo con su naturaleza o acreditar su calidad de representantes a través del correspondiente poder notarial.

b) Cumplir los requerimientos técnicos establecidos en los procedimientos de operación.

c) Prestar al operador del sistema las garantías que procedan.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio regulará la participación de los distribuidores en los contratos bilaterales de energía eléctrica con entrega física, así como los mecanismos que promuevan una gestión comercial eficiente por parte de éstos.

2. Las unidades de producción que estuvieran afectas al cumplimiento de estos contratos quedarán exceptuadas de la obligación de presentar ofertas en el mercado diario de producción por la parte de su energía generada vinculada al cumplimiento del contrato.

Artículo 20. *Características de los contratos bilaterales con entrega física.*

1. El sujeto titular de un contrato bilateral con entrega física deberá comunicar al operador del sistema las unidades de producción y de adquisición afectas a su cumplimiento, así como la energía máxima objeto de la transacción bilateral.

El sujeto titular de un contrato bilateral con entrega física comunicará diariamente la ejecución de dicho contrato bilateral al operador del sistema, en la forma y medios que se establezcan en los procedimientos de operación.

2. Las cantidades contratadas de energía eléctrica, así como la nominación afecta a dichas cantidades habrán de ser comunicadas por las partes al operador del sistema, indicando de forma detallada los períodos temporales en que el contrato haya de ser ejecutado y los puntos de suministro y consumo, a fin de ser tomado en consideración para la determinación del programa diario base de funcionamiento.

3. El titular de una unidad de venta que haya celebrado un contrato bilateral con entrega física deberá prestar los servicios obligatorios del sistema y podrá participar, previa habilitación por el operador del sistema, en los mercados potestativos de servicios complementarios y de gestión de desvíos, debiendo cumplir, en todo caso, las restricciones que éste pueda establecer, sin que quepa discriminación alguna respecto del resto de los suministros que se realicen.

4. Los contratos de adquisición o venta de energía eléctrica firmados entre sujetos y empresas con sede fuera de España autorizadas para la venta o adquisición de energía eléctrica, siempre que supongan un flujo de energía eléctrica a través de las interconexiones internacionales de la Península Ibérica, deberán ser previamente autorizados por la Dirección General de Política Energética y Minas y comunicados al operador del sistema.

5. En el caso de que un comercializador o, en su caso, un distribuidor, contrate directamente con un productor en régimen especial, el distribuidor correspondiente le deberá pagar directamente la prima regulada que le corresponda por el tipo de instalación. La Comisión Nacional de Energía liquidará mensualmente al distribuidor dicha prima, incentivo y complementos.

Esta participación de los distribuidores en los sistemas de contratación bilateral con entrega física con productores en régimen especial será regulada por El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con lo establecido en el apartado 1 del artículo 9.

6. En el caso de contratos bilaterales celebrados entre empresas comercializadoras, los coste de los servicios de ajuste del sistema se imputarán a aquel comercializador que se responsabilice frente al operador del sistema de su gestión.

Artículo 21. *Consumidores cualificados.*

(Derogado)

Artículo 21 bis.

(Derogado)

CAPÍTULO IV

Liquidación de las transacciones efectuadas en el mercado de producción de electricidad

Artículo 22. *Responsabilidad de la liquidación.*

1. Corresponde al operador del mercado llevar a cabo la liquidación y comunicación de las obligaciones de pago y derechos de cobro a que dé lugar la energía contratada en el mercado diario e intradiario de producción de electricidad.

2. Se entenderá por liquidación en el mercado diario e intradiario de producción el proceso mediante el cual el operador del mercado determina el precio e importe final a pagar por los compradores y el precio e importe a percibir por los vendedores en virtud de la energía contratada en el mercado diario e intradiario de producción de electricidad.

3. Corresponde al operador del sistema llevar a cabo la liquidación y comunicación de las obligaciones de pago y derechos de cobro a que den lugar los servicios de ajuste del sistema y la garantía de potencia.

Artículo 23. *Precio de la energía eléctrica en el mercado diario e intradiario.*

A efectos de la liquidación del mercado diario e intradiario, el precio de la energía eléctrica a pagar por el comprador y a percibir por el vendedor incorporará el precio obtenido de la casación de las ofertas y demandas en el mercado diario y el precio obtenido de la casación en el mercado intradiario.

Artículo 23 bis. *Liquidación a realizar por el Operador del Sistema.*

El Operador del Sistema liquidará las cuantías a satisfacer o recibir por los sujetos del mercado de producción correspondientes a:

a) Los cobros y pagos derivados de la gestión de los servicios de ajuste del sistema, que incluirá:

La resolución de restricciones por garantía de suministro.
La resolución de restricciones técnicas.
Los servicios complementarios.
La gestión de los desvíos.

b) Los cobros o pagos por el servicio de pago por capacidad.

Artículo 24. *Coste de garantía de potencia.*

1. La retribución por garantía de potencia tiene por objeto proporcionar una señal económica para la permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado.

El Ministerio de Industria y Energía establecerá mediante Orden ministerial y previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, el procedimiento de retribución e imputación de garantía de potencia, especificando las condiciones y los sujetos que estarán obligados al pago y que tengan derecho de cobro, tomando en consideración la permanencia y la gestión e instalación de capacidad de generación en el sistema.

2. El operador del sistema determinará los cobros y pagos relacionados con el concepto de garantía de potencia.

Artículo 25. *Procedimiento y plazos de liquidación de las transacciones efectuadas en el mercado de producción de electricidad.*

1. Realizadas las casaciones de energía eléctrica consideradas en el horizonte de programación del mercado diario, el operador del mercado determinará los derechos de cobro y las obligaciones de pago correspondientes a cada período de programación, y lo comunicará a los correspondientes agentes del mercado diario e intradiario de producción de acuerdo con las normas de funcionamiento del mercado.

Realizados los suministros de energía eléctrica considerados en el horizonte de programación del mercado diario, el operador del sistema determinará los derechos de cobro y las obligaciones de pago correspondientes a cada período de programación, y lo comunicará a los sujetos del mercado de producción de acuerdo con los procedimientos de operación.

Conocidos los resultados de las liquidaciones de las transacciones efectuadas en el mercado de producción de electricidad los sujetos podrán, en un plazo de tres días, presentar las reclamaciones que consideren oportunas.

El operador del mercado y el operador del sistema dispondrán de un plazo de tres días hábiles para resolver las reclamaciones presentadas, finalizado el cual llevarán a cabo una anotación en cuenta provisional en un registro que tendrán a tal efecto para cada sujeto del mercado de producción de energía eléctrica.

2. El operador del mercado y el operador del sistema remitirán nota de abono o de cargo comprensiva de los derechos y obligaciones correspondientes a los agentes del mercado diario de producción y a los sujetos del mercado de producción respectivamente que hubieran realizado transacciones de acuerdo con las normas de funcionamiento del mercado y con los procedimientos de operación, respectivamente.

Los obligados al pago deberán hacerlo efectivo en la cuenta bancaria que designe cada operador de acuerdo en los plazos que se establezcan en las citadas normas y procedimientos.

3. El operador del mercado actuará como contraparte central de las compras y ventas del mercado diario de producción y exigirá las correspondientes garantías, todo ello, en los términos y condiciones establecidos en las Reglas del mercado. En desarrollo de esta función, el operador del mercado se interpondrá en las obligaciones derivadas de las compras y ventas, convirtiéndose en vendedor de cada operación de compra y en comprador en cada operación de venta.

4. El operador del sistema podrá liquidar directa o indirectamente las obligaciones de pago y los derechos de cobro definidos en los apartados 1 y 2, y podrá exigir las correspondientes garantías. Si la liquidación la realiza directamente, notificará a la entidad titular de la cuenta en la que hayan de realizarse los pagos los vendedores a quienes corresponde el cobro y el importe a satisfacer a cada uno de ellos. Esta función la podrá realizar de forma indirecta a través de terceros.

Artículo 26. *Incumplimientos.*

1. En caso de incumplimiento de las obligaciones de pago se procederá a la ejecución de las garantías constituidas.

2. En el caso de retrasos en los pagos, las cantidades adeudadas devengarán intereses de demora a un tipo que se establecerá tanto en las normas de funcionamiento del mercado diario como en los procedimientos de operación del sistema.

CAPÍTULO V

El operador del mercado

Artículo 27. *Funciones del operador del mercado.*

1. Corresponde al operador del mercado, la realización de todas aquellas funciones que se derivan del funcionamiento del mercado diario y del mercado intradiario de producción de energía eléctrica, así como las que le asigna el presente Real Decreto en materia de liquidación.

2. En particular, además de las funciones específicamente señaladas en el artículo 33 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, corresponde al operador del mercado:

a) La definición, desarrollo y operación de los sistemas informáticos necesarios para garantizar la transparencia de las transacciones que se realicen en el mercado diario e intradiario de producción.

b) La presentación para su aprobación de las modificaciones del contrato de adhesión a que se refiere el párrafo a) del apartado 1 del artículo 7.

c) La exigencia a los agentes del mercado diario de producción de acreditar el cumplimiento de las condiciones a que se refiere el artículo 7 del presente Real Decreto.

d) Poner a disposición de los agentes del mercado diario de producción la información relativa a las operaciones casadas y a las ofertas de venta y adquisición no casadas en cada una de las sesiones del mercado diario e intradiario.

e) Publicar los índices de precios medios con carácter horario del Mercado Diario e Intradiario. Asimismo publicará por vía telemática la información relevante en los términos previstos en el artículo 28 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios.

f) Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que le haya sido puesta a su disposición por los agentes del mercado diario de producción, de acuerdo con las normas aplicables.

g) Adoptar las medidas y acuerdos que sean necesarios para el efectivo cumplimiento de las limitaciones de participación directa o indirecta en el capital social de la compañía establecidas en el artículo 33.1 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, incluso mediante la compraventa, obligada para el partícipe interesado, de la participación determinante del incumplimiento de dicha disposición legal.

h) Comunicar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía cualquier comportamiento de los agentes del mercado diario de producción que pueda suponer una alteración del correcto funcionamiento del mismo.

i) Elaborar y hacer público el código de conducta del operador del mercado.

j) Cuantas otras funciones le sean asignadas por las normas de desarrollo de la Ley del sector eléctrico.

k) Comunicar al operador del sistema todas las altas, bajas y modificaciones de agentes y, en su caso, unidades de oferta, con la antelación suficiente para la adecuada actualización de los sistemas de información.

3. El operador del mercado y la Comisión Nacional de Energía podrán proponer al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para su aprobación las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción que consideren adecuadas para la mejor ejecución de lo previsto en la Ley 54/1997, del sector eléctrico, el presente Real Decreto y demás normas de desarrollo, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 28. *Comité de agentes del mercado diario de producción.*

1. El Comité de agentes del mercado diario de producción se configura como un órgano que tiene por objeto el seguimiento del funcionamiento de la gestión del mercado diario e intradiario de producción y la propuesta de medidas que puedan redundar en un mejor funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción

2. Serán funciones específicas del Comité de agentes del mercado diario de producción las siguientes:

a) Realizar el seguimiento del funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción y el desarrollo de los procesos de casación y liquidación.

b) Conocer, a través del operador del mercado las incidencias que hayan tenido lugar en el funcionamiento del mercado diario e intradiario.

c) Proponer al operador del mercado las normas de funcionamiento que puedan redundar en una mejor operativa de los mercados diario e intradiario de producción.

d) Asesorar al operador del mercado en la resolución de las incidencias que se produzcan en las sesiones de contratación.

e) Obtener información periódica del operador del mercado sobre aquellos aspectos que permitan analizar el nivel de competencia del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica.

Artículo 29. *Composición del Comité de agentes del mercado diario de producción.*

1. El Comité de agentes del mercado diario de producción estará integrado por los miembros que definan las reglas de funcionamiento del mercado y dará adecuada representación a todos los agentes que participen en el mercado diario de producción y al operador del sistema.

El Presidente y el Secretario de este órgano serán elegidos por el Comité de agentes del mercado diario de producción entre sus miembros.

2. El cargo de miembro del Comité de agentes del mercado diario de producción no será remunerado.

3. El Comité de agentes del mercado diario de producción aprobará su reglamento interno de funcionamiento, en el que se establecerá la periodicidad de las sesiones, procedimiento de convocatoria, procedimiento de adopción de acuerdos, y la periodicidad para la renovación de sus miembros.

CAPÍTULO VI

El operador del sistema

Artículo 30. *Funciones del operador del sistema.*

1 Corresponde al operador del sistema la realización de todas aquellas funciones que se derivan del funcionamiento de los servicios de ajuste del sistema, de las desviaciones producidas en el mercado de producción de energía eléctrica, así como las que le asigna el presente Real Decreto en materia de liquidación.

2. En particular, además de las funciones específicamente señaladas en el artículo 34 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, corresponde al operador del sistema:

a) La elaboración y publicación con carácter indicativo de un balance periódico de previsiones relativo a las capacidades de generación y transporte que puedan conectarse a la red, las necesidades de interconexión con otras redes y las capacidades potenciales del transporte, así como sobre la demanda de electricidad.

b) Proponer al Ministerio de Industria y Energía las necesidades de la red de transporte para garantizar la fiabilidad del suministro, indicando los planes de desarrollo y refuerzo que se estimen necesarios.

c) Estimar, calcular y publicar los coeficientes de pérdidas en los nudos de transporte con carácter orientativo, con diferentes periodicidades y para diferentes escenarios de explotación.

d) Calcular horariamente las pérdidas de transporte y los coeficientes de pérdidas en los nudos de la red de transporte.

e) Evaluar la capacidad máxima de interconexión del sistema eléctrico, determinar la capacidad disponible para su uso comercial y, en su caso, gestionar los intercambios que se produzcan a través de las mismas.

f) Coordinar con los operadores de otros países la información relativa a las transacciones internacionales que se estén llevando a cabo.

g) Establecer en coordinación con los transportistas, productores y distribuidores los planes de maniobra para la reposición de servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica y coordinar y controlar su ejecución, afectando a cualquier elemento del sistema eléctrico que sea necesario. Lo anterior se realizará de acuerdo con la normativa que se establezca al efecto y, en su ausencia, con criterios de general aceptación conocidos por los agentes y justificando sus actuaciones con posterioridad ante los agentes afectados, la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico y la Administración competente.

h) Recabar y conservar la información de explotación que necesite en el ejercicio de sus funciones y la que demanden el operador del mercado y los organismos reguladores, en las condiciones que se establezcan en el presente Real Decreto y las disposiciones que lo desarrollen.

i) Facilitar a los distintos sujetos del mercado de producción las medidas de los intercambios de energía, de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento de Puntos de Medida y cualquier otra normativa aplicable.

j) Suministrar a los sujetos del mercado de producción la información relativa a los posibles problemas que puedan surgir en las interconexiones internacionales.

k) Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que le haya sido puesta a su disposición por los sujetos del mercado, de acuerdo con las normas aplicables.

l) Adoptar las medidas y acuerdos que sean necesarios para el efectivo cumplimiento de las limitaciones de participación directa o indirecta en el capital social de la compañía, establecidas en el artículo 33.1 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, incluso mediante la compraventa, obligada para el partícipe interesado, de la participación determinante del incumplimiento de dicha disposición legal.

m) Analizar las solicitudes de conexión a la red de transporte y condicionar, en su caso, el acceso a la red cuando no se disponga de capacidad suficiente o se incumplan los criterios de fiabilidad y seguridad establecidos en el presente Real Decreto.

n) Cuantas otras funciones le sean asignadas por las normas de desarrollo de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

Artículo 31. *Procedimientos de operación.*

1. El operador del sistema y la Comisión Nacional de Energía podrán proponer para su aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

2. Los procedimientos de operación deberán contemplar, al menos, los siguientes aspectos:

a) Condiciones de conexión a la red de transporte.
b) Análisis de la seguridad en la cobertura anual.
c) Condiciones de instalación y funcionamiento de los equipos de medida y control.
d) Análisis de la seguridad en la cobertura del corto plazo.
e) Gestión de las interconexiones internacionales.
f) Previsiones de demanda.
g) Información de la explotación.
h) Programación del sistema.
i) Coordinación del mantenimiento de las instalaciones de producción-transporte.
j) Intercambio de información entre sujetos.
k) Condiciones de funcionamiento del sistema de producción y transporte y criterios de calidad, fiabilidad y seguridad.
l) Asignación y determinación de las pérdidas de transporte.
m) Gestión y liquidación de cada uno de los servicios de ajuste del sistema.
n) Situaciones de alerta y emergencia.
ñ) Criterios para la determinación de la red bajo la gestión del operador del sistema.
o) Gestión y liquidación de los cobros y pagos por garantía de potencia.
p) Gestión y liquidación de los desvíos respecto a programa.
q) La coordinación con todos los operadores y sujetos.

Artículo 32. *Red de transporte bajo la gestión técnica del operador del sistema.*

1. La red, bajo la gestión técnica del operador del sistema, estará constituida por las siguientes instalaciones:

a) Las instalaciones de la red de transporte con tensión igual o superior a 220 kv.
b) Las instalaciones de la red de tensiones inferiores, cuya operación incida de forma significativa en la red de transporte.
c) Las instalaciones de la red de tensiones inferiores, cuya operación incida de forma significativa en la generación al provocar restricciones en la oferta de energía.
d) Las interconexiones internacionales.

2. El operador del sistema mantendrá la lista actualizada de las instalaciones incluidas en la red bajo la responsabilidad del operador del sistema.

Artículo 33. *Obligaciones de los propietarios de instalaciones eléctricas en el ámbito de la operación del sistema.*

En el ámbito de la operación del sistema, serán obligaciones de los productores de energía eléctrica y de los propietarios de instalaciones de transporte y distribución, además de las específicamente señaladas en la Ley del sector eléctrico, las siguientes:

a) Instalar, operar y mantener correctamente las instalaciones a su cargo, respetando la normativa aplicable.
b) Maniobrar las instalaciones a su cargo de acuerdo con las instrucciones que imparta el operador del sistema.
c) Informar al operador del sistema sobre los planes de mantenimiento de las instalaciones a su cargo de acuerdo con el procedimiento que éste determine. En el caso de instalaciones pertenecientes a la red bajo la responsabilidad del operador del sistema, se deberá solicitar al operador del sistema la autorización para los descargos.
d) Informar de las características técnicas de su instalación y de sus capacidades máximas, tanto para la gestión de energía como para la prestación de servicios de ajuste.

e) Someterse a las inspecciones en los términos previstos en el presente Real Decreto.

f) Informar al operador del sistema de los programas de producción y consumo por nudos eléctricos.

g) Facilitar el acceso de terceros al uso de las redes de transportes y distribución conforme a la normativa que a tal efecto se establezca.

h) Cuantas otras obligaciones se determinen como desarrollo del presente Real Decreto.

CAPÍTULO VII

Intercambios intracomunitarios e internacionales

Artículo 34. *Intercambios de energía.*

1. Los sujetos del mercado de producción a que se refiere el artículo 13 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, podrán establecer libremente intercambios intracomunitarios e internacionales de energía de acuerdo con las condiciones que se establecen en el presente Real Decreto y sus disposiciones de desarrollo.

2. Cualquier productor, autoproductor, distribuidor, consumidor o comercializador que tenga su sede fuera de España, podrá solicitar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio que autorice su participación como agente externo en el mercado de electricidad.

3. Las autorizaciones a los agentes externos intracomunitarios se otorgarán en términos reglados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, quién podrá denegarlas sólo si en el país de establecimiento del agente externo no se cumple la condición de reciprocidad, de acuerdo con el artículo 13.2 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

4. Una vez obtenida la autorización del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el agente externo podrá participar en el mercado de producción de energía eléctrica siempre que se inscriba en el Registro Administrativo correspondiente y cumpla con la normativa exigible.

5. Las importaciones intracomunitarias podrán canalizarse a través de cualquiera de las modalidades de contratación que se autoricen en el desarrollo de la Ley 54/1997, del sector eléctrico.

6. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio determinará los aspectos técnicos y económicos de la integración de los intercambios intracomunitarios e internacionales en el mercado de producción con criterios no discriminatorios, objetivos y transparentes.

7. El operador del sistema será el responsable de coordinar con los operadores de los sistemas externos interconectados, la información relativa a la ejecución de programas de intercambios internacionales. En dicha tarea actuará en coordinación con el operador del mercado cuando el mecanismo de reparto de la capacidad disponible así lo prevea.

El operador del sistema será responsable asimismo de la medida de los flujos de energía que se realicen a través de las interconexiones internacionales.

8. En aplicación del artículo 10.2.a) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, el Gobierno podrá prohibir operaciones de exportación concretas, incluso intracomunitarias, que impliquen un riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica.

Artículo 35. *Régimen retributivo aplicable a los intercambios intracomunitarios e internacionales.*

1. El régimen retributivo aplicable a los cobros y pagos correspondientes a la energía intercambiada con otros sistemas eléctricos deberá ser desarrollado mediante Orden Ministerial, respetando los principios de competencia, transparencia y no discriminación que han de regir el mercado de producción de energía eléctrica.

2. Todo consumidor nacional, independientemente del origen de la energía recibida, deberá pagar los costes por garantía de potencia, costes de seguridad, abastecimiento y costes permanentes en la cuantía que se haya establecido.

3. Las exportaciones a países comunitarios no pagarán costes por garantía de potencia ni los costes de seguridad y abastecimiento ni los servicios de ajuste, excepto los correspondientes a los desvíos en los que puedan incurrir.

4. Los sujetos que realicen operaciones de exportación de energía eléctrica a países no comunitarios habrán de abonar los costes del sistema y las pérdidas que proporcionalmente les correspondan.

5. Los pagos y cobros relativos a la garantía de potencia se realizarán según se especifica en el presente Real Decreto y en las normas de desarrollo que se dicten al efecto.

Artículo 36. *Intercambios de energía de apoyo y desvíos entre sistemas.*

El operador del sistema podrá gestionar la realización de intercambios a corto plazo cuando éstos tengan por objeto el apoyo entre sistemas eléctricos para mantener las condiciones de calidad y seguridad de suministros en los términos que determine el Ministerio de Industria y Energía.

Artículo 37. *Capacidad de las interconexiones.*

El operador del sistema será el responsable de evaluar, para cada período de programación, la capacidad máxima de cada una de las interconexiones del sistema eléctrico nacional con otros sistemas eléctricos. Dicha información debe ser pública.

2. Todas las transacciones intracomunitarias e internacionales estarán sujetas a las restricciones técnicas de las líneas de interconexión y del sistema, restricciones que serán identificadas y evaluadas por el operador del sistema para garantizar la calidad y la seguridad del suministro dentro del sistema eléctrico. El procedimiento de aplicación de las restricciones técnicas, en su caso, se determinará mediante Orden ministerial.

3. La mencionada Orden ministerial deberá contemplar, como mínimo, los siguientes aspectos:

a) El cálculo de la capacidad disponible, atendiendo a los criterios generales de fiabilidad, calidad y seguridad de la normativa de operación y transporte aplicable y en particular a las necesidades de seguridad del sistema peninsular.

b) El procedimiento de reparto de la capacidad de red disponible en condiciones de saturación, mediante criterios objetivos y transparentes y aplicando en lo posible mecanismos de mercado.

4. Para facilitar la planificación de la ampliación de las interconexiones internacionales, el operador del sistema elaborará un informe semestral sobre la capacidad máxima de las interconexiones, el uso solicitado y el uso real debido a limitaciones y restricciones técnicas, señalado, tanto las transacciones intracomunitarias e internacionales con el mercado eléctrico español, como el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores que se realicen utilizando las redes del sistema eléctrico español.

Disposición adicional primera. *Operador del mercado y operador del sistema.*

1. Corresponderá a la sociedad «Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, Sociedad Anónima», realizar las funciones encomendadas en el presente Real Decreto al operador del mercado.

2. Corresponderá a la sociedad «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», realizar las funciones encomendadas en el presente Real Decreto al operador del sistema.

Disposición adicional segunda. *Circulares de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.*

Las órdenes ministeriales que se puedan dictar en el desarrollo del presente Real Decreto podrá habilitar a la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico para su desarrollo mediante circulares.

Disposición adicional tercera.

A fin de que el operador del sistema pueda confirmar el cumplimiento de las condiciones que puedan eximir a los generadores de la obligación de presentar ofertas al operador del mercado diario de producción de acuerdo con lo establecido en el artículo 34.2.f) de la Ley del Sector Eléctrico, el operador del sistema deberá ser informado por las empresas propietarias de las unidades de producción respecto a los planes de mantenimiento de

dichas unidades que impliquen una incapacidad total o parcial de generar energía, del inicio y finalización de los trabajos de mantenimiento y de la ocurrencia de averías en las citadas unidades, así como de la duración prevista de los trabajos de reparación y los plazos de recuperación de la capacidad de producción.

Las empresas productoras enviarán al operador del sistema mensualmente, y con un horizonte anual, los planes de mantenimiento de sus unidades de generación, que tendrán carácter indicativo y cuya finalidad será permitir la realización de los estudios necesarios de seguridad en la cobertura de la demanda.

Con un plazo de anticipación suficiente sobre la fecha de inicio de los trabajos, en función del tamaño e importancia de la unidad de generación para la operación del sistema, las correspondientes empresas deberán comunicar al operador del sistema la fecha de inicio de dichos trabajos, que tendrá carácter de compromiso y que será confirmada por el operador del sistema al operador del mercado diario de producción para que sea tenido en cuenta en el proceso de casación del mercado diario.

Asimismo, los productores en régimen especial y los titulares de los contratos que, por sus características, estén excluidos del sistema de ofertas, comunicarán al operador del sistema las condiciones eximentes de la obligación de presentación de ofertas suficientemente documentadas, para que éste pueda confirmarlas al operador del mercado diario de producción.

Cuando de la documentación recibida, el operador del sistema pueda inferir algún problema para el normal funcionamiento del mercado de producción o para el nivel de garantía de abastecimiento, lo pondrá en conocimiento, simultáneamente con la confirmación, del Ministerio de Industria Turismo y Comercio, de la Comisión Nacional de Energía y del operador del mercado diario de producción.

El Ministerio de Industria Turismo y Comercio podrá establecer las modalidades y condiciones de las comunicaciones anteriores y otras circunstancias relativas a la confirmación que debe realizar el operador del sistema.

Disposición adicional cuarta.

El Ministro de Economía, antes del 1 de noviembre de 2000, establecerá nuevas formas de contratación del suministro a plazo, hasta un horizonte máximo de un año, que se integrarán en el mercado de producción de energía eléctrica.

Para ello fijará los agentes que pueden asumir la posición compradora o vendedora, la antelación mínima con que han de presentarse las ofertas al Operador del Mercado, el horizonte y período de programación, el régimen de operación, que podrá tener carácter continuo o de casaciones sucesivas y la forma de determinar los precios.

Disposición transitoria primera. *Registros administrativos.*

1. En tanto no se constituyan los registros administrativos a que hacen referencia los artículos 21 y 45 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, y no haya transcurrido el plazo mencionado por la disposición transitoria séptima de la citada Ley, los propietarios de instalaciones de producción y distribución autorizados, así como los agentes externos que pudieran autorizarse, podrán presentar ofertas en el mercado de producción de energía eléctrica.

2. En el plazo de un mes desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, los sujetos a que se refiere el apartado anterior deberán suscribir el contrato de adhesión y presentar las garantías que resulten exigibles.

Disposición transitoria segunda. *Comité de agentes del mercado.*

En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, se procederá a la constitución del Comité de agentes del mercado, a que se refiere el artículo 29.

Disposición transitoria tercera. *Ofertas de la adquisición.*

Hasta transcurridos tres meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, las ofertas de adquisición de energía a que se refiere el artículo 9 no podrán incluir el precio de

la energía demandada, excepto a las ofertas de adquisición de energía efectuada por las de centrales de bombeo.

Disposición transitoria cuarta. *Mercado intradiario.*

1. Los artículos relativos al mercado intradiario no entrarán en vigor hasta transcurridos tres meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto. Durante el citado período los ajustes de la programación que se produzcan en la oferta o en la demanda serán resueltos por el operador del sistema con criterios técnicos y económicos que permitan incurrir en el menor coste posible, mediante procedimientos transparentes, objetivos y no discriminatorios.

2. Transcurrido el plazo citado y durante los tres meses siguientes, la gestión del mercado intradiario le corresponderá al operador del sistema.

Disposición transitoria quinta. *«Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima».*

«Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», hará públicos los procedimientos de operación aplicados actualmente en el marco de la gestión de la explotación unificada, que serán de aplicación en lo que no sea contrario a lo establecido en el presente Real Decreto y sus normas de desarrollo durante un plazo máximo de seis meses, en tanto se elaboren los procedimientos a que se refiere el artículo 33 del presente Real Decreto.

Disposición transitoria sexta. *Intercambios internacionales.*

Los contratos suscritos por «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», a que se refiere el apartado tercero de la disposición transitoria novena de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, mantendrán su vigencia y operatividad al margen del mercado de producción, si bien habrán de ser tenidos en cuenta en la casación de ofertas, por su coste variable marginal en cada momento, sin perjuicio de las condiciones contractuales aplicables. Las diferencias entre los pagos y cobros al mercado y los pagos y cobros que se deriven de dichos contratos se repercutirán a todos los consumidores finales en los términos que se determinen mediante Orden ministerial.

Disposición transitoria séptima. *Conexiones internacionales.*

1. Durante un período máximo de un año a partir de la entrada en vigor del presente Real Decreto, se habilita al operador del sistema para que, en colaboración con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos, establezca procedimientos para:

a) La evaluación de la capacidad técnica de las líneas de interconexión y de la capacidad disponible para uso comercial una vez aplicados los criterios de seguridad establecidos en ambos sistemas.

b) La gestión de las restricciones de red en las interconexiones internacionales.

c) La participación de los agentes externos en el mercado de los servicios complementarios.

d) La medida de los desvíos y la gestión de los intercambios de apoyo entre sistemas y su posterior liquidación económica con el operador del mercado y los agentes externos.

e) La gestión de los intercambios de energía entre sistemas en tensiones inferiores a 220 Kv.

2. Estos procedimientos serán aprobados por la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

Disposición transitoria octava. *Resolución de conflictos.*

1. La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico resolverá, a petición de cualquiera de las partes afectadas, los conflictos que les sean planteados en relación con la gestión económica y la gestión técnica del sistema, así como el transporte y en especial, respecto a los contratos relativos al acceso de terceros a las redes de transporte y distribución.

2. En tanto no se desarrolle reglamentariamente el artículo 8.1.14.a de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, la tramitación de las reclamaciones se ajustará al procedimiento

establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

3. Las resoluciones de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, decidirán todas las cuestiones planteadas, pondrán fin a la vía administrativa y serán recurribles ante la jurisdicción contencioso-administrativa.

4. La Comisión Nacional del Sistema Eléctrico velará por el efectivo cumplimiento de las resoluciones que dicte, en virtud de lo establecido en la presente disposición transitoria.

Disposición transitoria novena. *Distribuidores de energía eléctrica.*

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, no tuvieran la forma jurídica de sociedades mercantiles, dispondrán del plazo de tres meses para adaptar su forma jurídica a lo dispuesto en el artículo 9.g) de la citada Ley. Una vez realizada la adaptación, deberán comunicarlo a la Dirección General de la Energía en el plazo de quince días.

Disposición final primera. *Desarrollo normativo.*

Se faculta al Ministro de Industria y Energía para dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y ejecución del presente Real Decreto.

Disposición final segunda. *Carácter básico.*

El presente Real Decreto tiene carácter básico, de acuerdo con lo establecido en el artículo 149.1.13.a y 25.a de la Constitución.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

El presente Real Decreto entrará en vigor el 1 de enero de 1998.

§ 48

Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 309, de 24 de diciembre de 2004
Última modificación: 26 de abril de 2012
Referencia: BOE-A-2004-21561

El mercado de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, constituye una pieza básica en el esquema regulador del sector eléctrico introducido por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, una de cuyas metas es conseguir una mejora en la eficiencia mediante la introducción de mecanismos de mercado en aquellas actividades que pueden realizarse en condiciones competitivas.

La experiencia acumulada desde la puesta en marcha del mercado de producción de energía eléctrica en 1998 ha puesto de manifiesto la necesidad de introducir modificaciones en los procedimientos empleados para la resolución de las restricciones técnicas. Tales modificaciones responden a un doble orden de exigencias. Por una parte, la utilización de las mismas ofertas para el mercado diario y para la resolución de restricciones técnicas, mecanismo previsto en la actual redacción del artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, ha revelado la aparición de interferencias en el mecanismo de mercado e ineficiencias en la asignación de recursos. Por otra parte, la energía correspondiente a los contratos bilaterales viene participando en el proceso de resolución de restricciones, con independencia de las condiciones económicas de dichos contratos, lo que conlleva también ineficiencia en la asignación de recursos.

Las modificaciones propuestas tienen, pues, un doble objetivo: reducir las interferencias en el normal funcionamiento de los mercados de energía originadas por un imperfecto mecanismo de resolución de las restricciones técnicas y, al mismo tiempo, lograr que los contratos bilaterales físicos reciban, respecto a la resolución de las restricciones técnicas, análogo tratamiento que el resto de transacciones del mercado de producción. Este último aspecto cobra especial relevancia al haberse aumentado de modo significativo las posibilidades de contratación bilateral, tras la publicación del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios.

Para alcanzar los objetivos señalados, se introduce una definición más precisa del concepto de restricciones técnicas y se posibilita que las restricciones técnicas sean resueltas tomando en cuenta ofertas diferentes de las presentadas para los mercados de energía.

Además, en el anexo de este real decreto se establecen los procedimientos de resolución de las restricciones técnicas tras los mercados diario e intradiario, y se prevé que

los problemas que se produzcan después del cierre de los mercados intradiarios sean resueltos conforme se establezca en los procedimientos de operación del sistema.

La existencia de restricciones técnicas obliga a modificar la programación de las unidades resultante del mercado, para conseguir unos programas de generación y consumo que cumplan los criterios de seguridad establecidos en los procedimientos de operación del sistema.

El objeto del proceso de resolución de restricciones técnicas recogido en este real decreto consiste en realizar aquellas modificaciones necesarias sobre la programación resultante del mercado que cumplan los referidos criterios de seguridad y tengan el menor impacto económico posible sobre las unidades de producción y consumo que concurren en él.

Para facilitar la supervisión de la prestación de este servicio en las condiciones económicas establecidas se ha previsto que la Comisión Nacional de Energía pueda solicitar información sobre los costes incurridos en la prestación del servicio, en aras de detectar la existencia de indicios de prácticas restrictivas de la competencia.

Por otra parte, se entiende que la imposibilidad de realización del programa asignado en el mercado por limitaciones del sistema no ha de dar derecho a compensación alguna, de forma que se ha previsto que la reducción de la energía programada a una unidad por motivos de seguridad conlleve la anulación del programa correspondiente.

Únicamente se prevé la realización de una subasta para la reducción de los valores programados que resulte necesaria, al objeto de obtener un programa equilibrado en generación y demanda, tras la realización de las modificaciones necesarias para resolver las restricciones, y se establece la participación de los distintos sujetos y operadores en el proceso de resolución de restricciones.

Por otra parte, la experiencia adquirida desde el año 2000 con la aprobación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, ha puesto de manifiesto la necesidad de introducir modificaciones para lograr una mayor flexibilidad en el reparto de la cuantía anual fijada, en su caso, en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año, destinada a la ejecución de forma equivalente de los planes de mejora de calidad en zonas en las que la calidad registrada es inferior a la media, eliminando a su vez la restricción que contemplaba el citado Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, de dotación a los diferentes tipos de zonas y las relativas a las consecuencias del incumplimiento de la calidad durante la ejecución de los citados planes.

Además, con el fin de agilizar los plazos de puesta en servicio de instalaciones de generación y de transporte, se prevé expresamente la posibilidad, previa obtención de la autorización administrativa, de iniciar las obras preparatorias de acondicionamiento del emplazamiento de las instalaciones, por parte de sus titulares.

Finalmente, se ha considerado la conveniencia de realizar algunas modificaciones para mejorar la operatividad de las instalaciones tipo b.1.2., en las primas correspondientes a los grupos a.1, a.2, d.1, d.2 y d.3 reguladas en el primer párrafo de la disposición transitoria segunda.5 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, así como al precio de las primas a algunas instalaciones de los tipos a.1, a.2 y d.1 contenidas en el anexo VI del citado real decreto.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 23 de diciembre de 2004,

DISPONGO:

Artículo primero. *Restricciones técnicas.*

El artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, queda redactado en los siguientes términos:

«Artículo 12. *Restricciones técnicas.*

1. El programa diario base será comunicado por el operador del mercado a los agentes del mercado y al operador del sistema, quien, a la vista de aquel, determinará las restricciones técnicas que pudieran afectar a su ejecución, así como las necesidades de servicios complementarios a que diera lugar.

A los efectos de este real decreto, se entenderá por restricción técnica cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o del sistema que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del operador del sistema, la modificación de los programas.

2. Los procedimientos de resolución de restricciones técnicas podrán comportar la retirada de ofertas previstas en los programas, así como la modificación de los programas con base en otras ofertas, en los términos que se establezcan por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio.

3. El programa resultante de la resolución de las restricciones técnicas y del resultado del mercado de servicios complementarios a que se refiere el artículo 14 se denominará programa diario viable y será comunicado por el operador del sistema al operador del mercado y a los agentes que actúen en este en el plazo que se establezca en las normas de funcionamiento del mercado.»

Artículo segundo. *Aprobación del procedimiento de resolución de restricciones técnicas.*

Se aprueba el procedimiento de resolución de restricciones técnicas, en los términos que establece el anexo de este real decreto.

[. . .]

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Se deroga el apartado 3 del artículo 107 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, así como cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en este real decreto.

Disposición final primera. *Desarrollo normativo.*

1. En un plazo máximo de dos meses a partir de la publicación de este real decreto, el operador del sistema deberá presentar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de revisión de los procedimientos de operación que desarrollen lo establecido en este real decreto. Asimismo, el operador del mercado deberá presentar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de adaptación de las reglas de funcionamiento del mercado de energía eléctrica a lo dispuesto en este real decreto.

2. Se faculta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para el desarrollo de este real decreto, así como para la modificación de su anexo.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor a los cinco meses de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», excepto lo establecido en los artículos tercero al décimo, ambos inclusive, que entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

Primero. *Unidades de programación.*

A los efectos de la resolución de restricciones, se entenderá por unidad de venta cada una de las unidades utilizadas para representar la programación de las transacciones realizadas en el mercado de producción por los agentes habilitados a vender en el mercado diario de producción.

Igualmente, se entenderá por unidad de adquisición cada una de las unidades utilizadas para representar la programación de las transacciones realizadas en el mercado de producción por los agentes habilitados a comprar en el mercado diario de producción.

Segundo. *Fases del proceso de resolución de las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento.*

El proceso de resolución de las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento constará de dos fases diferenciadas:

1. Primera fase.

En la primera fase, el operador del sistema determinará las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa diario base de funcionamiento, estableciendo las modificaciones del programa necesarias para resolver las restricciones detectadas, así como las limitaciones que afecten a las unidades programadas de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema correspondientes, sin llegar a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda que corresponde a la segunda fase del proceso. En el caso de identificarse restricciones en la evacuación de la producción, el operador del sistema establecerá preferentemente un sistema de limitaciones por zona, o un conjunto de unidades de programación.

2. Segunda fase.

En la segunda fase, el operador del sistema realizará las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando, en todo caso, las limitaciones que haya establecido, de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema.

Tercero. *Unidades que participan en el proceso de resolución de las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento.*

En la primera fase del proceso definida en el apartado anterior, participarán todas las unidades de venta, excepto las que representen importaciones de países no pertenecientes a la Unión Europea. Entre las unidades de adquisición, únicamente participarán en esta fase las correspondientes a unidades de bombeo y, cuando no existan otros medios para resolver las restricciones en el sistema de producción español o exista riesgo cierto para el suministro nacional, las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

En la segunda fase del proceso participarán las unidades de venta, excepto las que representen importaciones de energía a través de interconexiones para las que esté establecido un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio y las unidades de adquisición correspondientes a unidades de bombeo.

Cuarto. *Ofertas para el proceso de resolución de restricciones.*

Las ofertas para el proceso de resolución de restricciones serán las siguientes:

1. Ofertas de venta de energía. Los sujetos titulares de unidades que participan en la primera o segunda fase del proceso de resolución de restricciones conforme al apartado tercero podrán presentar ofertas para aumentar o reducir la energía programada de aquellas, según sean unidades de venta o adquisición, respectivamente, excepto las que representen

importaciones de energía a través de interconexiones en las que esté establecido un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Los sujetos titulares de unidades que participan en la primera o segunda fase del proceso de resolución de restricciones conforme al apartado tercero podrán presentar ofertas para aumentar o reducir la energía programada de aquellas, según sean unidades de venta o adquisición, respectivamente.

Estarán obligados a presentar ofertas de venta los sujetos obligados a presentar ofertas al mercado diario conforme al artículo 7 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, y los titulares de unidades de adquisición de bombeo respecto de la energía asignada a ellas en el programa diario base de funcionamiento.

Con carácter general, dichas ofertas serán ofertas simples en el sentido definido para las ofertas correspondientes al mercado diario.

No obstante lo anterior, las unidades de producción que representan centrales térmicas podrán presentar ofertas complejas cuando no hubiesen resultado despachadas en el programa diario base de funcionamiento. Dichas ofertas complejas constarán de cuatro términos:

a) ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora.
b) ingresos por unidad de energía producida.
c) ingresos por arranque frío.
d) ingresos por arranque caliente.

A estos efectos, se entenderá por arranque caliente el realizado en menos de cinco horas después de la última hora con programa asignado, y se considerará arranque frío cualquier arranque que no cumpla tal condición. Igualmente, se entenderá que una unidad permanece acoplada cuando su producción es superior a cero en dicha hora.

Las ofertas de venta aquí referidas serán presentadas al operador del sistema, una vez conocido el resultado del mercado diario y antes de conocerse las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa diario base de funcionamiento.

2. Ofertas de compra de energía.

Los sujetos titulares de unidades que participan en la segunda fase del proceso de resolución de restricciones conforme al apartado tercero estarán obligados a presentar al operador del sistema ofertas para la disminución de la energía programada en sus unidades de venta. Los mismos sujetos podrán presentar, respecto de sus unidades de adquisición de bombeo, ofertas para el aumento de la energía programada.

Dichas ofertas serán ofertas simples en el sentido definido para las ofertas correspondientes al mercado diario y se presentarán una vez conocido el resultado del mercado diario y antes de conocerse las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa diario base de funcionamiento.

Quinto. *Primera fase del proceso de resolución de las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento: modificaciones por criterios de seguridad.*

1. El operador del sistema determinará las modificaciones que deben realizarse sobre el programa diario base de funcionamiento estrictamente necesarias para cumplir los criterios de seguridad establecidos en los procedimientos de operación del sistema. En el caso de que existan varias alternativas de modificación técnicamente equivalentes, se adoptará la de menor coste para el sistema.

2. Las disminuciones de energía, tanto vendida como adquirida, respecto al programa diario base de funcionamiento se considerarán anulaciones del programa correspondiente, y no se generará ningún derecho de cobro u obligación de pago por dicha energía. En el caso de transacciones realizadas en el mercado diario, quedarán sin efecto los derechos de cobro o las obligaciones de pago correspondientes a esta energía, y se estará a lo dispuesto entre las partes en los contratos bilaterales físicos. En el caso de que haya varias unidades cuya disminución tenga idéntico efecto sobre el sistema, se prorrateará la energía que deba bajarse entre todas ellas. En este último caso, no se considerarán las unidades que, al

disponer de sistemas de reducción de carga en tiempo real, contribuyan a resolver la restricción técnica, por una energía equivalente a la citada contribución.

3. Los aumentos de energía programada, y realmente producida, sobre el programa diario base de funcionamiento, serán retribuidos al precio de las ofertas presentadas expresamente para este servicio conforme a lo dispuesto en el apartado cuarto.

4. En el caso de utilización de ofertas complejas conforme a lo dispuesto en el apartado cuarto.1, se considerará como ingreso por la resolución de restricciones, siempre que efectivamente se produzca la entrega de la energía programada, el importe que resulte inferior entre los valores que a continuación se definen:

a) El resultante de aplicar la oferta compleja al programa asignado por restricciones.

b) El resultante de aplicar la oferta compleja al programa horario final de la unidad y deducir de él los ingresos obtenidos por la unidad en los mercados intradiarios en que haya participado. A estos efectos, no se considerarán los arranques que no se hayan efectivamente producido.

Sexto. *Segunda fase del proceso de resolución de las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento: reequilibrio de producción y demanda.*

1. Tras realizar las modificaciones de programa descritas en el apartado anterior, el operador del sistema anulará el programa de generación correspondiente a contratos bilaterales cuya demanda haya sido reducida en la primera fase.

2. Una vez realizada la operación descrita en el apartado anterior, el operador del sistema determinará las modificaciones que deban realizarse sobre el programa diario base de funcionamiento para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, tras la inclusión de las modificaciones establecidas en la primera fase descritas en el apartado quinto, con el criterio de que estas modificaciones tengan el menor impacto económico posible.

3. En el caso de ser necesario resolver en esta fase un exceso de demanda, el operador del sistema determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a las ofertas específicas de venta recibidas.

4. En el caso de ser necesario resolver en esta fase un exceso de generación, el operador del sistema determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a las ofertas específicas de compra recibidas.

5. Las unidades cuyo programa resulte modificado en esta fase devengarán un derecho de cobro o una obligación de pago, según proceda, al precio de la correspondiente oferta presentada y efectivamente asignada.

Séptimo. *Asignación y liquidación de los costes derivados del proceso.*

La liquidación de los costes derivados del proceso se realizará por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en los apartados quinto y sexto.

Los costes debidos a las modificaciones de programa realizadas en el proceso de resolución de restricciones técnicas serán sufragados por los titulares de unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos en el período de programación correspondiente.

Quedan exceptuadas de esta asignación de costes las unidades de adquisición de bombeo y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

Octavo. *Supervisión.*

Sin perjuicio de lo establecido en la disposición adicional undécima.tercero.1, función undécima, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en relación con el título X de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, la Comisión Nacional de Energía, en el ejercicio de la función duodécima de la disposición adicional undécima, podrá solicitar la información que considere necesaria. Cuando detecte la existencia de indicios de prácticas restrictivas de la competencia, lo pondrá en conocimiento del Servicio de Defensa de la Competencia, y aportará todos los elementos de hecho a su alcance y, en su caso, un dictamen no vinculante de la calificación que le merecen dichos hechos.

Noveno. *Restricciones en el mercado intradiario.*

Las restricciones técnicas que se originen como consecuencia de la casación en el mercado intradiario serán resueltas por el operador del sistema seleccionando la retirada de la casación del conjunto de ofertas que resuelvan las restricciones identificadas y de aquellas otras ofertas adicionales necesarias para el reequilibrio de la producción y la demanda, en ambos casos sobre la base del orden de precedencia económica del mercado intradiario comunicada por el operador del mercado.

Décimo. *Otras restricciones.*

Las restricciones e incidencias técnicas que se produzcan tras el cierre del mercado intradiario se resolverán en los términos establecidos para dichas situaciones en los correspondientes procedimientos de operación del sistema.

Los procedimientos de operación del sistema podrán, igualmente, establecer cuantas normas de carácter técnico e instrumental sean necesarias para la ejecución de lo dispuesto en este anexo.

§ 49

Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 51, de 27 de febrero de 2010
Última modificación: 7 de diciembre de 2011
Referencia: BOE-A-2010-3158

La Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico, dispone en su artículo 25 que el Gobierno podrá establecer los procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia en producción, para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en períodos anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado.

Por otra parte, el mercado de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, constituye una pieza básica en el esquema regulador del sector eléctrico introducido por la citada Ley 54/1997, de 27 de noviembre, una de cuyas metas es conseguir una mejora en la eficiencia mediante la introducción de mecanismos de mercado en aquellas actividades que pueden realizarse en condiciones competitivas.

La garantía del suministro a los consumidores eléctricos pone de manifiesto la importancia de mantener abierta la opción de los combustibles de origen autóctono. A este respecto, la generación térmica con centrales que utilizan carbón como combustible además, aportan normalmente, salvo indisponibilidades puntuales sobrevenidas, un grado de fiabilidad adecuado para garantizar la correcta operación del sistema y el suministro eléctrico, al tratarse de una producción gestionable y proveedora de servicios de ajuste del sistema.

A ello hay que añadir el carácter estratégico de la producción con carbón autóctono. En este sentido, dado que las centrales que utilizan carbón autóctono proveen este servicio y que el carbón autóctono puede ser utilizado hasta un máximo del 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada en cómputo anual, se hace necesario el uso del mismo, en unas cantidades no mayores a las previstas en el «Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras», para evitar que el

parque generador de las centrales de carbón desaparezcan en el corto plazo, perdiéndose así un soporte estratégico importante para llevar a cabo los compromisos adquiridos.

Para alcanzar los objetivos señalados, en el artículo único del real decreto se aprueba el procedimiento de resolución de las restricciones por garantía de suministro que se identifican en el programa diario base de funcionamiento y previamente al proceso de modificación de programas para la resolución de las restricciones técnicas del sistema.

El proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, que figura en el anexo I de este real decreto, consiste en realizar sobre el programa diario base de funcionamiento aquellas modificaciones necesarias para cumplir los referidos criterios de seguridad de suministro, con el menor impacto económico y medioambiental posible, y respetando las limitaciones que sea preciso establecer por seguridad del sistema.

Se establece también la posterior aplicación de un mecanismo para la reducción de los valores programados que resulte precisa, al objeto de obtener un programa equilibrado en generación y demanda, tras la realización de las modificaciones necesarias para resolver las restricciones por garantía de suministro, y una vez tenidas ya en cuenta las modificaciones de programa por solución de restricciones técnicas cuyo saldo neto horario represente una reducción del programa base de funcionamiento. Este mecanismo de reducción de los programas de producción se aplicará sobre las instalaciones térmicas de producción emisoras de CO_2, siguiendo un orden de mérito descendente de los niveles de emisión de CO_2 de las distintas instalaciones, y respetando las limitaciones de programa que sea preciso establecer por seguridad del sistema eléctrico.

Para la aplicación de este mecanismo, se ha previsto que la Comisión Nacional de Energía supervise los valores de emisión de cada una de las instalaciones térmicas de producción, comunicados por los sujetos titulares de las mismas, como paso previo a la utilización de estos valores por parte del operador del sistema. Dichos valores de emisión deberán ser coherentes con el contenido de los informes verificados de emisión notificados por el titular en el marco de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Se ha previsto igualmente que la Comisión Nacional de Energía pueda solicitar información sobre las ofertas presentadas en el mercado diario por las centrales que utilizan carbón autóctono como combustible, así como por aquellas otras instalaciones térmicas de producción emisoras de CO_2 que pueden participar en el proceso de reducción de programas posterior a la resolución de restricciones por garantía de suministro, a fin de detectar la existencia de indicios de prácticas restrictivas de la competencia.

Se incluyen asimismo, por un lado, un anexo II donde se definen las centrales que quedan adscritas a este proceso como unidades vendedoras, la metodología de cálculo para establecer la retribución de la energía entregada y los volúmenes máximos anuales de producción que pueden ser programadas en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro y, por otro, un anexo III donde se regulan los derechos de cobro de las unidades cuyo programa resulte reducido en el proceso para la compensación de las modificaciones por solución de restricciones por garantía de suministro.

Lo anterior determina la necesidad de introducir en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, las modificaciones precisas para distinguir dentro de los servicios de ajuste del sistema el servicio de la resolución de restricciones por garantía de suministro.

El mecanismo regulado en este real decreto tiene carácter transitorio y su puesta en marcha queda vinculada al desarrollo y aprobación de los procedimientos de operación y, en su caso, a lo contenido en el artículo 108.3 del Tratado de Lisboa, que permitan su implantación.

Este real decreto ha sido objeto del informe 29/2009 de la Comisión Nacional de Energía, aprobado por su Consejo de Administración en su reunión de fecha 16 de noviembre de 2009, para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Electricidad; así como del informe de la Comisión Nacional de la Competencia, aprobado por su Consejo en su reunión de fecha 25 de noviembre de 2009.

La Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha examinado el presente real decreto en su reunión de 22 de octubre de 2009.

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente. A este respecto cabe señalar que, por el contenido de sus disposiciones, la ley no resulta un instrumento idóneo para su establecimiento y se encuentra justificada su aprobación mediante real decreto.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 12 de febrero de 2010,

DISPONGO:

Artículo único. *Aprobación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.*

1. Se aprueba el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, en los términos que establece el anexo I de este real decreto.

2. En el anexo II, se definen las centrales que quedan obligadas a participar en este proceso como unidades vendedoras, así como la metodología de cálculo del precio de retribución de la energía y la manera de fijar los volúmenes máximos de producción anuales que pueden ser programados en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Estas centrales presentarán a la Comisión Nacional de Energía una carta de compromiso de adquisición de carbón autóctono hasta 2012 firmada por cada uno de los suministradores, incluido el gestor del almacenamiento estratégico temporal de carbón, según se define en el anexo II. Dicha carta deberá presentarse en el plazo de tres días hábiles a contar desde el día en que produzca efectos la resolución de la Secretaría de Estado de Energía en la que se fijen los volúmenes máximos de producción anuales a la que se refiere el anexo II.

3. Asimismo, los titulares de las centrales a las que se refiere el apartado anterior, siempre que estén incluidas en el plan de funcionamiento actualizado para la resolución de restricciones por garantía de suministro comunicado por el Operador del Sistema en el proceso de restricciones técnicas por garantía de suministro, estarán obligadas a presentar ofertas de venta en el mercado diario por cada una de ellas por un valor de energía igual al contemplado en el mencionado plan a un precio máximo igual al coste variable de la central que establezca la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, conforme se dispone en el anexo II. En este caso, podrán generar un derecho de cobro o una obligación de pago, en los términos establecidos en el anexo II.

4. Las sociedades titulares de las centrales a las que se refiere el apartado anterior deberán llevar en su contabilidad cuentas separadas que diferencien entre los ingresos y costes imputables estrictamente a la de generación de estas centrales en el plan de funcionamiento actualizado para la resolución de restricciones por garantía de suministro comunicado por el Operador del Sistema en el marco de este real decreto del resto de las actividades, a fin de evitar discriminaciones, una compensación excesiva, subvenciones entre actividades distintas y distorsiones de la competencia, todo ello sin perjuicio del cumplimiento del resto de las exigencias establecidas a este respecto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y en la normativa Comunitaria sobre obligaciones de servicio público.

Disposición adicional única. *Informes sobre los efectos de la aplicación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.*

1. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, en el plazo de dos años desde la entrada en vigor del presente real decreto, presentará un informe a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, en el que se analizará el impacto en el mercado de la aplicación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, para los diferentes agentes del mercado eléctrico en España afectados, poniendo especial énfasis en los efectos que afecten a la competencia.

2. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio en el plazo de dos años desde la entrada en vigor del presente real decreto, presentará un informe a la Comisión Delegada del Gobierno para el Cambio Climático, en el que se analizará el impacto en relación a las emisiones de CO_2 como consecuencia de la aplicación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Disposición transitoria única. *Aplicación del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.*

El procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro que se regula en el artículo único será de aplicación hasta el 2014, o en fecha anterior que se fije por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio si las condiciones del mercado de producción español permiten al parque de generación térmica con carbón autóctono un funcionamiento a través de los mecanismos de mercado que permita su viabilidad económica en el medio plazo, de tal forma que se garantice la cobertura de la demanda eléctrica en condiciones de seguridad de suministro.

Disposición final primera. *Título competencial.*

El presente real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.*

Se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, en los siguientes términos:

Uno. El artículo 2 queda redactado del siguiente modo:

«Artículo 2. *Definición.*

El mercado de producción de energía eléctrica es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y mercados de servicios de ajuste del sistema, entendiendo por tales la resolución de restricciones por garantía de suministro y por restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.»

Dos. El artículo 12 queda redactado como sigue:

«Artículo 12. *Restricciones por garantía de suministro y técnicas.*

1. A partir del programa diario base de funcionamiento el operador del sistema determinará primero las restricciones por garantía de suministro que se regulen y después las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa previsto, así como las necesidades de servicios complementarios a que diera lugar.

A los efectos de este real decreto, se entenderá como restricción por garantía de suministro a la producción que se determine como necesaria de aquellas unidades térmicas de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas para asegurar la garantía del suministro hasta el límite máximo establecido en el artículo 25 de la ley 54/1997, de 27 de noviembre, y tenidas en cuenta las posibles limitaciones de programa por seguridad que, de acuerdo con lo establecido en los procedimientos de operación, pudieran ser requeridas.

A los efectos del presente real decreto, se entenderá por restricción técnica cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación de la red de transporte o

del sistema que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del operador del sistema, la modificación de los programas.

2. Los procedimientos de resolución de restricciones por garantía de suministro y técnicas podrán comportar la retirada de ofertas contempladas en los programas, así como la modificación de los programas, en los términos que se establezcan sobre la base de otras ofertas por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

3. La resolución de las restricciones por garantía de suministro, la resolución de las restricciones técnicas y el resultado del mercado de servicios complementarios a que se refiere el artículo 14 se denominará programa diario viable y será comunicado por el operador del sistema a los sujetos en la forma y plazos establecidos en los procedimientos de operación.»

Tres. El artículo 23 bis queda redactado como a continuación se transcribe:

«Artículo 23 bis. *Liquidación a realizar por el Operador del Sistema.*

El Operador del Sistema liquidará las cuantías a satisfacer o recibir por los sujetos del mercado de producción correspondientes a:

a) Los cobros y pagos derivados de la gestión de los servicios de ajuste del sistema, que incluirá:

La resolución de restricciones por garantía de suministro.
La resolución de restricciones técnicas.
Los servicios complementarios.
La gestión de los desvíos.

b) Los cobros o pagos por el servicio de pago por capacidad.»

Disposición final tercera. *Desarrollo normativo.*

1. En un plazo máximo de tres días hábiles a partir de la publicación de este real decreto, el operador del sistema deberá presentar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de revisión de los procedimientos de operación afectados por lo establecido en este real decreto.

2. Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para dictar, en el ámbito de sus competencias, las disposiciones de desarrollo que resulten indispensables para asegurar la adecuada aplicación de este real decreto, así como para la modificación de sus anexos en función de las necesidades de garantía de suministro del sistema eléctrico.

3. Se autoriza a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a desarrollar en las Reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica los ajustes en la oferta y demanda que se puedan producir con posterioridad a la fijación del programa diario viable en el mercado intradiario regulado en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado» y será de aplicación a partir de la fecha de entrada en vigor de los procedimientos de operación a que se refiere el apartado tercero punto 1 del anexo I.

ANEXO I

Procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro

Primero. Resolución de las restricciones por garantía de suministro al programa diario base de funcionamiento.–Antes de las 14:00 horas de cada jueves, el operador del sistema establecerá un plan de funcionamiento para la semana eléctrica inmediata siguiente, para las

centrales que utilizan carbón autóctono como combustible, comunicando a cada titular de dichas centrales su plan de funcionamiento. Se entenderá por semana eléctrica el periodo comprendido entre las 0:00 horas de cada sábado y las 24:00 horas del viernes inmediato siguiente. Estos planes semanales se elaborarán de forma que el consumo de carbón autóctono anual no supere las cantidades previstas en el «Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras».

Diariamente, y en los mismos plazos establecidos para la comunicación de información previa al mercado diario, el operador del sistema pondrá a disposición de cada sujeto del mercado, las posibles actualizaciones de su plan de funcionamiento semanal que sea necesario considerar en razón de la evolución de las previsiones de la demanda o de las entregas de producción de origen renovable, o por indisponibilidades sobrevenidas de instalaciones de producción y/o elementos de la red de transporte.

El proceso de resolución de las restricciones por garantía de suministro al programa diario base de funcionamiento se realizará previamente a la modificación de los programas para la resolución de las restricciones técnicas, pero teniendo ya en cuenta, sin embargo, las limitaciones de programa que puedan ser requeridas por razones de seguridad del sistema eléctrico.

En el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, el operador del sistema realizará las modificaciones de programa necesarias para incluir, de acuerdo con el plan de funcionamiento semanal, en su caso actualizado, y comunicado a los sujetos del mercado, la generación térmica con centrales que utilizan carbón autóctono como combustible que hayan sido determinadas por el Ministro de Industria Turismo y Comercio hasta el límite máximo establecido en el artículo 25 de la Ley 54/1997, de 27 noviembre, siempre que este límite máximo implique, en el periodo anual correspondiente, el consumo de unas cantidades de carbón autóctono no mayores a las previstas en el mencionado «Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras» para ese año.

Tras la resolución de las restricciones por garantía de suministro y la posterior resolución de las restricciones técnicas, el operador del sistema, al objeto de obtener un programa equilibrado en generación y demanda procederá a aplicar una reducción de los valores programados para compensar aquella energía incorporada para la resolución de las restricciones por garantía de suministro, y que no haya sido ya directamente compensada por las modificaciones de programa por solución de restricciones técnicas cuyo saldo neto horario represente una reducción del programa base de funcionamiento.

Segundo. Unidades que participan en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro en el programa diario base de funcionamiento.–Para la resolución de restricciones por garantía de suministro se modificarán los programas para incluir la generación térmica con centrales que utilizan carbón autóctono como combustible, participando las centrales habilitadas por el Ministro de Industria Turismo y Comercio, según lo dispuesto en el anexo II.

Tercero. Modificación de programas para la resolución de restricciones por garantía de suministro.

1. El operador del sistema determinará, de acuerdo con el plan semanal de funcionamiento para las centrales que utilizan carbón autóctono como combustible, actualizado, en su caso, hasta el día anterior al de suministro, las modificaciones que, cumpliendo con los criterios de seguridad establecidos en los procedimientos de operación del sistema, deban realizarse sobre el programa diario base de funcionamiento para la resolución de las restricciones por garantía de suministro.

2. Los aumentos de energía así programados y efectivamente realizados sobre el programa diario base de funcionamiento, serán retribuidos de según la metodología de cálculo establecida en el anexo II para la correspondiente instalación.

Cuarto. Solución de los desequilibrios entre producción y demanda derivados de la resolución de restricciones por garantía de suministro.

1. Los incrementos de los programas de generación térmica con centrales que utilizan carbón autóctono como combustible que se realicen de acuerdo con lo establecido en el apartado tercero de este anexo I, que no sean directamente compensados por las

modificaciones de programa que sea preciso aplicar para la resolución de las restricciones técnicas identificadas y cuyo saldo neto horario represente una reducción del programa base de funcionamiento, serán compensados mediante la aplicación del mecanismo específico descrito en los puntos siguientes.

2. En este mecanismo específico de reducción de programas, participarán todas las instalaciones térmicas de producción de régimen ordinario emisoras de , a excepción de aquellas instalaciones de régimen ordinario que realicen actividades de cogeneración o a las que se aplique la prima que se establece en los artículos 45 y 46 y en la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, que no estén incluidas en el anexo II y tengan un programa de venta de energía en el programa diario base de funcionamiento correspondiente al día siguiente.

Asimismo quedará exceptuada del mecanismo específico de reducción de programas la energía programada en las instalaciones de régimen ordinario que utilicen gas siderúrgico como parte del combustible, siempre que no estén incluidas en el anexo II y dicha reducción represente un incumplimiento de los compromisos de consumo de gas que tiene establecidos. A estos efectos los titulares de estas instalaciones deberán comunicar al Operador del Sistema su programa mínimo de venta de energía compatible con el cumplimiento de dichos compromisos en la forma en la que se establezca en los procedimientos de operación a que se refiere el apartado 1 de la disposición final tercera. Al final de cada ejercicio el cumplimiento de la excepción de estas centrales será auditado por la Comisión Nacional de Energía.

3. La reducción de los programas de estas instalaciones de producción se efectuará primero teniendo en cuenta el orden de mérito descendente de los niveles de emisión de CO_2 de las distintas instalaciones de producción de carbón y fuel, con respeto de las limitaciones de programa que sea preciso establecer sobre dichas instalaciones por razones de seguridad del sistema eléctrico.

La Comisión Nacional de Energía supervisará y hará públicos los valores de emisión de CO_2 de cada una de las instalaciones térmicas de producción antes citadas, comunicados por los sujetos titulares de las mismas, como paso previo a la utilización de estos valores en este proceso. Los valores de emisión comunicados a estos efectos deberán ser coherentes con el contenido de los informes verificados de emisiones que el titular haya notificado en el marco de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Posteriormente se aplicará la reducción de los programas a las instalaciones de producción que utilicen como combustible gas natural, de forma proporcional a la energía programada para cada una de ellas en el programa diario base de funcionamiento.

4. Las unidades cuyo programa resulte reducido en este proceso para la compensación de las modificaciones por solución de restricciones por garantía de suministro, tras la incorporación también de aquellas modificaciones de programa para la resolución de restricciones técnicas cuyo saldo neto horario represente una reducción del programa base de funcionamiento, tendrán asociada una obligación de pago igual al precio del mercado diario.

Quinto. Asignación y liquidación de los costes derivados del proceso.

1. La liquidación de los costes derivados del proceso se realizará por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en los apartados tercero y cuarto.

2. El saldo de los derechos de cobro establecidos en los apartados tercero y cuarto y de las obligaciones de pago del apartado cuarto será sufragado con cargo al saldo resultante de la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes correspondientes a su retribución antes de su liquidación a la Comisión Nacional de Energía. El saldo restante tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Sexto. Supervisión.–Sin perjuicio de lo establecido en la disposición adicional undécima, punto tercero 1, función undécima, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en relación con el título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la Comisión Nacional de Energía, en el ejercicio de la función duodécima de la disposición adicional undécima, podrá solicitar la información que considere necesaria.

Cuando detecte la existencia de indicios de prácticas restrictivas de la competencia, lo pondrá en conocimiento de la Comisión Nacional de la Competencia, y aportará todos los elementos de hecho a su alcance y, en su caso, un dictamen no vinculante de la calificación que le merecen dichos hechos.

Séptimo. Medidas adicionales para conseguir el cumplimiento de los objetivos previsto para el año 2011.

1. Los grupos incluidos en el plan de funcionamiento diario al que hace referencia el presente anexo, tendrán derecho al correspondiente coste unitario de generación con respecto al precio medio resultantes de todas sus transacciones en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario, aplicada al incremento neto de programa en dichos mercados producido de forma efectiva y que no supere el plan de funcionamiento actualizado diario.

2. Los grupos incluidos en el plan de funcionamiento diario actualizado al que hace referencia el presente anexo, estarán obligados a incorporar un precio igual a 0 €/MWh en las ofertas de energía a bajar presentadas en los mercados de Gestión de Desvíos y de Regulación Terciaria, y al coste variable establecido por la Secretaria de Estado de Energía, en los mercados a subir de Gestión de Desvíos y de Regulación Terciaria y en los mercados intradiarios hasta los valores de producción incluidos en el plan de funcionamiento diario actualizado.

3. En el proceso de solución de los desequilibrios entre producción y demanda derivados de la resolución de restricciones por garantía de suministro, participarán también los programas de energía de las unidades que tengan únicamente programa en el PDBF en uno o varios de los tres primeros periodos horarios que constituyen el horizonte diario de programación, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

4. En los correspondientes procedimientos de operación se establecerán los criterios necesarios para determinar los derechos de cobro y obligaciones de pago anteriores.

ANEXO II

Centrales que participan en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro como unidades vendedoras, precio de retribución de la energía y volúmenes máximos de producción anuales programados

1. Las centrales obligadas a participar como unidades vendedoras en el proceso de modificaciones de programa para la resolución de restricciones por garantía de suministro son las que se citan a continuación:

Soto de Ribera 3.
Narcea 3.
Anllares.
La Robla 2.
Compostilla.
Teruel.
Guardo 2.
Puentenuevo 3.
Escucha.
Elcogás.

Los precios de retribución de la energía, con el detalle de cada uno de los parámetros utilizados, y el volumen máximo de producción para cada año que puede ser programado en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro serán fijados para cada central anualmente por Resolución de la

Secretaría de Estado de Energía, que no podrán superar los límites establecidos en el artículo 25.1 de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico. Igualmente, la Secretaría de Estado de Energía podrá autorizar trasvases de carbón entre centrales para una mejor gestión del stock acumulado fijando la nueva retribución y volumen máximo de las centrales afectadas.

El incumplimiento de la producción programada en el plan de funcionamiento comunicado por el operador del sistema en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, conforme establece el anexo I, será sancionado en los términos que resultan de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, salvo que se derive de indisponibilidades sobrevenidas debidamente justificadas de acuerdo con la normativa vigente.

Si existieran indisponibilidades sobrevenidas debidamente justificadas, conforme se establece en el apartado anterior, la diferencia entre las cantidades correspondientes al volumen máximo de producción del año y las realmente producidas se tendrá en cuenta para la fijación del volumen máximo de producción durante el periodo de vigencia del mecanismo.

Cuando a lo largo del ejercicio una central sobrepase en su funcionamiento el volumen de producción de energía que fije la Secretaría de Estado de Energía e implique una retribución por encima del 5 por ciento de la inicialmente establecida por garantía de suministro, el operador del sistema lo comunicará a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de Energía. La Secretaría de Estado de Energía fijará los nuevos precios de retribución de la energía teniendo en cuenta el exceso de funcionamiento y los titulares de las centrales liquidarán al operador del sistema el exceso de retribución en concepto de coste, todo ello sin perjuicio de que al finalizar el ejercicio se proceda conforme al apartado siguiente.

Las auditorías de las empresas propietarias de estas centrales deberán incluir en sus auditorías anuales una segregación de las cuentas para cada una de las centrales incluidas en apartado 1. Esta segregación contendrá suficiente detalle para que la Comisión Nacional de Energía pueda determinar todos y cada uno de los parámetros en la metodología que se establece en el apartado 3.2. La Secretaría de Estado de Energía podrá fijar por Resolución las distintas actuaciones que deberá llevar a cabo la Comisión Nacional de Energía para determinar el coste real de los parámetros fijados en el apartado 3.2.

Antes del 15 de julio los titulares de las centrales deberán remitir a la Comisión Nacional de Energía la auditoría de cuentas con los requisitos exigidos en el párrafo anterior. La Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con la auditoría y la metodología que se establece en el apartado 3.2, efectuará el cálculo de los costes reales correspondiente al volumen de energía eléctrica producida por la central, y lo comunicará al operador del sistema quien liquidará el exceso o defecto de retribución por este concepto a cada central.

Asimismo, cuando el precio medio mensual del API#2 publicado por el Coal Daily de Energy Argus Internacional sobrepase los 75 €/t se revisarán los precios de adquisición del carbón autóctono para cada central que se definen más adelante, $PRCA_i$, por la Secretaría de Estado de Energía y se fijarán los nuevos precios de retribución.

En cualquier caso, en cada central obligada a participar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, se descontará cualquier ayuda que perciba o pueda percibir en el futuro por otros conceptos, así como otros ingresos asociados al funcionamiento al amparo de este real decreto.

2. Las cantidades anuales de carbón autóctono a adquirir por los titulares de las centrales a que se refiere el apartado anterior serán las que se fijen para cada año por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía que sólo se aplicarán a las cantidades de carbón que se benefician de ayudas de Estado, de acuerdo con el reglamento CE n.º 1407/2002, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón o con cualquier reglamento ulterior que lo reemplace y que, en cualquier caso, hasta el año 2012 estas cantidades de carbón no serán mayores, en el periodo total de vigencia del presente Real Decreto, a las previstas en el “Plan

Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral Sostenible de las Comarcas Mineras".

La Comisión Nacional de Energía supervisará e inspeccionará la correcta utilización del carbón autóctono asociada a las producciones programada en el plan de funcionamiento comunicado por el operador del sistema en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

3. Metodología de cálculo de los precios de retribución de la energía.

3.1 Los precios de retribución de la energía de las centrales obligadas a participar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro se corresponderán con el coste unitario de generación del grupo para una producción anual correspondiente al volumen máximo de producción anual programable por garantía de suministro.

Para dar cumplimiento a lo establecido en el punto 3 del artículo único del presente real decreto, los titulares de las centrales que estén incluidas en el plan de funcionamiento actualizado para la resolución de restricciones por garantía de suministro podrán presentar al mercado diario la condición compleja de ingresos mínimos, sin otras condiciones complejas adicionales, con la siguientes características:

a) El término variable de la oferta será el coste variable regulado en euros/MWh.

b) El término fijo será igual a 0 euros.

c) El primer bloque de energía corresponderá al menos al plan semanal de funcionamiento actualizado y se ofertará a 0 euros/MWh.

En el caso en que no se utilice esta condición compleja, el primer bloque de energía corresponderá al menos al plan semanal de funcionamiento actualizado y se ofertará al coste variable regulado en euros/MWh.

A las centrales incluidas en el presente anexo no les serán de aplicación las condiciones de los párrafos segundo y tercero de la regla 28.1.2.2 de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, cuando se encuentren incluidas en el plan de funcionamiento actualizado.

Cuando las centrales obligadas a participar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro resulten programadas por el Operador del Sistema para la implementación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro la energía producida generará un derecho de cobro del titular de la central en el proceso de liquidación de las restricciones por garantía de suministro, con cargo a los pagos por capacidad igual al producto del coste unitario que se fije para la central por la energía realmente programada en el proceso. Los titulares de las centrales programadas en el mercado diario base de funcionamiento cuya energía tenga que ser retirada del programa por la activación del mecanismo tendrán una obligación de pago igual al producto del precio del mercado diario por la energía desplazada.

Cuando alguna de estas centrales obligadas a participar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro resulte programada en el mercado diario y el volumen máximo de producción anual programado no haya sido alcanzado, generará un derecho de cobro o, en su caso, una obligación de pago, por la diferencia entre el precio del mercado diario y el coste regulado, por la energía programada dentro del plan de funcionamiento actualizado.

Esta energía producida se tendrá en cuenta a la hora de determinar la energía pendiente para alcanzar el volumen máximo de producción para cada año que puede ser programada en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

3.2 El coste unitario de generación de los grupos para una producción anual correspondiente al volumen máximo de producción programable por garantía de suministro incluirá los costes fijos, CF_i, y los costes variables CV_i.

$$CG\ (i) = CF_i + CV_i$$

CF_i: El coste fijo unitario, expresado en Euros/MWh, incluirá el coste de operación y mantenimiento fijo y, en su caso, la anualidad del coste de inversión calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$CF_i = (CFOM_i \times P_i + CIT_i) / Ep_i)$

Donde:

$CFOM_i$ Coste fijo de operación y mantenimiento unitario, expresado en Euros/MW. El coste fijo de operación y mantenimiento para cada central será de 33.000 €/MW de coste por grupo generador o, para la central de gasificación integrada, 140.000 €/MW a precios de 2010. Además, se considerarán 5.000 €/MW, a precios de 2010 si cuenta con planta de desulfuración.

Los valores del coste fijo de operación y mantenimiento definidos en el párrafo anterior se actualizarán cada año con la variación anual del índice de precios al consumo y serán publicados por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía. Para el cálculo de la variación de los índices de precios en el año n se tomará como valor de dichos índices la media móvil de los últimos doce meses a noviembre del año anterior.

CIT_i Anualidad del coste de la inversión por desulfuración o para amortización de plantas de gasificación integradas para cada grupo, expresada en Euros. Se compondrá como suma de dos términos, la retribución por amortización y la retribución del capital, y se descontará el pago por capacidad. Se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$CIT_i = A_i + R_i - CP_i$

Donde:

A_i: Retribución por amortización anual de la inversión del grupo i, expresada en euros. La amortización de la inversión será lineal considerando una vida útil de 10 años para las inversiones en desulfuración y 6 años para amortización de la planta de gasificación integrada y la vida útil restante para el resto de instalaciones.

R_i: Retribución financiera en el año n de la inversión del grupo i, expresada en euros.

Se calculará cada año aplicando la tasa de retribución (Tr_n) a la inversión neta (VNI_{in}), conforme a la siguiente fórmula:

$R_{in} = VNI_{in} \times Tr_n$

Siendo:

VNI_{in}: Valor neto de la inversión del grupo i expresada en euros pendientes de amortizar a 31 de diciembre. Para su cálculo se tomarán como valores iniciales a 31 de diciembre de 2009 una inversión que será el valor pendiente de amortización que se presente en la separación contable auditada para los grupos que cuentan con planta de desulfuración. En el caso de la planta de gasificación integrada se tomará el valor de la inversión no amortizada a 31 de diciembre del año 2009. El valor real final será calculado por la Comisión Nacional de Energía una vez se presenten los datos auditados de la separación contable utilizando el valor pendiente de amortización.

(Tr_n): Tasa financiera de retribución a aplicar en el año n. Se corresponderá con el valor de la media móvil de los últimos doce meses disponibles de los Bonos del Estado a diez años más 300 puntos básicos. Dicho valor se revisará anualmente por la Comisión Nacional de Energía para aplicar los valores correctos al periodo.

CP_i: Pago anual por capacidad del grupo i, expresada en euros para cada central.

P_i: Potencia neta del grupo generador, en MW.

Ep_i: Energía programada para el año, en MWh. Este valor será posteriormente revisado por la Comisión Nacional de Energía para la determinación correcta del coste real utilizando la energía real producida del grupo generador.

Los costes variables incluirán el coste de combustible puesto en central, el coste financiero del carbón autóctono almacenado, el coste variable de operación y mantenimiento y el coste de emisión de CO_2. Estos costes se calcularán para cada central i de acuerdo con la siguiente fórmula:

$CV(i) = CC_i + Cf_i + CVOM_i + CO_{2i}$.

Donde:

CC_i: Coste de combustible expresado en Euros/MWh, que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$1000 \times FCA_i \times \left[PRCA_i \times \frac{ConsEsp_i}{PCS_i} \right] + 1000 \times (1 - FCA_i) \times \left(\frac{P_p}{C_{\$€}} + PRL_i \right) \times \frac{ConsEsp_i}{PCS_i'}$$

Donde:

FCA_i Es el tanto por uno de carbón autóctono en energía, que será fijado anualmente por resolución de la Secretaría de Estado de Energía y acreditado ante la Comisión Nacional de Energía por los titulares de las instalaciones.

$PRCA_i$ Son los precios de adquisición del carbón autóctono para cada central, expresados en €/t que incorporan las correcciones por motivos de calidad. Estos precios serán calculados a partir de los de 2009 que se incrementarán un 2 % anual hasta el año 2012. En el caso del almacenamiento estratégico temporal de carbón (AETC) se considerarán además los costes logísticos y de gestión.

$ConsEsp_i$ es el consumo específico de la central expresado en te PCS/kWh en barras de central. Anualmente, estos parámetros se fijarán por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y serán supervisados por la Comisión Nacional de Energía antes del 15 de julio del año inmediatamente posterior.

PCS_i y PCS'_i son los poderes caloríficos superiores del carbón autóctono y del combustible de referencia de la central i expresados en te PCS/t. Anualmente, estos parámetros se fijarán por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y serán supervisados por la Comisión Nacional de Energía antes del 15 de julio del año inmediatamente posterior.

$C_{\$€}$: Cambio del dólar frente al euro (en $/€). Se establecerá anualmente por resolución de la Secretaría de Estado de Energía y serán supervisados por la Comisión Nacional de Energía antes del 15 de julio del año inmediatamente posterior. Para su fijación se tomara la media del mes de noviembre del año anterior publicado en el boletín estadístico del Banco de España.

P_p es el precio del producto por tipo de combustible. Estos precios se fijarán anualmente por resolución de la Secretaría de Estado de Energía y serán supervisados por la Comisión Nacional de Energía antes del 15 de julio del año inmediatamente posterior, bajo la consideración de los siguientes índices y cotizaciones, expresados en $/tn dependiendo del tipo de combustible:

Para el carbón, será igual al precio del API#2 publicado por el Coal Daily de Energy Argus Internacional y se calculará como la media del mes de noviembre del año inmediatamente anterior.

En el caso de que se utilicen otros combustibles se ponderará su precio en función de los precios internacionales de estos combustibles.

PRL_i es el precio de referencia de los costes de logística de los combustibles puestos en la central i en €/t. Este término será determinado por la Secretaría de Estado de Energía para cada central basado en precios de mercado.

Cf_i: Coste financiero unitario, expresado en Euros/MWh. Es el coste de unas mermas anuales del 1 por ciento para las hullas y antracitas y del 2 ciento para el lignito negro valorado al precio de adquisición del carbón autóctono del año de adquisición entre la electricidad generada para la prestación del servicio público. La CNE, en función del carbón almacenado a final de cada mes, calculará este valor, procediendo a la correspondiente liquidación.

$CVOM_i$: Coste variable de operación y mantenimiento unitario, expresado en Euros/MWh. Este coste tomará un valor de 2 €/MWh para las centrales de lignito negro y de 1,5 €/MWh para las hullas y antracitas. En caso de que el grupo de generación cuente con planta de desulfuración estos costes se incrementarán en 0,5 €/MWh.

CO_{2i}: El coste unitario de emisión del CO_2 en Euros/MWh, para lo que se aplican los últimos factores de emisión disponibles de cada grupo generador (en ton CO_2 por MWh generado). Para el cálculo del valor del derecho de emisión, para cada ejercicio se tomará la cotización media del EUA Futures Contracts del mes de noviembre en el mercado ECX para el año siguiente. Corresponderá al Ministro de Industria, Turismo y Comerció desarrollar la metodología de cálculo y el valor será fijado anualmente en la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía especificando el coste unitario de emisión de los derechos asignados gratuitamente y será posteriormente calculado por la Comisión Nacional de Energía una vez presentadas las cuentas separadas auditadas por las unidades de generación, quien efectuará el cálculo de los costes reales en función de la energía finalmente producida de acuerdo con las funciones asignadas en este anexo. Para el año 2010 se fijará inicialmente el valor correspondiente al mes de noviembre de 2009 del mercado ECX.

4. Excepcionalmente, para el año 2010 los volúmenes máximos para cada central se fijarán en función del número máximo de horas en que este mecanismo es de aplicación, siendo en cualquier caso la energía programada inferior a la cantidad de energía programable en el año.

ANEXO III

Derechos de cobro de las unidades cuyo programa resulte reducido en el proceso para la compensación de las modificaciones por solución de restricciones por garantía de suministro

(Suprimido)

§ 50

Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 294, de 7 de diciembre de 2011
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2011-19206

En cumplimiento de lo establecido en la planificación de los sectores de gas y electricidad para el período 2008-2016, Red Eléctrica de España, S.A., ha llevado a cabo el proyecto de construcción del enlace eléctrico, que finalmente se ha concretado en una línea submarina en corriente continua, tecnología HVDC (± 250 kV), entre las subestaciones de Morvedre (Sagunto) y Santa Ponça (Calviá), mediante un tramo submarino de 237 km de longitud y una profundidad máxima de 1.485 m, cuya puesta en servicio está prevista para el segundo semestre de 2011. Tal y como se expone en el citado documento, el enlace eléctrico entre el archipiélago balear y la península ibérica supone una opción alternativa o complementaria para alcanzar el objetivo de incrementar la garantía de suministro y permitir la integración del sistema eléctrico balear en el mercado eléctrico peninsular.

La entrada en funcionamiento de este cable de interconexión significa la conexión física del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), en el que la actividad de generación funciona en régimen de competencia, implantado conforme al marco de liberalización del suministro eléctrico establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y en sus disposiciones de desarrollo, con el sistema eléctrico balear, con un régimen de funcionamiento de la actividad de generación definido mediante un despacho económico basado en costes reconocidos. Este sistema viene establecido en el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE), disposición que determina la regulación específica para estos sistemas eléctricos necesaria para recoger las singularidades y particularidades de los mismos, al amparo de lo establecido en el artículo 12 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Este nuevo escenario en el que un SEIE se conecta con el sistema eléctrico peninsular estaba ya contemplado en la Ley 54/1997, de 27 de diciembre, del Sector Eléctrico, en concreto en su disposición transitoria decimoquinta, dedicada a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en la que se establece que «Para la actividad de producción de energía eléctrica que se desarrolle en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares a que se refiere el artículo 12 de la presente Ley, se establece un período de transición a la competencia hasta el 31 de diciembre del año 2000 siempre que los mismos se mantengan aislados del sistema eléctrico peninsular.»

Si bien la fecha límite para la instauración de competencia en los SEIE se alcanzó sin que se hiciese efectivo el nuevo modelo de competencia en generación en estos sistemas al que se aludía en la citada disposición transitoria decimoquinta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, se debe entender que el período transitorio se extendió de forma indefinida hasta el momento en que un SEIE se conectase con el sistema eléctrico peninsular.

De esta forma, la puesta en servicio del enlace eléctrico entre la península ibérica y el archipiélago balear supone que el sistema eléctrico balear dejará de estar aislado del sistema eléctrico peninsular, iniciando la integración de la generación del sistema eléctrico balear en el MIBEL.

Sin embargo, las singularidades del parque generador del sistema eléctrico balear, con un mix de generación más caro que el sistema peninsular, unido al hecho de que el valor máximo de energía admisible a través del nuevo enlace eléctrico apenas representa el 20 por ciento de la demanda máxima del sistema eléctrico balear, configuran un escenario inapropiado para la plena integración a corto plazo de la generación de este sistema eléctrico en el Mercado Ibérico de producción de energía eléctrica (MIBEL).

En consecuencia, procede definir un marco reglamentario de carácter transitorio para la gestión técnica y económica del enlace de conexión eléctrica entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear, así como para la liquidación de la energía que circule a través del mismo, que permita poner en valor desde el momento de su entrada en servicio la principal aportación de esta nueva infraestructura eléctrica, el apoyo a la garantía de suministro del sistema eléctrico balear, así como su contribución para reducir la diferencia de coste de la energía eléctrica entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular.

Por todo lo anterior, es necesario establecer las adaptaciones de las disposiciones de desarrollo de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, necesarias para que la regulación recoja convenientemente los efectos de la puesta en servicio del cable de conexión entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear ya desde el primer momento de su puesta en servicio en fase de pruebas.

A tal efecto, en la presente disposición se determinan las especificidades de aplicación para el funcionamiento del sistema de despacho económico del sistema eléctrico balear, al tiempo que se posibilita su participación en el MIBEL, a través del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

De igual forma, se establecen las particularidades de aplicación en el sistema eléctrico balear de la Orden ITC/913/2006, de 30 marzo, por la que se aprueba el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, así como de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueba el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Estas particularidades son necesarias para incluir la energía del enlace entre los sistemas eléctricos peninsular y balear en la programación y en la liquidación de la energía, estableciéndose asimismo el mandato al operador del mercado y al operador del sistema para que propongan las modificaciones de las disposiciones de menor rango también necesarias para fijar el régimen de operación técnica y económica de esta nueva infraestructura eléctrica.

Finalmente, este real decreto introduce algunas mejoras en el funcionamiento del mecanismo de restricciones por garantía de suministro una vez superados los primeros meses de funcionamiento. Por lo que con el objetivo de dotar al mecanismo de un funcionamiento más eficiente en su objetivo de lograr la programación anual necesaria de las centrales que son programadas para la prestación de este servicio, se introducen algunos avances que redundan en la consecución del objetivo mencionado.

El real decreto ha sido objeto de previo acuerdo con la Comunidad Autónoma de las Illes Balears, tal como se exige por el artículo 12 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y, por otra parte, el real decreto ha sido objeto del preceptivo informe de la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, sometiéndose al Consejo Consultivo de Electricidad, cuyas observaciones y comentarios, que se adjuntan

anexo al informe de la CNE 27/2011, de 22 de septiembre, se han tomado en consideración para la elaboración del mismo, de acuerdo con lo establecido en el 5.5 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la CNE.

Asimismo la disposición transitoria cuarta y las disposiciones finales tercera y cuarta fueron objeto del informe 17/2011, de 2 de junio, de la CNE, previo sometimiento igualmente al Consejo Consultivo de Electricidad.

La Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha conocido este real decreto en su reunión de 6 de octubre de 2011.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 11 de noviembre de 2011,

DISPONGO:

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto del presente real decreto el establecimiento de las adaptaciones necesarias en la normativa del sistema de despacho económico del sistema eléctrico balear y del funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica del MIBEL, para permitir la integración de la energía eléctrica a través del enlace entre los sistemas eléctricos peninsular y balear.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Lo dispuesto en este real decreto será de aplicación a los sujetos que participen en el despacho económico del sistema eléctrico balear y al funcionamiento del mismo, así como al funcionamiento del mercado diario y mercado intradiario del MIBEL, y a los mercados de servicios de ajuste del sistema de producción de energía eléctrica del sistema eléctrico peninsular español.

Artículo 3. *Sujetos del sistema eléctrico balear autorizados a participar en el mercado diario y en los mercados intradiarios.*

1. Se autoriza a los comercializadores y los consumidores directos del sistema eléctrico balear a la presentación de ofertas de venta y de adquisición de energía en el mercado diario y en el mercado intradiario de producción de energía eléctrica, a que se refieren los artículos 8 y 9 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, para la programación de la energía del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear, en aplicación de lo establecido en el artículo siguiente.

El procedimiento de venta de energía en el mercado diario y en el mercado intradiario de producción de energía eléctrica para la programación de la energía del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear será establecido por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio. Hasta la fecha de entrada en vigor de esta Orden, no podrán efectuarse ofertas de venta de energía en los mercados.

2. A estos efectos deberán adquirir la condición de agente del mercado conforme establece el artículo 7 del citado Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

Artículo 4. *Funcionamiento del intercambio de energía eléctrica a través del enlace entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular.*

1. El Operador del Sistema determinará el valor de energía horario máximo que puede ser programado a través del enlace entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular, de tal forma que se garantice el cumplimiento de los criterios de seguridad y fiabilidad establecidos en la normativa vigente.

2. A los efectos de determinar el programa horario de energía a través del enlace con el sistema eléctrico peninsular, se procederá del siguiente modo:

a) El Operador del Sistema determinará el despacho económico del sistema eléctrico balear de acuerdo con la previsión de demanda y el orden de mérito económico de los

costes reconocidos de las distintas unidades de producción en el sistema eléctrico balear sin tener en cuenta la capacidad del enlace. Al mismo tiempo, determinará la máxima energía que podría ser programada en el mercado diario y, en su caso, en el mercado intradiario, del intercambio de energía a través del enlace con el sistema eléctrico peninsular.

En la determinación del orden de mérito económico se tendrá en consideración aquella producción del sistema eléctrico balear que deba mantenerse específicamente por razones de seguridad del sistema eléctrico, En este caso, el suministro se podrá instrumentar mediante indicación del operador del sistema a los comercializadores de último recurso de baleares.

b) El Operador del Sistema, siguiendo el orden de mérito establecido, determinará los volúmenes de las ofertas de compra y venta de energía que los comercializadores y los consumidores directos en el sistema eléctrico balear, deberán presentar en el mercado diario y, en su caso, en el mercado intradiario, en proporción a su cuota de demanda, correspondientes al programa de intercambio de energía a través del enlace con el sistema eléctrico peninsular.

c) El Operador del Sistema comunicará, antes del cierre del periodo de presentación de ofertas en el mercado diario e intradiarios, a los comercializadores y los consumidores directos en el sistema eléctrico balear y al Operador de Mercado las cantidades y precios de las ofertas que deberán presentar en el mercado diario e intradiario para programar el intercambio de energía a través del enlace que sean compatibles con un despacho eficiente del sistema eléctrico balear y, en su caso, del peninsular. Por ello las ofertas serán iguales al coste variable reconocido y a la energía producible de las unidades de producción más caras de forma decreciente hasta alcanzar la saturación del enlace o del nivel de demanda. Por el contrario, cuando las expectativas de precios reflejen que es eficiente que las unidades de generación del sistema balear que no son despachadas para dar cobertura a la demanda de la isla deban participar en el sistema peninsular, el Operador del Sistema así lo comunicará a las unidades de mercado para que puedan presentar ofertas en los mercados diario e intradiarios manteniendo siempre el margen de reserva adecuado para el sistema balear.

A estos efectos, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio procederá a la aprobación del mecanismo para la determinación del precio y la cantidad de energía a incluir en las ofertas de venta y adquisición de energía, que será establecido en los correspondientes procedimientos de operación, contemplando criterios de seguridad del suministro y de minimización del coste.

3. Los comercializadores, y consumidores directos del sistema eléctrico balear, deberán presentar las ofertas de compra y venta de energía en el mercado diario y, en su caso intradiarios, para la programación del intercambio de energía a través del enlace con el sistema eléctrico peninsular, por los volúmenes y precios que le haya indicado el operador del sistema con criterios de seguridad de suministro y mínimo coste. El incumplimiento de la presentación de ofertas por parte de los comercializadores y consumidores directos del sistema eléctrico balear será sancionable a tenor de lo contemplado en el título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

4. El resultado de la casación de ofertas determinará el programa de energía a través del enlace con el sistema eléctrico peninsular.

5. El programa de intercambio, a través del enlace con el sistema eléctrico peninsular, resultante tras la solución de restricciones técnicas en el sistema eléctrico peninsular, será incorporado al despacho económico del sistema eléctrico balear interconectado.

6. El precio de la energía programada para cada periodo a través del enlace con el sistema eléctrico peninsular será el correspondiente al precio marginal resultante de la casación de ofertas en la correspondiente sesión del mercado.

Artículo 5. *Precio final horario del sistema eléctrico balear.*

Para cada hora h, el operador del sistema publicará el valor del precio final horario de generación [PFG(h)], al que hace referencia el artículo 8 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, distinguiendo entre el precio marginal horario de la energía en el mercado diario, el

resultante del despacho económico antes de integrar el intercambio y el correspondiente al despacho económico con el programa de intercambio de energía a través del enlace.

Artículo 6. *Particularidades del procedimiento de liquidación de la energía en el sistema eléctrico balear.*

Las adaptaciones del procedimiento de liquidación de la energía en el sistema eléctrico balear como consecuencia del intercambio de energía eléctrica a través del enlace entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular se establecen en el anexo de este real decreto.

Por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, se podrá modificar el citado anexo en función del desarrollo y evolución de los intercambios de energía eléctrica a través del enlace entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular.

Disposición adicional primera. *Cierre de energía en los SEIE del sistema eléctrico.*

Con arreglo a lo previsto en la disposición adicional quinta de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, desde el 1 de julio de 2009, el cierre de la energía adquirida por los comercializadores y consumidores directos en los SEIE se realiza según lo dispuesto en la disposición adicional segunda del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

A tal efecto, la diferencia entre las pérdidas de transporte y distribución y las pérdidas estándares utilizadas en el procedimiento de balance del sistema eléctrico balear se valorará al precio del mercado diario y será considerado como ingreso o coste liquidable del sistema, y como tal se incluirá en las liquidaciones de las actividades reguladas. De igual forma, en caso de utilización del enlace en el sentido archipiélago balear-península ibérica, la energía vendida en el sistema eléctrico peninsular será tenida en cuenta en el cálculo del sobrecoste del sistema.

En las liquidaciones provisionales sin cierre de medidas, el descuadre de energía del sistema eléctrico balear al que se refiere el artículo 11.3 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, se asignará a los comercializadores y consumidores directos del sistema balear en proporción a los valores de energía programada remitidos por dichos agentes al operador del sistema. El cierre de energía en los SEIE que estén conectados al sistema eléctrico peninsular se calculará incluyendo las pérdidas de transporte en el enlace con el sistema eléctrico peninsular.

Disposición adicional segunda. *Adaptación de los procedimientos de operación y de las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica para integrar en la regulación el enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.*

En el plazo de un mes a partir de la entrada en vigor de este real decreto, el operador del sistema remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de modificación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico peninsular y de los SEIE, así como de la Resolución de 22 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, cuyo contenido sea necesario modificar para recoger los efectos de la entrada en servicio del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

Asimismo, en el mismo plazo y a los mismos efectos señalados en el párrafo anterior, el operador del mercado remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de modificación de las Reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica que deban modificarse para contemplar la entrada en servicio del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

Disposición adicional tercera. *Revisión de los índices de cobertura máximos del sistema Balear.*

La Dirección General de Política Energética y Minas revisará los índices de cobertura máximos del sistema balear teniendo en cuenta la entrada en funcionamiento del enlace

eléctrico con el sistema peninsular. A estos efectos el Operador del Sistema remitirá en el plazo máximo de dos meses una propuesta a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Disposición transitoria primera. *Periodo transitorio de sujetos autorizados para la presentación de ofertas de compra y venta de energía en el mercado diario e intradiario.*

1. Hasta que se revise el calendario de los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas de último recurso, cualquiera que sea esta modificación, serán solo los comercializadores de último recurso que estén suministrando electricidad en el sistema eléctrico balear quienes, hasta la proporción a su demanda en el citado sistema, deberán presentar las ofertas de compra y, en su caso, de venta de energía en el mercado diario y, en su caso, intradiario, para la programación de energía a través del enlace con el sistema eléctrico peninsular, por las cantidades y precios que haya indicado el operador del sistema.

2. En tanto no se conecte eléctricamente el subsistema Mallorca-Menorca con el resto de los subsistemas del sistema balear, las referencias realizadas al sistema balear deben entenderse con respecto al subsistema Mallorca-Menorca.

Disposición transitoria segunda. *Programación horaria de energía a través del enlace entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular durante el periodo de pruebas de este enlace.*

1. A los efectos de determinar el programa horario de energía a través de este enlace durante el periodo de pruebas de dicho enlace, el Operador del Sistema comunicará, antes del cierre del periodo de recepción de ofertas en el mercado diario, a los comercializadores de último recurso en el sistema eléctrico balear y al Operador del Mercado, las cantidades de las ofertas precio aceptantes que éstos deberán presentar en el mercado diario para la programación del intercambio de energía a través del enlace, necesario para la realización de dichas pruebas.

2. Durante este periodo de pruebas, la energía que discurra a través del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear, será considerada como pérdidas del sistema eléctrico peninsular, que serán valoradas al precio del mercado diario.

Disposición transitoria tercera. *Adecuación de equipos en los puntos frontera entre transporte y distribución en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

Los responsables de los puntos frontera entre transporte y distribución, en cada uno de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, deberán adecuar dichos puntos fronteras al cumplimiento del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, antes del 31 de diciembre de 2014.

Disposición transitoria cuarta. *Aplicación del artículo 15 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.*

1. Los participantes en las medidas y los encargados de la lectura en relación con aquellas medidas posteriores al 30 de junio de 2009 que hayan sido objeto de liquidaciones efectuadas por el operador del sistema que hubieran adquirido la condición de definitivas con anterioridad a la fecha de entrada en vigor del presente real decreto, dispondrán de un plazo de 120 días desde dicha fecha para comunicar las objeciones o errores materiales a los que se refiere el artículo 15 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

2. El Operador del Sistema comunicará al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, en el plazo de 120 días desde la entrada en vigor del presente real decreto, los incumplimientos por parte de los encargados de lectura de las obligaciones establecidas en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, y en su normativa de desarrollo, en relación en el envío de datos de medidas posteriores al 30 de junio de 2009 que hayan sido objeto de liquidaciones efectuadas por el citado operador del sistema que hubieran adquirido la condición de definitivas. En este caso, se estará a lo dispuesto en el

apartado 5 del artículo 15 del citado del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en este real decreto.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.*

Con efectos desde 1 de enero de 2012 se suprime el apartado a) del artículo 5.2 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.*

Se modifica el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en los siguientes términos:

Uno. La disposición adicional única pasa a ser disposición adicional primera.
Dos. Se añade una nueva disposición adicional segunda, con la siguiente redacción:

> **«Disposición adicional segunda.** *Utilización de la red de transporte por importaciones y exportaciones a países terceros.*
>
> 1. A los sujetos que realicen importaciones de energía eléctrica que tengan su origen en países terceros que no sean miembros de la Unión Europea, les será de aplicación el peaje de acceso de conexiones internacionales 6.5 que se determina en este real decreto.
> 2. Se habilita al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento y revisión de las cuantías del peaje de acceso de conexiones internacionales 6.5, para lo que se tendrá en consideración lo establecido en la normativa de la Unión Europea.»

Disposición final tercera. *Modificación del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.*

El artículo 15 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, queda redactado como sigue:

> **«Artículo 15.** *Corrección de registros de medidas.*
>
> 1. Las incidencias justificadas de los equipos de medida que se definan de acuerdo a lo dispuesto en el presente reglamento o en desarrollo del mismo, darán lugar a nuevos registros de medida que podrán conducir a nuevas liquidaciones y, en su caso, a nuevas facturaciones a consumidores y productores. Cuando sea posible determinar la fecha en que se produjo la incidencia, las correcciones se aplicarán desde esa fecha. En ningún caso las correcciones podrán extenderse más allá de los doce meses anteriores a la petición de la verificación o a la detección de la incidencia.
> No se considerarán incidencias de los equipos de medida los incumplimientos por parte de los sujetos de sus obligaciones en aplicación de lo dispuesto en el presente real decreto.

En ningún caso las nuevas liquidaciones darán lugar a la modificación de las liquidaciones efectuadas por el operador del sistema que hubieran adquirido la condición de definitivas según lo establecido en los correspondientes procedimientos de operación. En este supuesto, las liquidaciones nuevas se realizarán de acuerdo a lo que a tal efecto se establezca en los procedimientos de operación del sistema, tomando como base el precio final horario correspondiente. Los cobros o pagos que resulten de dicha liquidación se facturarán de acuerdo con lo siguiente:

a) En el caso de consumidores, los cobros o pagos se liquidarán entre el distribuidor encargado de la lectura y el comercializador que corresponda, quien los considerará en la facturación de los consumidores afectados.

b) En el caso de generadores de régimen especial los cobros o pagos se liquidarán entre el distribuidor perteneciente al mismo grupo empresarial que el representante de último recurso que le correspondería al generador según lo dispuesto en la disposición adicional séptima del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, y el productor en régimen especial, o su representante, quien los considerará en la facturación de los productores afectados.

c) En el caso de generadores de régimen ordinario los cobros o pagos se facturarán con el transportista o el distribuidor a cuyas redes esté conectado, según corresponda.

d) En el caso de fronteras entre dos distribuidoras los cobros o pagos se efectuaran entre ambas al precio de pérdidas definido en la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre, por la que se regula el método de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

2. Lo dispuesto en el apartado anterior será igualmente de aplicación a los casos en los que un participante en una medida comunique al encargado de la lectura una objeción con posterioridad al cierre de medidas realizado para la liquidación definitiva, siempre que concurran las siguientes circunstancias:

a) Que la objeción no haya sido desestimada en el proceso de cierre de medidas previsto en los procedimientos de operación o que el encargado de la lectura certifique que la objeción habría sido estimada si se hubiera presentado en el plazo y en la forma establecidos para el proceso de cierre de medidas;

b) Que el encargado de la lectura certifique la cantidad de energía corregida;

c) Que la objeción se comunique al encargado de la lectura en un plazo máximo de 120 días a contar desde el día de publicación del cierre de medidas definitivo;

d) Que la diferencia con la medida correspondiente al cierre sea mayor del 20% o superior a 1 GWh. Este límite se aplicará a medidas individualizadas para los puntos frontera tipo 1 y 2 y a agregaciones para los puntos frontera tipo 3, 4 y 5.

e) Que la objeción se comunique conforme a lo dispuesto en los procedimientos de operación para este tipo de objeciones realizadas con carácter posterior al cierre.

3. Lo dispuesto en el primer apartado de este artículo será igualmente de aplicación a los casos en los que el encargado de lectura detecte un error en la medida con posterioridad al cierre de medidas realizado para la liquidación definitiva, siempre que concurran las siguientes circunstancias:

a) Que la detección del error se produzca en un plazo máximo de 120 días a contar desde el día de publicación del cierre de medidas definitivo;

b) Que la diferencia con la medida del cierre sea mayor del 20% o superior a 1 GWh. Este límite se aplicará a medidas individualizadas para los puntos frontera tipo 1 y 2 y a agregaciones para los puntos frontera tipo 3, 4 y 5.

4. Lo dispuesto en el primer apartado de este artículo será igualmente de aplicación a los casos en los se detecte un error en la medida con posterioridad al cierre de medidas realizado para la liquidación definitiva por inspecciones realizadas por la Comisión Nacional de Energía.

5. El Operador del Sistema comunicará al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía los incumplimientos por parte de los encargados de lectura de cualquiera de las obligaciones contempladas el presente real decreto y su normativa de desarrollo, en relación con el envío de datos de medidas que hayan sido objeto de liquidaciones efectuadas por el citado operador del sistema que hubieran adquirido la condición de definitivas.

A la vista de la información anterior, la Comisión Nacional de Energía realizará las inspecciones necesarias para verificar los incumplimientos detectados. Asimismo, podrá incoar los expedientes que correspondan a fin de determinar si los incumplimientos constituyen infracción según el Título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.

6. En caso de aplicación de lo dispuesto en los apartados 2, 3 y 4 del presente artículo, al precio final horario correspondiente se le aplicará un recargo que se determinará en los procedimientos de operación del sistema.

Los nuevos registros de medidas consecuencia de estas correcciones deberán ser puestos a disposición de la Comisión Nacional de Energía, en el ámbito de sus competencias, y del operador del sistema como responsable del sistema de medidas del sistema eléctrico, debiendo informar éste último al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

7. El saldo resultante de la diferencia entre los ingresos y pagos efectuados por el transportista o el distribuidor en aplicación del presente artículo tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre. En el caso de los distribuidores, se tendrá en cuenta en el cálculo anterior el saldo que se hubiera obtenido de estos ingresos y pagos al precio de pérdidas definido en la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre.»

Disposición final cuarta. *Modificación del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.*

Se modifica, el apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, que queda redactado como sigue:

«3. En todos los casos de instalaciones de nueva extensión de red, las condiciones técnico-económicas sobre el nivel de tensión, el punto de conexión y la solución de alimentación eléctrica para los nuevos suministros serán determinadas por el Gestor de la Red de distribución, que deberá tener en cuenta criterios de desarrollo y de operación al mínimo coste de las redes de distribución garantizando la calidad de suministro. El solicitante del nuevo suministro tendrá derecho a que la empresa suministradora le justifique las causas de elección del punto y de la tensión de conexión. En caso de discrepancia entre el solicitante del suministro y el Gestor de la Red de distribución, resolverá el órgano correspondiente de la Administración competente. A tales efectos, el Gestor de la Red de distribución deberá aplicar las normas técnicas, constructivas y de operación a tener en cuenta en dichos desarrollos, contenidas en los correspondientes procedimientos de operación de la actividad de distribución de energía eléctrica y normas particulares aprobadas por la Administración competente.

Cuando las nuevas instalaciones de extensión de redes puedan ser ejecutadas por varios distribuidores existentes en la zona, la Administración competente determinará, siguiendo criterios de mínimo coste, con carácter previo a su ejecución, cuál de ellos debe asumir dichas instalaciones como activos de su red de distribución.

Las instalaciones de nueva extensión de red necesarias para atender nuevos suministros o ampliación de los existentes de hasta 100 kW en baja tensión y 250 kW en alta tensión, en suelo urbanizado que con carácter previo a la necesidad de suministro eléctrico cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, definido según lo establecido en el artículo 12.3 del texto

refundido de la Ley de Suelo, aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio, serán realizadas por la empresa distribuidora de la zona, dando lugar a la aplicación de los correspondientes derechos de extensión siempre que no estén incluidas dentro del correspondiente plan de inversión. La cuantía de los derechos aplicables será remitida al solicitante en los plazos establecidos en el artículo 103 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, a contar desde la presentación de la solicitud. Las modificaciones consecuencia de los incrementos de potencia solicitados en un plazo inferior a tres años se considerarán de forma acumulativa a efectos del cómputo de potencia y serán costeadas, en su caso, por el solicitante teniéndose en cuenta los pagos efectuados por derechos de acometida durante ese periodo.

Para el resto de instalaciones de nueva extensión necesarias para atender las solicitudes de nuevos suministros o ampliación de los existentes, con base en las condiciones técnicas y económicas a las que se refiere al apartado 3 de este artículo, el coste será de cuenta de sus solicitantes, sin que proceda el cobro de derechos extensión.

Una vez efectuada la solicitud, el distribuidor deberá presentar al solicitante en los plazos establecidos en el artículo 103 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica un pliego de condiciones técnicas y un presupuesto económico en documentos separados, que deberán contar con el siguiente desglose:

a) Pliego de condiciones técnicas:

1.º Trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, siempre que estos sean necesarios para incorporar a las nuevas instalaciones.

Los trabajos detallados en este apartado serán realizados por el distribuidor al ser éste es el propietario de esas redes y por razones de seguridad, fiabilidad y calidad del suministro.

2.º Trabajos necesarios para la nueva extensión de red.

Los trabajos referidos en este apartado podrán ser ejecutados a requerimiento del solicitante por cualquier empresa instaladora legalmente autorizada o por la empresa distribuidora.

b) Presupuesto:

1.º Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos correspondientes a refuerzos, adecuaciones, adaptaciones o reformas de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, necesarios para incorporar a las nuevas instalaciones. Este presupuesto deberá pormenorizar, de acuerdo a lo establecido en los correspondientes Procedimientos de Operación de Distribución, que conceptos deberán ser abonados por el solicitante y cuales serán a cuenta de la empresa distribuidora.

2.º Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos necesarios para la nueva extensión de red.

La empresa distribuidora deberá hacer constar de manera expresa en el presupuesto que dichas instalaciones podrán ser ejecutadas bien por la empresa distribuidora o bien por un instalador autorizado que deberá llevar a cabo la instalación de acuerdo a las condiciones detalladas en el pliego de prescripciones técnicas, a las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias y a las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración competente.

En el caso de que el solicitante decida que la empresa distribuidora ejecute los trabajos deberá comunicarlo de manera expresa a la misma en el plazo de 3 meses a contar desde la recepción del presupuesto.

Igualmente, si el solicitante decidiese que fuese cualquier otra empresa instaladora legalmente autorizada la que ejecutase los trabajos deberá comunicarlo a la empresa distribuidora en el plazo de 3 meses a contar desde la recepción del presupuesto.

Las instalaciones de nueva extensión de red que vayan a ser utilizadas por más de un consumidor y sean realizadas directamente por el solicitante, habrán de ser cedidas al distribuidor de la zona, excepto si el solicitante es una empresa distribuidora, que se responsabilizará desde ese momento de su operación y mantenimiento. Cuando existan varias empresas distribuidoras en la zona a las cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la Administración competente determinará a cuál de dichas empresas distribuidoras deberán ser cedidas, con carácter previo a su ejecución y siguiendo criterios de mínimo coste. El titular de la instalación podrá exigir la suscripción de un convenio de resarcimiento frente a terceros, por una vigencia de mínima de diez años, quedando dicha infraestructura abierta al uso de terceros. Este periodo mínimo de diez años, podrá ser ampliado excepcionalmente por el órgano correspondiente de la Administración competente en casos debidamente justificados. Los referidos convenios deberán ser puestos en conocimiento de la Administración competente, acompañándose a la documentación de la solicitud de autorización administrativa de transmisión de la instalación.»

Disposición final quinta. *Modificación del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.*

Se modifica el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, en los siguientes términos:

Uno. Se añade un nuevo apartado séptimo en el anexo I:

«*Séptimo.* Medidas adicionales para conseguir el cumplimiento de los objetivos previsto para el año 2011.

1. Los grupos incluidos en el plan de funcionamiento diario al que hace referencia el presente anexo, tendrán derecho al correspondiente coste unitario de generación con respecto al precio medio resultantes de todas sus transacciones en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario, aplicada al incremento neto de programa en dichos mercados producido de forma efectiva y que no supere el plan de funcionamiento actualizado diario.

2. Los grupos incluidos en el plan de funcionamiento diario actualizado al que hace referencia el presente anexo, estarán obligados a incorporar un precio igual a 0 €/MWh en las ofertas de energía a bajar presentadas en los mercados de Gestión de Desvíos y de Regulación Terciaria, y al coste variable establecido por la Secretaria de Estado de Energía, en los mercados a subir de Gestión de Desvíos y de Regulación Terciaria y en los mercados intradiarios hasta los valores de producción incluidos en el plan de funcionamiento diario actualizado.

3. En el proceso de solución de los desequilibrios entre producción y demanda derivados de la resolución de restricciones por garantía de suministro, participarán también los programas de energía de las unidades que tengan únicamente programa en el PDBF en uno o varios de los tres primeros periodos horarios que constituyen el horizonte diario de programación, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

4. En los correspondientes procedimientos de operación se establecerán los criterios necesarios para determinar los derechos de cobro y obligaciones de pago anteriores.»

Dos. El apartado 3.1 del punto 3 del anexo II queda redactado como sigue:

«3. Metodología de cálculo de los precios de retribución de la energía.

3.1 Los precios de retribución de la energía de las centrales obligadas a participar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro se corresponderán con el coste unitario de generación del grupo para una producción anual correspondiente al volumen máximo de producción anual programable por garantía de suministro.

Para dar cumplimiento a lo establecido en el punto 3 del artículo único del presente real decreto, los titulares de las centrales que estén incluidas en el plan de funcionamiento actualizado para la resolución de restricciones por garantía de suministro podrán presentar al mercado diario la condición compleja de ingresos mínimos, sin otras condiciones complejas adicionales, con la siguientes características:

a) El término variable de la oferta será el coste variable regulado en euros/MWh.

b) El término fijo será igual a 0 euros.

c) El primer bloque de energía corresponderá al menos al plan semanal de funcionamiento actualizado y se ofertará a 0 euros/MWh.

En el caso en que no se utilice esta condición compleja, el primer bloque de energía corresponderá al menos al plan semanal de funcionamiento actualizado y se ofertará al coste variable regulado en euros/MWh.

A las centrales incluidas en el presente anexo no les serán de aplicación las condiciones de los párrafos segundo y tercero de la regla 28.1.2.2 de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, cuando se encuentren incluidas en el plan de funcionamiento actualizado.

Cuando las centrales obligadas a participar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro resulten programadas por el Operador del Sistema para la implementación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro la energía producida generará un derecho de cobro del titular de la central en el proceso de liquidación de las restricciones por garantía de suministro, con cargo a los pagos por capacidad igual al producto del coste unitario que se fije para la central por la energía realmente programada en el proceso. Los titulares de las centrales programadas en el mercado diario base de funcionamiento cuya energía tenga que ser retirada del programa por la activación del mecanismo tendrán una obligación de pago igual al producto del precio del mercado diario por la energía desplazada.

Cuando alguna de estas centrales obligadas a participar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro resulte programada en el mercado diario y el volumen máximo de producción anual programado no haya sido alcanzado, generará un derecho de cobro o, en su caso, una obligación de pago, por la diferencia entre el precio del mercado diario y el coste regulado, por la energía programada dentro del plan de funcionamiento actualizado.

Esta energía producida se tendrá en cuenta a la hora de determinar la energía pendiente para alcanzar el volumen máximo de producción para cada año que puede ser programada en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.»

Disposición final sexta. *Título competencial.*

El presente real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final séptima. *Desarrollo normativo.*

Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para dictar, en el ámbito de sus competencias, las disposiciones de desarrollo que resulten indispensables para asegurar la adecuada aplicación de este real decreto.

Disposición final octava. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Particularidades del procedimiento de liquidación de la energía en el sistema eléctrico balear

1. Información a utilizar para realizar las liquidaciones

Para realizar la liquidación económica de las energías se utilizará, además de la información relativa a costes, precios y energías establecida en el artículo 8 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, la siguiente información:

1. Energía horaria liquidada a los comercializadores y los consumidores directos y productores en el MIBEL por las adquisiciones y ventas a través del enlace con el sistema eléctrico peninsular.
2. Importe horario liquidado a los comercializadores y consumidores directos del sistema eléctrico balear por las adquisiciones y ventas de energía en el MIBEL a través del enlace disponible con el sistema eléctrico peninsular.

2. Obligación de pago por la energía adquirida por las empresas comercializadoras y consumidores directos a los productores del despacho

Cada una de las empresas comercializadoras y consumidores directos c del sistema eléctrico balear j tendrá una obligación de pago por su adquisición de energía que se calculará según la siguiente expresión:

$$CAC(c,h,j) = [EDC(c,h,j) - EMIBEL(c,h,j)] \times PMCP(h)$$

Siendo:

CAC(c,h,j): Coste de la energía adquirida por la empresa comercializadora y consumidor directo c del sistema eléctrico balear j en la hora h a los productores del despacho.

EDC(c,h,j): Energía adquirida por la empresa comercializadora y consumidor directo c del sistema eléctrico balear j en la hora h. El valor de esta energía se calculará en la forma establecida en el apartado 2 del artículo 11 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo.

EMIBEL(c,h,j): Energía horaria liquidada a los comercializadores y los consumidores directos por las adquisiciones y ventas en el MIBEL, tanto en la liquidación del Operador del Mercado como en la liquidación peninsular del Operador del Sistema.

PMCP(h): Precio medio final de adquisición de la energía para los consumidores directos y comercializadores que adquieren su energía para clientes finales nacionales directamente en el mercado de producción en el sistema eléctrico peninsular en la hora h excluidos los pagos por capacidad y el coste de los desvíos.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 11 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, la Comunidad Autónoma de las Illes Balears podrá establecer una adaptación del precio horario peninsular al que compran los comercializadores y consumidores directos a la estructura estacional de la demanda en su ámbito territorial, en cuyo caso los valores de PMCP(h) se obtendrían en función de lo establecido en la disposición que regule la citada adaptación de precios.

En el cálculo de la obligación de pago por la adquisición de energía definido en este apartado no será de aplicación el precio indicado a los comercializadores de último recurso en el sistema eléctrico balear por la energía eléctrica que adquieran en el despacho de dicho sistema para el suministro a sus consumidores de último recurso. El precio de adquisición de esta energía será el establecido en la disposición adicional decimoquinta del Real Decreto

485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

3. Obligación del pago por ajuste por diferencia de precio de la energía adquirida por las empresas comercializadoras y consumidores directos en el MIBEL

Las empresas comercializadoras y consumidores directos del sistema eléctrico balear que hubieran pagado directamente al Mercado Spot Ibérico el coste de la energía adquirida en el MIBEL, tendrán una obligación de pago como ajuste de la diferencia de precios entre el precio de adquisición en el MIBEL y el precio final de adquisición, que se calculará según la siguiente expresión:

$$CAJC(c,h,j) = EMIBEL(c,h,j) \times PMCP(h) - IMPMIBEL(c,h,j)$$

Siendo:

CAJC(c,h,j): Ajuste por diferencia de precios de la energía adquirida por la empresa comercializadora y consumidor directo c del sistema eléctrico balear j en la hora h en el MIBEL.

IMPMIBEL(c,h,j): Importe horario liquidado a los comercializadores y consumidores directos del sistema eléctrico balear j en la hora h en el MIBEL tanto en la liquidación del Operador del Mercado como en la liquidación peninsular del Operador del Sistema.

PMCP(h): Precio medio final de adquisición de la energía para los consumidores directos y comercializadores que adquieren su energía para clientes finales nacionales directamente en el mercado de producción en el sistema eléctrico peninsular en la hora h excluidos los pagos por capacidad y el coste de los desvíos.

En el caso de comercializadores de último recurso, en lugar del PMCP(h), el precio será el establecido en la disposición adicional decimoquinta del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

Como resultado de la suma de los importes liquidados en el despacho balear a los comercializador de último recurso, términos CAC(c,h,j) y CAJC(c,h,j), y de los importes liquidados a los mismos en el sistema peninsular, término IMPMIBEL (c,h,j), el coste final de adquisición de los comercializadores de último recurso en el sistema balear será el establecido en la disposición adicional decimoquinta del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

4. Déficit/Superávit entre costes de generación y costes de adquisición

La metodología de liquidación de la energía tiene por objeto liquidar a las empresas generadoras sus costes de producción con los importes satisfechos por los agentes compradores por la energía adquirida.

La bolsa compuesta por la agregación de los costes de generación de todos los grupos de generación en régimen ordinario y la valoración de la energía generada por los grupos en régimen especial que participan en el despacho económico teniendo en cuenta el precio final horario de generación, PFG(h), del sistema eléctrico balear j será la siguiente:

$$BOLSAG(h) = \sum_{j=1}^{J} \sum_{i=1}^{I} cg(i,h,j) + \sum_{j=1}^{J} \sum_{e=1}^{E} DCRE(e,h,j)$$

Donde DCRE(e,h,j) es el valor a liquidar en la hora h al generador en régimen especial del sistema eléctrico balear j por la energía generada, al que se refiere el apartado 9 del artículo 12 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo.

La bolsa compuesta por la agregación de los costes de adquisición de energía de todos los comercializadores y consumidores del sistema eléctrico balear j será la siguiente:

$$BOLSAA\ (h) = \sum_j \sum_c CAC(c,h,j) + \sum_j \sum_c CAJC(c,h,j) + \sum_j \sum_c CAG(e,h,j)$$

Los valores de BOLSAG (h) y BOLSAA (h) son diferentes debido a que los comercializadores y los consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho adquieren su energía a los respectivos precios medios de adquisición resultantes para estos agentes en el mercado de producción peninsular, generándose en consecuencia un desequilibrio entre los importes de ambas bolsas (D/S (h)) en el sistema eléctrico balear, que podrá ser positivo o negativo y cuyo importe se obtiene de la forma siguiente:

$$D/S(h) = BOLSAA(h) - BOLSAG(h)$$

5. Cierre de energía

En las liquidaciones sin cierre de medidas, el descuadre de energía del sistema eléctrico balear j se asignará a los comercializadores y consumidores directos en proporción a sus programas de energía según lo indicado en el apartado 3 del artículo 11 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo.

En las liquidaciones con cierre de medidas, el cierre de energía, CIERRE(h,j), del sistema eléctrico balear j en la hora h, se calcula como la diferencia entre las pérdidas de transporte y distribución y las pérdidas estándares calculadas en el sistema eléctrico balear, según lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril.

$$CIERRE(h,j) = PRTD\ (h,j) - \sum_{ta} \sum_{nt} [\ MPFC_{c,nt,ta} \times CPER_{nt,ta}\ ]$$

Las pérdidas reales de transporte y distribución se obtienen como la diferencia entre toda la generación y toda la demanda en punto frontera de consumo para obtener el balance de energía del sistema eléctrico balear j.

$$\sum_e e\ (e,h,j) + \sum_{ta} \sum_{nt} MPFC_{c,nt,ta} + PRTD\ (h,j) = 0$$

Por tanto, el cierre de energía del sistema eléctrico balear j se calcula según la fórmula siguiente, como la diferencia entre toda la medida de generación y toda la medida de demanda elevada a barras de central.

$$CIERRE(h,j) = -\sum_e e(e,h,j) - ECABLE\ (h,j) - \sum_{ta} \sum_{nt} MPFC_{c,nt,ta} - \sum_{ta} \sum_{nt} [\ MPFC_{c,nt,ta} \times CPER_{nt,ta}\ ]$$

$$CIERRE(h,j) = -\sum_e e(e,h,j) - ECABLE\ (h,j) - \sum_c EDC\ (c,h,j)$$

ECABLE (h,j) es la energía suministrada a través del cable eléctrico de interconexión entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear medida en el punto frontera con la península, con valor positivo si es suministro desde la península al sistema eléctrico balear j y con valor negativo si es en sentido contrario.

$$ECABLE(h,j) = \sum_c EOMEL(c,h,j) + \sum_c RTCABLE(c,h,j) + \sum_c DSVCABLE(c,h,j)$$

$$ECABLE(h,j) = \sum_c EMIBEL(c,h,j)$$

Donde:

EOMEL(c,h,j): Saldo total de energía adquirida o vendida en el mercado diario y en su caso, en el mercado intradiario en la hora h para el sistema eléctrico balear j, liquidado al comercializador y consumidor directo c del sistema eléctrico balear j.

RTCABLE(c,h,j): Saldo total de energía redespachada por restricciones al PBF, al mercado intradiario o en tiempo real en la hora h para el sistema eléctrico balear j, liquidado al comercializador y consumidor directo c del sistema eléctrico balear j.

DSVCABLE(c,h,j): Desvío calculado como la diferencia entre la medida de energía intercambiada con el sistema eléctrico balear j, ECABLE(h,j) y el programa de intercambio con dicho sistema, liquidado al comercializador y consumidor directo c del sistema eléctrico balear j.

La energía redespachada en el sistema peninsular al programa del enlace con el sistema balear por restricciones al programa base de funcionamiento, al mercado intradiario o en tiempo real, término RTCABLE(c,h,j), se liquidará al precio establecido para estos redespachos en el correspondiente procedimiento de operación peninsular.

El desvío del programa del cable en el sistema peninsular, término DSVCABLE(c,h,j), se liquidará al precio de los desvíos en la península conforme a lo dispuesto en el correspondiente procedimiento de operación peninsular.

6. Significados de los términos empleados en las fórmulas

Todos los términos empleados en las fórmulas que se recogen en el presente anexo y que no han sido definidos, tendrán el significado dado a los mismos en el capítulo IV de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

§ 51

Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias

Ministerio de la Presidencia
«BOE» núm. 72, de 25 de marzo de 2015
Última modificación: 9 de abril de 2022
Referencia: BOE-A-2015-3182

Norma derogada, con efectos de 10 de abril de 2022, a excepción de sus artículos 6, 8, 9, 10, 11, 14 y la disposición adicional segunda, por la disposición derogatoria segunda de la Ley 7/2022, de 8 de abril. Ref. BOE-A-2022-5809

El artículo 29 de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, procedió a la modificación del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, mediante la incorporación de un artículo 112 bis en el título IV que regula el régimen económico-financiero de la utilización del dominio público hidráulico, por el que se establece un nuevo canon a los bienes de dominio público descritos en el artículo 2.a) de la misma ley cuando su utilización sea la producción de energía hidroeléctrica.

El objetivo de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, es armonizar nuestro sistema fiscal con un uso más eficiente y respetuoso con el medioambiente y la sostenibilidad, valores que inspiran una reforma de la fiscalidad, y como tal en línea con los principios básicos que rigen la política fiscal, energética, y ambiental de la Unión Europea. A tal fin se incorporan tres nuevos impuestos, se modifican los tipos impositivos establecidos para el gas natural y el carbón utilizados en la producción de energía eléctrica y se crea el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica, insertándose en el mencionado artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas.

Desde la aprobación de la Directiva 2000/60/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco comunitario en el ámbito de la política de aguas, siendo objeto de transposición por la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social, modificando, entre otros aspectos, el régimen económico financiero del agua, se introduce el principio de recuperación de los costes de los servicios relacionados con la gestión de las aguas en nuestro ordenamiento. En este sentido, se dispone mediante la inserción del artículo 111 bis del texto refundido de la Ley de Aguas, que las Administraciones Públicas competentes, en virtud del principio de recuperación de costes y teniendo en cuenta proyecciones económicas a largo plazo, establecerán los oportunos mecanismos para repercutir los costes de los servicios

relacionados con la gestión del agua, incluyendo los costes ambientales y del recurso, en los diferentes usuarios finales. Por una parte, el 2 % de lo recaudado en cada Confederación Hidrográfica irá destinado a satisfacer las necesidades de protección y mejora que en cada caso se entiendan prioritarias por el organismo de cuenca. Por otra parte, el 98 % de las cantidades recaudadas por este canon, previo su ingreso en el Tesoro público, será destinado igualmente a la protección del dominio público hidráulico.

Actualmente, la calidad general de las aguas continentales españolas hace necesaria su protección a fin de salvaguardar uno de los recursos naturales imprescindibles para cualquier actividad humana y necesarios para el desarrollo de la sociedad. En este sentido, deben reforzarse las políticas de protección del dominio público hidráulico. A tal fin, se hace necesaria la obtención de recursos que deben ser aportados por quienes obtienen un beneficio de su utilización privativa o aprovechamiento especial al posibilitar la producción de energía eléctrica en centrales hidroeléctricas.

Consecuentemente junto a las cuatro exacciones vinculadas al agua previstas en el texto refundido de la Ley de Aguas en los artículos 112 a 114: el canon de utilización de bienes de dominio público, el canon de control de vertido que grava los vertidos al dominio público hidráulico, el canon de regulación que grava el beneficio particular obtenido por obras de regulación hechas por el Estado y la tarifa de utilización del agua que grava los beneficios particulares obtenidos por obras del Estado distintas de las de regulación; se incorporó mediante la referida Ley 15/2012, de 27 de diciembre, el canon por utilización de las aguas continentales para producción de energía eléctrica, siendo su desarrollo el objeto del presente real decreto.

Este real decreto se dicta al amparo de las disposiciones finales segunda y tercera de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre. Por un lado la disposición final segunda establece como título competencial el artículo 149.1.22.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia sobre legislación ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando discurran por más de una comunidad autónoma. Por otro lado, la disposición final tercera habilita al Gobierno para que, en el ámbito de sus competencias, dicte las disposiciones reglamentarias necesarias para el desarrollo y aplicación de esta ley, y en particular, se autoriza para modificar la forma de pago establecida en el artículo 29 de la misma, referido al canon por utilización de las aguas continentales.

En su virtud, a propuesta de la Ministra de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas y del Ministro de Industria, Energía y Turismo, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 20 de marzo de 2015,

DISPONGO:

Artículo 1. *Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica y ámbito de aplicación.*

La utilización y aprovechamiento de los bienes de dominio público hidráulico a que se refiere el artículo 2.a) del texto refundido de la Ley de Aguas para la producción de energía eléctrica, medida en barras de central, estarán gravados con una tasa denominada canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica, destinada a la protección y mejora del dominio público hidráulico.

El presente canon solo será de aplicación en las cuencas intercomunitarias.

Artículo 2. *Contribuyentes.*

Serán contribuyentes del canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica los concesionarios de agua cuyo destino sea la producción de energía hidroeléctrica.

Artículo 3. *Base imponible.*

La base imponible del canon será el valor económico de la energía producida medida en barras de central, de acuerdo a la potencia definida en el artículo 4.

Se considerará valor económico de la energía producida la retribución total que obtenga el contribuyente por la energía producida que incorpore al sistema eléctrico durante cada año natural –o fracción de año en el primer y último año de la concesión– de funcionamiento de la instalación.

A efectos del cálculo del valor económico se tendrán en cuenta las retribuciones previstas en todos los regímenes económicos que se deriven de lo establecido en la normativa reguladora del sector eléctrico y se calculará separadamente para cada instalación de generación hidroeléctrica, sin perjuicio de lo indicado en el artículo 4 respecto a los umbrales de potencia a partir de los que opera la reducción prevista en el artículo 112 bis.7 del texto refundido de la Ley de Aguas.

La base imponible de esta exacción vendrá determinada por el importe total de los derechos de cobro que figuren en las facturas de venta puestas a disposición del sujeto de la liquidación. Dicha base imponible se determinará de acuerdo con la información obtenida de los procesos de liquidación del operador del mercado, del operador del sistema y, en su caso, el órgano encargado de las liquidaciones, incentivos y complementos de instalaciones de producción de energía eléctrica con derecho a un régimen retributivo específico o adicional que apruebe el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, así como la aportada por cada contribuyente.

Artículo 4. *Potencia de las instalaciones hidroeléctricas.*

A efectos de determinación de los umbrales a partir de los que opera la reducción prevista en el artículo 112 bis.7 del texto refundido de la Ley de Aguas, se entiende por «instalación» la central hidroeléctrica y por «potencia de la instalación» la suma de las potencias de los grupos en ella instalados, sin que pueda subdividirse la potencia total de cada central incluida en la concesión de aguas a los efectos del canon en grupos de potencia individual inferior.

Se entenderá por «potencia de los grupos», a efectos de lo previsto en este real decreto, la potencia instalada o la potencia nominal que figure inscrita en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, establecido por Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Con los mismos efectos, en los treinta días naturales posteriores a la entrada en vigor de este real decreto y actualizado anualmente antes del 1 de mayo, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo remitirá a las Confederaciones Hidrográficas la información certificada del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica relativa al número de inscripción definitiva de cada instalación, su tecnología, la potencia instalada y la potencia neta o, en su caso, la potencia nominal en megavatios (MW).

Artículo 5. *Obligaciones de información.*

Red Eléctrica de España, S.A., como operador del sistema, facilitará directamente a cada organismo de cuenca en el ámbito que le corresponda la facturación que, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera del Real Decreto 1619/2012, de 30 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan las obligaciones de facturación, documente la actividad productiva de los titulares de instalaciones generadoras de energía hidroeléctrica de cuya gestión es encargado, así como la información relativa a la energía suministrada para el bombeo a estas sociedades titulares. Dicha información se desglosará para cada una de las instalaciones hidroeléctricas existentes en la respectiva cuenca.

Asimismo, el Operador del Mercado facilitará directamente a cada organismo de cuenca en el ámbito que le corresponda la facturación que, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera, antes citada, documente la actividad de adquisición y venta de energía eléctrica de los titulares de instalaciones generadoras de energía hidroeléctrica que acuden al mercado. Dicha información se desglosará para cada una de las instalaciones hidroeléctricas existentes en la respectiva cuenca e incluirá también las operaciones que, aunque sean documentadas por filiales del operador del mercado o terceras habilitadas por éste, resulten de la aplicación de cualquier otro mecanismo de mercado que pueda dar lugar

a ingresos, a excepción de las liquidaciones que corresponda liquidar a otros órganos liquidadores.

Del mismo modo, el órgano encargado de las liquidaciones del régimen retributivo específico o adicional que corresponda según la normativa del sector eléctrico, facilitará directamente al organismo de cuenca la información de las operaciones de liquidación que documenten los pagos que por liquidación del referido régimen económico debe liquidar dicho órgano a estas instalaciones hidroeléctricas.

Además de lo anterior, el contribuyente deberá declarar los ingresos obtenidos por la venta de energía a través de otras modalidades de contratación de acuerdo a lo dispuesto en la normativa del sector eléctrico, como la contratación bilateral o a plazo con entregas físicas, u operaciones similares que por sus características quedan excluidas del sistema de ofertas del mercado diario e intradiario de electricidad.

En todos los casos, además del importe total de la energía computada, tanto la suministrada al sistema como la adquirida para facilitar, en su caso, las operaciones de bombeo, la información que debe facilitarse a los organismos de cuenca expresará también el número de megavatios por hora (MWh) suministrados al sistema por cada instalación, así como, de manera separada, los que se hayan adquirido para bombeo también por cada instalación.

Esta información se facilitará antes del 15 de marzo y corresponderá al año natural vencido.

Artículo 6. *Desagregación de la base imponible en las instalaciones de bombeo mixto.*

La base imponible total será el valor económico de la energía producida medida en barras de central.

En todo caso, cuando la instalación eléctrica sujeta tenga la consideración de instalación de bombeo mixto, esta base imponible se desagregará en dos valores que determinen qué parte de la base imponible corresponde al valor económico de la energía originada por la fuerza electromotriz directamente generada por el agua embalsada o derivada procedente de corrientes, escorrentías, surgencias o alumbramientos y qué parte de dicha base imponible corresponde al valor económico de la energía originada por la fuerza electromotriz del agua previamente bombeada.

La base imponible desagregada en los aprovechamientos de bombeo mixto se calculará utilizando las liquidaciones correspondientes al periodo de referencia que haya efectuado el Operador del Mercado, el Operador del Sistema y, en su caso, el órgano liquidador que corresponda de acuerdo a la normativa del sector eléctrico, infiriendo de ellas la distribución de la energía generada directamente desde embalse y la generada por bombeo –y por tanto su valor– de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$WT = We + Wb$$

$$Wb = EB*K$$

Donde:

We es la cantidad de energía producida mediante el turbinado directo del agua aportada a los embalses por corrientes, escorrentías, surgencias o alumbramientos, sean o no naturales.

Wb es la cantidad de energía producida mediante el turbinado del agua previamente bombeada.

WT es la cantidad de energía total producida en la instalación en el período de referencia.

EB es el consumo de bombeo entendido como la cantidad de energía consumida por el generador para bombear el agua que ha permitido la generación.

K es el factor de corrección que compensa la diferencia entre el rendimiento por bombeo y la energía consumida en la elevación al vaso superior. Su valor será de 0,7.

Conocidas las cuantías de las producciones energéticas, calculadas de acuerdo con el presente artículo y expresadas en megavatios por hora (MWh), procedentes de turbinado

directo y de bombeo en la misma instalación, se procederá a determinar qué importe del valor de la energía producida corresponde a una y a otra técnica, mediante la distribución de la base imponible total en proporción a la cantidad de energía, expresada en megavatios por hora (MWh), producida por una y otra tecnología considerándose a tal efecto que el valor unitario de cada unidad de energía, expresada en megavatios por hora (MWh), que retribuyó la producción fue igual para ambas energías en el periodo correspondiente.

Artículo 7. *Tipo de gravamen.*

El tipo de gravamen será del 22 por ciento anual que se aplicará sobre la base imponible.

Artículo 8. *Cálculo del Canon.*

1. El importe del canon será el resultado de aplicar a la base imponible el tipo de gravamen del 25,5 por ciento.
2. En las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW, el importe del canon se reducirá en un noventa por ciento.
3. En las instalaciones hidroeléctricas de producción de energía eléctrica de tecnología hidráulica de bombeo y potencia superior a 50 MW, el importe del canon se reducirá en un noventa por ciento.
4. En las instalaciones de bombeo con potencia superior a 50 MW, el importe del canon será la suma de:

a) Aplicar a la parte de base imponible compuesta por el valor de la energía procedente de turbinado directo desde el embalse el citado tipo de gravamen del 25,5 por ciento y
b) aplicar a la parte de la base imponible compuesta por el valor de la energía procedente de bombeo el citado 25,5 por ciento y sobre el importe resultante de dicha operación una reducción del 90 por ciento.

5. En aquellas instalaciones hidroeléctricas que, de conformidad con las previsiones contenidas en el inciso final del artículo 112 bis.7 del texto refundido de la Ley de Aguas, sean objeto de incentivo por razones de política energética nacional, el importe del canon se reducirá en un noventa por ciento.
6. El periodo impositivo del canon coincidirá con el año natural, o la fracción del año transcurrido desde el inicio o al cese de la actividad.

Artículo 9. *Devengo.*

El devengo del canon se producirá con el otorgamiento inicial y el mantenimiento anual de la concesión de agua para la producción de energía hidroeléctrica.

Artículo 10. *Liquidación y pago.*

El mes de marzo de cada año natural el contribuyente vendrá obligado a autoliquidar el canon e ingresar la cuota correspondiente al año natural anterior, al objeto de que haya podido disponer para su cálculo de las mediciones definitivas de la producción eléctrica. El primer ejercicio en el que deba realizar la autoliquidación, lo hará por la parte proporcional correspondiente al período de tiempo de vigencia de la concesión durante ese primer año.

Si se produjeran liquidaciones de la producción eléctrica de carácter definitivo por parte del operador del mercado, del operador del sistema o del órgano encargado de las liquidaciones con posterioridad a la fecha de autoliquidación del canon, el contribuyente estará obligado a realizar una autoliquidación complementaria en los tres meses siguientes a la citada liquidación definitiva de la producción.

Artículo 11. *Revisión.*

Los actos de comprobación y liquidación del canon son actos de naturaleza tributaria, siéndoles en consecuencia de aplicación el régimen de revisión en vía administrativa previstos para este tipo de actos en el ordenamiento vigente, siendo de plena aplicación las previsiones contenidas en el artículo 115.2 del texto refundido de la Ley de Aguas.

Artículo 12. *Ingreso del canon recaudado.*

1. El importe de la recaudación se ingresará al organismo de cuenca en virtud de lo dispuesto en el artículo 112 bis.8 del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio. A estos efectos se tendrá en cuenta lo establecido en los artículos 59.d), 63.3 y 67 del Real Decreto 927/1988, de 29 de julio, por el que se aprueba el reglamento de la Administración Pública del agua.

2. Las devoluciones, intereses y gastos que se deriven de la recaudación y de las decisiones de los órganos administrativos y jurisdiccionales que revisen los actos de aprobación y gestión, se realizarán con cargo a la cuenta del organismo en la misma proporción en la que se distribuyen los ingresos procedentes del canon según los apartados 3 y 4 siguientes. Asimismo, la liquidación de intereses de demora al contribuyente moroso, cuando proceda, se realizará por el organismo de cuenca imputándose a la misma cuenta.

3. El 2 % del importe de la recaudación neta, tendrá la consideración de ingresos del organismo de cuenca.

4. El 98 % del importe de la recaudación neta se ingresará en el Tesoro. Los Presupuestos Generales del Estado destinarán a actuaciones de protección y mejora del dominio público hidráulico, según lo previsto en el artículo 14, al menos un importe igual a dicha cantidad prevista. A tal efecto, anualmente en las Leyes de Presupuestos Generales del Estado se determinarán los proyectos de inversión que permitan garantizar la protección y mejora del dominio público hidráulico.

5. En el mes siguiente al que se efectúe la recaudación el organismo de cuenca liquidará el saldo de la cuenta resultante, ingresando su importe en el Tesoro Público, dando cuenta de los ingresos y gastos que han motivado dicho saldo a la Agencia Estatal de Administración Tributaria.

Artículo 13. *Garantía de protección del dominio público.*

Para asegurar el cumplimiento de los objetivos ambientales establecidos en la Directiva Marco del Agua y previstos en el artículo 98 y siguientes del texto refundido de la Ley de Aguas, y de conformidad con el principio de recuperación de costes que se establece en el artículo 111 bis del texto refundido de la Ley de Aguas, los Presupuestos Generales del Estado destinarán a actuaciones de protección y mejora del dominio público hidráulico y las masas de agua afectadas por los aprovechamientos hidroeléctricos, al menos un importe igual a la cantidad prevista en el apartado 4 del artículo 12 anterior, de acuerdo con lo definido en el artículo 14.

Artículo 14. *Protección y mejora del dominio público hidráulico.*

1. A los efectos de este real decreto, se entenderá por protección y mejora del dominio público hidráulico las actividades que debe realizar la Administración General del Estado con competencia en la gestión de las cuencas que discurren por más de una comunidad autónoma, dirigidas a un triple objetivo: conocer las presiones sobre las masas de agua derivadas de la actividad humana, corregir el estado de las masas de agua y el deterioro del dominio público hidráulico y desarrollar adecuadamente las funciones de control y vigilancia del dominio público hidráulico y de policía de aguas.

2. En las actividades enumeradas en el apartado anterior se entenderán comprendidas aquéllas que permitan la gestión más eficaz y sostenible del recurso, racionalizando la utilización del dominio público hidráulico.

3. Se entenderán como actividades dirigidas a cumplir los objetivos indicados en los apartados 1 y 2, entre otras:

a) La medición, análisis y control de los consumos de agua que se reconocen en las concesiones y figuran inscritos en el Registro de Aguas o anotados en el Catálogo de Aguas Privadas.

b) Las actividades de gestión destinadas a permitir la utilización del dominio público hidráulico por los particulares, que se concretan en el régimen de autorizaciones y declaraciones responsables.

c) La modernización, mantenimiento y actualización del Registro de Aguas.

d) La implantación y desarrollo de los programas que permitan realizar la actualización y revisión de las autorizaciones y concesiones de agua.

e) La vigilancia y seguimiento del grado de cumplimiento del régimen de concesiones y autorizaciones del dominio público hidráulico, en particular de las condiciones impuestas en cada caso, que se concreta en labores de apoyo a la policía de aguas.

f) El seguimiento y vigilancia del estado de las masas de agua, respecto de la calidad y cantidad de las mismas. Este seguimiento se concreta en los programas de control y evaluación de las aguas superficiales y subterráneas y el mantenimiento y explotación de las redes de control y seguimiento del estado de las masas de agua, así como el seguimiento de los distintos planes y programas de depuración de las aguas residuales.

g) Las actividades técnicas que permitan la adecuada delimitación y deslinde de los cauces de dominio público hidráulico, sus zonas asociadas y la cartografía de zonas inundables, así como el desarrollo de las medidas de gestión de los riesgos de inundación que son competencia de los organismos de cuenca.

h) Actuaciones de conservación y mejora de los cauces de dominio público hidráulico a través de actividades de mejora de la continuidad fluvial, adaptación de las estructuras a la migración de la ictiofauna y transporte de sedimentos, la recuperación del lecho de los cauces y del espacio fluvial, así como de los bosques de ribera y la lucha contra especies invasoras que supongan un deterioro del estado del dominio público hidráulico.

i) Los trabajos de actualización y revisión de la planificación hidrológica de la demarcación, en cualquiera de sus fases, en la medida en que constituyen una pieza fundamental para la protección y mejora del dominio público hidráulico al perseguir el logro de los objetivos ambientales descritos en el artículo 92 bis del texto refundido de la Ley de Aguas.

Disposición adicional primera. *Revisión de concesiones.*

De acuerdo con lo recogido en la disposición transitoria primera de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, la Administración competente en cada caso revisará para su adaptación las concesiones administrativas que facultan en la actualidad a cada uno de los aprovechamientos hidroeléctricos que estaban vigentes a la entrada en vigor de la ley citada, para adaptarlas a las previsiones contenidas en el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas, dotando a los departamentos u organismos encargados, de la suficiencia de medios humanos y materiales para llevar a cabo dicha revisión.

(Segundo párrafo anulado).

Disposición adicional segunda. *Modelos de autoliquidación del «Canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica».*

Se utilizará el modelo 791 con las particularidades y datos que figuran como anexo a este real decreto.

Se habilita al Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente a modificar, por orden, el contenido del anexo y a dictar las instrucciones para la ejecución de las autoliquidaciones.

Disposición transitoria primera. *Cálculo de la base imponible y de la liquidación como consecuencia de la aplicación de lo previsto en el apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.*

A los efectos de la aplicación de las liquidaciones a que hace referencia el primer párrafo del apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, el organismo encargado de la liquidación notificará a los respectivos organismos de cuenca el importe de las liquidaciones practicadas al amparo del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, para calcular la base sobre la que aplicar el canon en los meses que corresponda.

Las liquidaciones por diferencias entre el régimen transitorio y el régimen de pagos resultante de la metodología establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se aplicarán al cálculo de la base del año o años naturales en que dichas liquidaciones se produzcan, sin que su resultado modifique la base imponible y el importe del canon del año o años anteriores en los que se computaron los pagos a cuenta del régimen transitorio.

Disposición transitoria segunda. *Pagos correspondientes a la producción de los años 2013 y 2014.*

(Anulada).

Disposición transitoria tercera. *Registro Administrativo de Instalaciones de producción de energía eléctrica.*

Antes del 1 de enero de 2016, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo revisará los datos de potencia instalada y nominal de los productores de energía hidroeléctrica que figuran en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Este real decreto se dicta al amparo de la habilitación contenida en el artículo 149.1.22.ª de la Constitución que atribuye al Estado competencia sobre legislación ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando discurran por más de una comunidad autónoma.

Disposición final segunda. *Habilitación para el desarrollo y aplicación de este real decreto.*

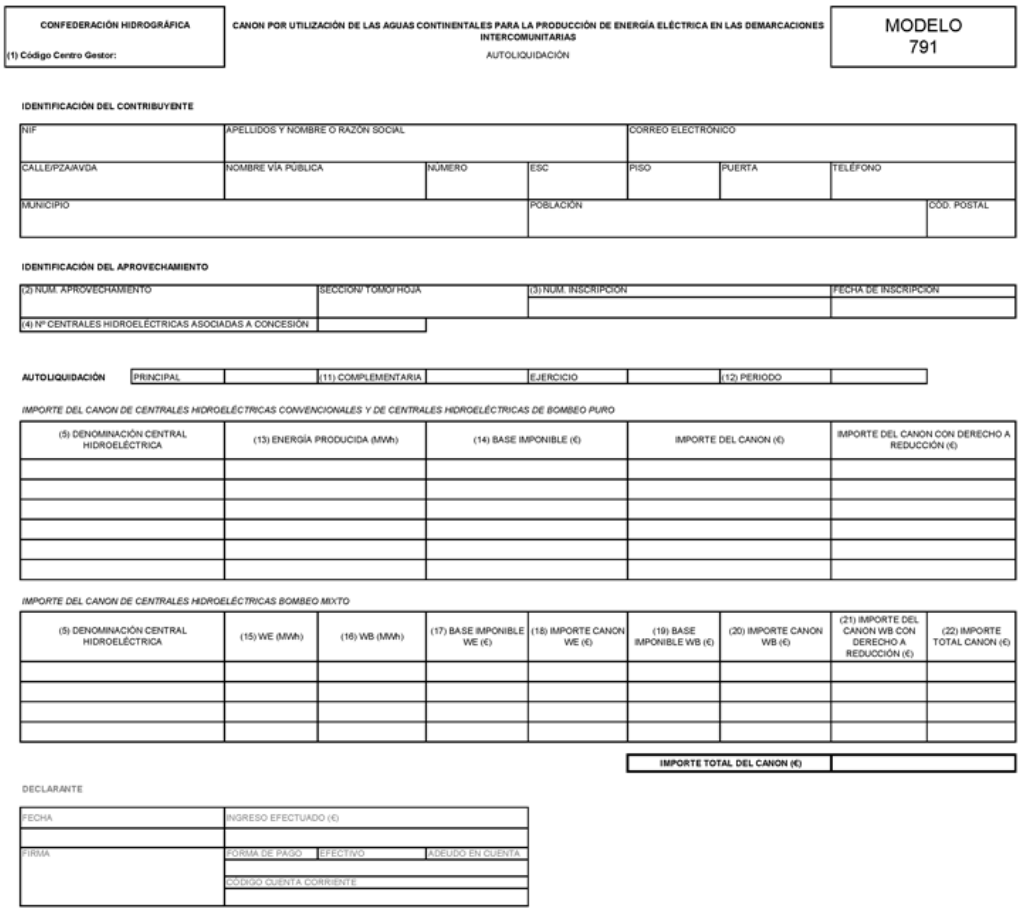
Se habilita a los titulares de los Ministerios de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, Hacienda y Administraciones Públicas, e Industria, Energía y Turismo para que, en el ámbito de sus competencias, dicte las disposiciones que sean precisas para el desarrollo y ejecución de lo establecido en este real decreto.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias



CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA (1) Código Centro Gestor:	CANON POR UTILIZACIÓN DE LAS AGUAS CONTINENTALES PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS DEMARCACIONES INTERCOMUNITARIAS AUTOLIQUIDACIÓN	MODELO 791

IDENTIFICACIÓN DEL CONTRIBUYENTE

NIF	APELLIDOS Y NOMBRE O RAZÓN SOCIAL			CORREO ELECTRÓNICO		
CALLE/PZA/AVDA	NOMBRE VÍA PÚBLICA	NÚMERO	ESC	PISO	PUERTA	TELÉFONO
MUNICIPIO		POBLACIÓN				COD. POSTAL

IDENTIFICACIÓN DEL APROVECHAMIENTO

(2) NUM. APROVECHAMIENTO	SECCIÓN/ TOMO/ HOJA	(3) NUM. INSCRIPCIÓN	FECHA DE INSCRIPCIÓN
(4) Nº CENTRALES HIDROELÉCTRICAS ASOCIADAS A CONCESIÓN			

AUTOLIQUIDACIÓN	PRINCIPAL		(11) COMPLEMENTARIA		EJERCICIO		(12) PERIODO	

IMPORTE DEL CANON DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS CONVENCIONALES Y DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE BOMBEO PURO

(5) DENOMINACIÓN CENTRAL HIDROELÉCTRICA	(13) ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)	(14) BASE IMPONIBLE (€)	IMPORTE DEL CANON (€)	IMPORTE DEL CANON CON DERECHO A REDUCCIÓN (€)

IMPORTE DEL CANON DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS BOMBEO MIXTO

(5) DENOMINACIÓN CENTRAL HIDROELÉCTRICA	(15) WE (MWh)	(16) WB (MWh)	(17) BASE IMPONIBLE WE (€)	(18) IMPORTE CANON WE (€)	(19) BASE IMPONIBLE WB (€)	(20) IMPORTE CANON WB (€)	(21) IMPORTE DEL CANON WB CON DERECHO A REDUCCIÓN (€)	(22) IMPORTE TOTAL CANON (€)

IMPORTE TOTAL DEL CANON (€)	

DECLARANTE

FECHA	INGRESO EFECTUADO (€)		
FIRMA	FORMA DE PAGO	EFECTIVO	ADEUDO EN CUENTA
	CÓDIGO CUENTA CORRIENTE		

TABLA 1

Caracterización de cada central hidroeléctrica

(5) DENOMINACIÓN	(6) N.º GRUPOS
(7) TIPO	
TÉRMINO MUNICIPAL	PROVINCIA
(8) NOMBRE UNIDAD PRODUCCIÓN	(9) POTENCIA (MW)
POTENCIA TOTAL CENTRAL HIDROELÉCTRICA (MW)	
(10) DERECHO A REDUCCIÓN	SÍ NO

INSTRUCCIONES PARA CUMPLIMENTAR EL FORMULARIO

1. Código del Centro Gestor.

Código	Confederación Hidrográfica.	Código	Confedereación Hidrográfica.
01	Confederación Hidrográfica Cantábrico.	06	Confederación Hidrográfica del Miño-Sil.
02	Confederación Hidrográfica Duero.	07	Confederación Hidrográfica Segura.
03	Confederación Hidrográfica Tajo.	08	Confederación Hidrográfica Júcar.
04	Confederación Hidrográfica Guadiana.	09	Confederación Hidrográfica Ebro.
05	Confederación Hidrográfica Guadalquivir.		

2. Número de aprovechamiento inscrito en el Libro de Inscripciones del Registro de Aguas.

3. Número de inscripción del Registro de Aguas Electrónico si lo tuviera.

4. Se identificará el número de centrales hidroeléctricas o instalaciones que forman parte de una única concesión.

Cada central hidroeléctrica identificada se deberá caracterizar en la tabla 1. Se presentarán tantas Tablas 1 como centrales hidroeléctricas formen parte de la concesión.

Habrá que tener en cuenta que por central hidroeléctrica se entiende la instalación física asociada a un único salto o desnivel que permite generar energía.

5. Nombre por el que se conoce a la central hidroeléctrica o el genérico del conjunto de unidades de producción del Registro Administrativo de Instalaciones de producción de energía eléctrica asociadas a una única central hidroeléctrica.

6. Número de grupos generadores instalados en la central hidroeléctrica, coincidente con el número de unidades de producción del Registro Administrativo de Instalaciones de producción de energía eléctrica asociadas a una única central hidroeléctrica.

7.

— Fluyente.
— Con regulación.
— Bombeo puro.
— Bombeo mixto.

8. Nombre de cada unidad de producción del Registro Administrativo de Instalaciones de producción de energía eléctrica asociada a una única central hidroeléctrica.

9. Potencia instalada o potencia nominal que figure inscrita en el Registro Administrativo de Instalaciones de producción de energía eléctrica.

10. Marcar si tiene derecho a reducción según el artículo 4 y 8 del real decreto en base a la suma de las potencias de los grupos instalados en cada central hidroeléctrica.

11. De acuerdo con el artículo 10, se realizará autoliquidación complementaria en los tres meses siguientes a que se produzca una liquidación de producción eléctrica de carácter definitivo por parte de algún agente con posterioridad a la fecha de autoliquidación.

12. Periodo de tiempo de vigencia de la concesión cuando no coincida con un año completo.

13. Energía producida por cada central hidroeléctrica en el ejercicio que se liquida.

Este valor podrá ser posteriormente inspeccionado por la Agencia Estatal de Administración Tributaria para lo cual el organismo que tenga conocimiento fehaciente de este valor y lo suministre a las Confederaciones Hidrográficas de acuerdo con el real decreto suministrará estos valores a los Organismos de cuenca o a la Agencia de acuerdo a lo establecido en el real decreto.

14. Valor económico de la energía producida y retribuida en los regímenes económicos que le sean de aplicación, determinado por el importe total de los derechos de cobro que figuren en las facturas de venta puestas a disposición del declarante.

Este valor podrá ser posteriormente inspeccionado por la Agencia Estatal de Administración Tributaria para lo cual el organismo que tenga conocimiento fehaciente de este valor y lo suministre a las Confederaciones Hidrográficas de acuerdo con el real decreto) suministrará estos valores a los Organismos de cuenca o a la Agencia de acuerdo a lo establecido en el real decreto.

15. Energía producida mediante el turbinado directo del agua aportada a los embalses por corrientes, escorrentías, surgencias o alumbramientos, sean o no naturales, calculado mediante inferencia de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 del real decreto.

Este valor podrá ser posteriormente inspeccionado por la Agencia Estatal de Administración Tributaria para lo cual el organismo que tenga conocimiento fehaciente de

este valor y lo suministre a las Confederaciones Hidrográficas de acuerdo con el real decreto suministrará los datos necesarios para su cálculo a los Organismos de cuenca o a la Agencia de acuerdo a lo establecido en el real decreto.

16. Energía producida mediante el turbinado del agua previamente bombeada, calculado de acuerdo a la fórmula establecida en el artículo 6 del real decreto.

Este valor podrá ser posteriormente inspeccionado por la Agencia Estatal de Administración Tributaria para lo cual el organismo que tenga conocimiento fehaciente de este valor y lo suministre a las Confederaciones Hidrográficas de acuerdo con el real decreto suministrará los datos necesarios para su cálculo a los Organismos de cuenca o a la Agencia de acuerdo a lo establecido en el real decreto.

17. Valor económico de la energía producida mediante el turbinado directo del agua aportada a los embalses por corrientes, escorrentías, surgencias o alumbramientos, sean o no naturales y retribuida en los regímenes económicos que le sean de aplicación, determinado por el importe total de los derechos de cobro que figuren en las facturas de venta puestas a disposición del declarante.

Este valor podrá ser posteriormente inspeccionado por la Agencia Estatal de Administración Tributaria para lo cual el organismo que tenga conocimiento fehaciente de este valor y lo suministre a las Confederaciones Hidrográficas de acuerdo con el real decreto suministrará estos valores a los Organismos de cuenca o a la Agencia de acuerdo a lo establecido en el real decreto.

18. Aplicación del tipo de gravamen del 22% al valor económico de la energía producida mediante el turbinado directo del agua aportada a los embalses por corrientes, escorrentías, surgencias o alumbramientos, sean o no naturales.

19. Valor económico de la energía producida mediante el turbinado del agua previamente bombeada y retribuida en los regímenes económicos que le sean de aplicación, determinado por el importe total de los derechos de cobro que figuren en las facturas de venta puestas a disposición del declarante. Este valor podrá ser posteriormente inspeccionado por la Agencia Estatal de Administración Tributaria para lo cual el organismo que tenga conocimiento fehaciente de este valor y lo suministre a las Confederaciones Hidrográficas de acuerdo con el real decreto suministrará estos valores a los Organismos de cuenca o a la Agencia de acuerdo a lo establecido en el real decreto.

20. Aplicación del tipo de gravamen del 22% al valor económico de la energía producida mediante el turbinado del agua previamente bombeada.

21. Si tuviera derecho a reducción en el importe del canon de acuerdo con el artículo 8 del real decreto, se aplicará la reducción sobre el valor obtenido en (20).

22. Suma de los valores obtenidos en (18) y (20) ó (21).

§ 52

Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 289, de 2 de diciembre de 2019
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2019-17287

Desde el año 1999 se ha ido implantando gradualmente en toda la Unión Europea el mercado interior de la electricidad. Dicho mercado interior tiene como finalidad dar una posibilidad real de elección a todos los consumidores de la Unión Europea, sean ciudadanos o empresas, de crear nuevas oportunidades comerciales y de fomentar el comercio transfronterizo, a fin de conseguir mejoras de la eficiencia, un aumento de la calidad del servicio y una mayor competitividad, y de contribuir a la seguridad del suministro y a la sostenibilidad.

La Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y, posteriormente, la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, que sustituye a la anterior, sentaron las bases para la creación del mercado interior de la electricidad. En particular, esta última directiva estableció que la regulación de las interconexiones y los intercambios de energías de balance debía ser fijada por las autoridades reguladoras, de acuerdo con unos criterios que persiguieran un buen funcionamiento del mercado interior de la electricidad.

El Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, estableció las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y, en particular, reguló los procedimientos empleados para asignar la capacidad de intercambio en las interconexiones entre países de la Unión Europea, previendo la coordinación de los mecanismos de asignación entre los Sistemas que unen las interconexiones y permitiendo a los Estados miembros establecer una regulación más detallada de la contenida en el mismo.

La Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, estableció la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema.

Con carácter posterior a la publicación de dicha circular, se han aprobado una serie de reglamentos denominados «Códigos de red» o «Directrices», comunes a todos los gestores de redes de transporte, que establecen directrices sobre las materias previstas en el Reglamento (EU) 714/2009.

Entre otros, en orden de aprobación, cabe destacar el Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (CACM); el Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión, de 26 de septiembre de 2016, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo (FCA); el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (SOGL); el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (EBGL), y el Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio (NCER):

– El CACM regula los aspectos fundamentales que rigen la asignación de capacidad dentro de la Unión Europea en los mercados diarios e intradiarios europeos. Así, el mercado diario está basado en un acoplamiento de mercados en el que las ofertas se casan a la vez que se asigna la capacidad de intercambio en las distintas zonas de ofertas. El mercado intradiario se diseña como un Mercado Intradiario Continuo con posibilidad de incorporar subastas.

– El FCA fija el marco general para el cálculo y la asignación a largo plazo de la capacidad de las interconexiones comunitarias, así como para la creación de la plataforma única europea de subastas para la asignación de los derechos de capacidad a largo plazo.

– El SOGL establece las directrices para preservar la seguridad de la operación, la calidad de la frecuencia y el uso eficiente del sistema y los recursos interconectados.

– El EBGL establece el marco normativo europeo para el desarrollo, implantación y operación de los mercados de balance en el Mercado Interior de electricidad europeo. La EBGL prevé así, un cronograma de implantación de plataformas europeas para el intercambio de servicios de balance y un marco para la armonización de los distintos mercados de balance a nivel europeo (contratación y liquidación de reservas para la contención de la frecuencia, reservas para la recuperación de la frecuencia y reservas de sustitución), así como una metodología común para la activación de reservas para la recuperación de la frecuencia y de reservas de sustitución, a través de principios y normas comunes.

– El NCER indica cómo se ha de realizar la gestión por parte de los operadores del sistema de los estados de emergencia, así como la coordinación necesaria a nivel europeo, las simulaciones y pruebas y las herramientas y equipos necesarios para garantizar la reposición del sistema.

De acuerdo con lo previsto en dichos reglamentos, son competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los desarrollos que se derivan de los reglamentos de mercados (CACM, FCA, EBGL). A su vez, también corresponde a esta Comisión desarrollar aquellos aspectos del Reglamento de gestión de la red de transporte que implican coordinación para la operación del sistema (SOGL, NCER) con otras autoridades reguladoras nacionales europeas, así como aspectos cuyo desarrollo y aprobación por las autoridades reguladoras nacionales están previstos en la normativa comunitaria.

Asimismo, resulta relevante en el marco de la supervisión de estos mercados, el Reglamento (UE) 1227/2011, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía, cuyo objeto es prohibir prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de energía.

La aplicación de estos reglamentos conlleva un considerable incremento en el grado de cooperación entre los distintos actores del ámbito eléctrico europeo, especialmente para las autoridades reguladoras nacionales y los operadores de los sistemas y de los mercados, con objeto de facilitar la armonización de las normas vigentes sobre asignación de capacidad, gestión de congestiones e intercambios de electricidad (en los horizontes de largo plazo, diario, intradiario, balance y tiempo real). La aplicación de sus disposiciones requiere, por ejemplo, el diseño, desarrollo y adopción de distintas metodologías armonizadas y plataformas de negociación comunes, a propuesta de los operadores y, previa consulta a los interesados y aprobación por parte de las autoridades reguladoras pertinentes. Tanto las propuestas derivadas de estos reglamentos como su aprobación se llevan a cabo de forma

coordinada en todo el ámbito de aplicación, que puede ser nacional, regional (cuando afecta a varios países) e incluso europeo, en función del número de países afectados por la regulación.

Así, cabe citar propuestas que se aprueban por el regulador nacional como, por ejemplo, las condiciones de balance, otras que se aprueban por los reguladores de una región, como, por ejemplo, la metodología de cálculo de capacidad que afecta a la región Suroeste (Portugal-España-Francia), y otras que son aprobadas por todos los reguladores europeos, como el algoritmo de acoplamiento del mercado diario.

El modelo en el que se basa la elaboración de las metodologías y condiciones contempladas en los mencionados reglamentos europeos, que implica la recepción, por parte de los reguladores, de propuestas preparadas por los operadores implicados, con su posterior análisis y aprobación o solicitud de enmiendas, se ha demostrado como una herramienta ágil y fiable a la hora del desarrollo y modificación de regulación de detalle a nivel europeo, incrementando la oportunidad de participación de los sujetos desde las primeras fases del desarrollo, lo que se estima positivo en materias que, como estas, tienen un contenido eminentemente técnico. Este modelo se empleará también con respecto a las reglas o condiciones de mercado de aplicación nacional. Esto facilita un proceso de aprobación de la normativa más transparente para los sujetos, manteniendo los niveles requeridos de rigor técnico, objetividad y no discriminación.

Asimismo, en junio de 2019, la Unión Europea ha completado la revisión del marco normativo de su política energética, a través del denominado paquete normativo de Energía Limpia para todos los europeos, estableciendo las condiciones para la transición hacia una energía limpia, con el fin de alcanzar los compromisos asumidos en virtud del Acuerdo de París adoptado el 12 de diciembre de 2015. En particular, cabe destacar el Reglamento 2019/943, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad y la Directiva 2019/944, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, cuyo objetivo es conseguir un mercado de la electricidad europeo más competitivo y más flexible que facilite la participación de las energías renovables y la demanda. El Reglamento 2019/943 aborda una revisión del anterior Reglamento 714/2009 y la Directiva 2019/944, y una revisión de la anterior Directiva 2009/72, tratando de eliminar, en ambos casos, los obstáculos detectados para la realización del mercado interior de la electricidad.

Por otra parte, el 11 de enero de 2019 se publicó el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, donde se establecen las competencias de la CNMC en el ámbito, entre otros, de los mercados organizados de electricidad. En particular, destaca el apartado 38 del artículo 7 introducido en la Ley 3/2013, de 4 de junio, que atribuye a este organismo la potestad de determinar las reglas de los mercados organizados en su componente normativa en aquellos aspectos cuya aprobación corresponda a la autoridad reguladora nacional de conformidad con las normas del derecho europeo.

La toma en consideración de estos reglamentos anteriormente mencionados, así como la asunción de competencias derivadas del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, hacen necesaria la revisión de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, que queda derogada por esta circular.

Por último, la gestión de las interconexiones no comunitarias –interconexiones de España con Marruecos y con Andorra–, queda fuera del ámbito de los reglamentos europeos citados anteriormente. No obstante, se considera conveniente incluir aquí la regulación particular de estas interconexiones a fin de recoger en una única regulación todos los intercambios transfronterizos que se realizan en España. El mecanismo recogido en esta circular para estos casos irá evolucionando en la medida en que se desarrollen mercados en competencia en esos sistemas, o bien se alcancen acuerdos específicos de cooperación con estos países, asegurando siempre la coherencia con el modelo europeo.

Para el caso de la interconexión España-Andorra, Andorra tiene un sistema con un único comprador, considerándose la zona de precio integrada en la zona española a los efectos de gestión de la interconexión.

Con respecto a Marruecos, el mecanismo previsto para la gestión de la interconexión se basa en la asignación de la oferta marroquí mediante el algoritmo de casación europeo, respetando el valor máximo de capacidad disponible para transacciones de mercado, en cada uno de los dos sentidos de flujo de energía en la interconexión.

En cualquier caso, las interconexiones con terceros países, reguladas en el capítulo VI de esta circular, se entienden sujetas a las disposiciones que se dicten de conformidad con el artículo 3.5 de la Directiva (UE) 2019/944, respecto a los participantes de terceros países que operen en el mercado interior de la electricidad.

Al margen de la derogación que se lleva a cabo de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, hay que tener en cuenta que esta circular desplaza las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban el mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, disposiciones que, en las materias que son objeto de regulación en esta circular, devienen ahora inaplicables, de acuerdo con el dictamen emitido por el Consejo de Estado, conforme a lo establecido en el citado Real Decreto-ley. Este efecto se produce sin perjuicio de que, a través, en su caso, de mecanismos de cooperación, se pueda articular una tabla de vigencias para facilitar el conocimiento de las normas aplicables en estas materias, así como que, de acuerdo con lo que se señala en diversos artículos de esta circular, se dé publicidad, a través de las oportunas páginas web, al compendio de normas aplicables, estructurado por materias.

Por todo lo anterior, de conformidad con lo establecido en los apartados 1.b) y c) y 38 del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, previos los trámites de audiencia y de informe del Consejo de Reguladores del MIBEL, y de acuerdo con las orientaciones de política energética previstas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril,

El Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su reunión del día 20 de noviembre de 2019, ha acordado, de acuerdo con el Consejo de Estado, emitir la presente circular.

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto de la circular.*

Constituye el objeto de la presente circular establecer el marco regulatorio relativo a los siguientes aspectos:

1. Al mercado mayorista de electricidad, definido este como el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

De acuerdo con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, el mercado mayorista de electricidad se estructura en mercados a plazo organizados y no organizados, mercado diario, mercado intradiario, mercado de ajuste, entendidos estos como los servicios de no frecuencia y servicios de balance del sistema, necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor, incluyendo la resolución de restricciones técnicas.

2. A la gestión de las interconexiones de España dentro de la Unión Europea y con terceros países en los diferentes horizontes de negociación.

3. A los aspectos técnicos de la operación del sistema, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta circular será de aplicación a los siguientes sujetos:

1. A los participantes en el mercado, entendidos como aquellos productores, comercializadores, consumidores directos en mercado, o sus correspondientes representantes, definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. Al Operador del Sistema y al Operador del Mercado en el ámbito de sus competencias.

3. A los gestores de la red de distribución.

Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos de esta circular, los conceptos técnicos empleados en la misma, relativos al mercado mayorista de electricidad y a la gestión de la operación del sistema, tendrán el significado que resulta de las disposiciones de la Unión Europea que regulan estas materias. A estos efectos, se tendrá en cuenta, en particular, el significado que resulta de las definiciones que se contienen en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre asignación de capacidad y la gestión de las congestiones, en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión, de 26 de septiembre de 2016, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo, en el artículo 3 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, y en el artículo 3 del Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio.

Artículo 4. *Coordinación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con otros organismos.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia llevará a cabo las actuaciones que resulten precisas, en coordinación y cooperación con otras autoridades reguladoras nacionales, con la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía y con el Consejo de Reguladores del Mercado Ibérico de la Electricidad (en adelante, MIBEL), para la consecución del adecuado funcionamiento y supervisión de los criterios y mecanismos previstos en esta circular.

2. El Ministerio para la Transición Ecológica participará, en los términos previstos en el artículo 23.2, en la elaboración de las metodologías, condiciones y reglas que sean aprobadas en desarrollo de esta circular, en particular, cuando resulten afectados los objetivos de penetración de energías renovables, la eficiencia energética y la seguridad de suministro.

Artículo 5. *Funciones del Operador del Mercado y del Operador del Sistema.*

1. El Operador del Mercado y el Operador del Sistema deberán elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, tal y como se establece en el capítulo X. Asimismo, deberán presentar las propuestas necesarias para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad.

2. Los Operadores publicarán de manera actualizada en sus respectivas páginas webs las metodologías, las condiciones, reglas y procedimientos que se adopten en el marco de esta circular, tanto si su alcance es europeo, como regional o nacional. Asimismo, establecerán un mecanismo por el cual permitirán a los participantes en el mercado ser debidamente informados del estado de las propuestas desde el inicio de su tramitación.

3. Tanto el Operador del Sistema como el Operador del Mercado deberán establecer y mantener procedimientos efectivos enfocados a detectar posibles incumplimientos del Reglamento (UE) 1227/2011, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y transparencia del mercado mayorista de la energía, así como cualquier otro comportamiento anómalo que realicen los participantes en los mercados que tales Operadores gestionan. Estos Operadores deberán remitir informes sobre posibles conductas sospechosas lo antes posible, tras su detección, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para su valoración.

4. Los costes en los que incurran el Operador del Sistema y el Operador del Mercado, derivados del diseño, desarrollo, implantación, actualización y gestión de los mecanismos previstos en esta circular, serán tenidos en cuenta en la metodología de retribución de estos Operadores a la que hace referencia el artículo 7.1.i) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, siendo reconocidos siempre que sean considerados razonables, eficaces y proporcionados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

CAPÍTULO II

Gestión de las congestiones en el largo plazo para las Interconexiones de España-Francia y España-Portugal

Artículo 6. *Asignación de la capacidad en las interconexiones en el largo plazo.*

En el horizonte de largo plazo, la asignación de capacidad y la resolución de congestiones en las interconexiones España-Francia y España-Portugal se realizará a través de la asignación de derechos de capacidad mediante subastas explícitas, de acuerdo con la metodología y en la plataforma única previstas en el Reglamento (UE) 2016/1719.

Artículo 7. *Mecanismo de subastas explícitas de asignación de la capacidad en el largo plazo.*

El mecanismo de subastas explícitas seguirá el siguiente proceso:

1. El Operador del Sistema calculará la capacidad de intercambio de las interconexiones, según lo establecido en el artículo 9 del Reglamento (UE) 2016/1719, en coordinación con los operadores del sistema portugués y francés pertenecientes a la región sudoeste de Europa (South West Europe-SWE) definida al amparo del artículo 15 del Reglamento (UE) 2015/1222. El Operador del Sistema tendrá en cuenta la metodología regional de cálculo de la capacidad de intercambio prevista en el artículo 10 del Reglamento (UE) 2016/1719, así como las metodologías aprobadas por todos los reguladores de provisión de datos de generación y consumo y del modelo de red común, de acuerdo con lo previsto en los artículos 17 y 18 de dicho reglamento.

2. La distribución de la capacidad de intercambio entre los diferentes procesos y entre los distintos ámbitos temporales de largo plazo, se realizará de acuerdo con la metodología prevista en el artículo 16 del Reglamento (UE) 2016/1719, evitando que la asignación total de capacidad dé lugar a un saldo neto de programas de intercambio que supere la capacidad prevista en el correspondiente sentido de flujo de energía en la interconexión y período de programación.

3. El tipo de derecho de largo plazo, los horizontes temporales y la forma del producto ofrecido en cada interconexión serán los contemplados en el diseño regional de los derechos de capacidad de largo plazo, previsto en el artículo 31 del Reglamento (UE) 2016/1719.

4. Las subastas explícitas se ejecutarán de acuerdo con lo previsto en las reglas europeas armonizadas de asignación de capacidad de largo plazo (Reglas HAR-Harmonized Allocation Rules) previstas en el artículo 51 del Reglamento (UE) 2016/1719 y, si fuera también de aplicación, en el anexo correspondiente a la región SWE. Dichas subastas tendrán lugar en la plataforma única europea [Single Allocation Platform (SAP)] prevista en el artículo 48 de dicho Reglamento. El reparto de costes derivados del establecimiento, desarrollo y operación de la plataforma se establecerá de acuerdo con la metodología prevista en el artículo 59 del mencionado reglamento.

5. El Operador del Sistema podrá reducir los derechos de transmisión a largo plazo para garantizar que el funcionamiento se mantenga dentro de los límites de seguridad operativa antes del plazo de firmeza diario, compensando a los titulares de los mismos según el artículo 53 del Reglamento (UE) 2016/1719.

6. En caso de imposibilidad de aplicar las reglas anteriores, se aplicará un procedimiento de contingencia, según lo previsto en el artículo 42 del Reglamento (UE) 2016/1719.

7. Los ingresos procedentes de estas subastas correspondientes a la interconexión España-Francia y España-Portugal tendrán la consideración de «rentas de congestión».

8. El Operador del Sistema aplicará la metodología para la distribución de las rentas de congestión derivadas de las subastas de asignación de derechos de capacidad de largo plazo, prevista en el artículo 57 del Reglamento (UE) 2016/1719.

CAPÍTULO III

Mercados a plazo no organizados

Artículo 8. *Contratos bilaterales físicos.*

1. Los participantes en el mercado mayorista de electricidad podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica. Los sujetos que formalicen estos contratos deberán cumplir con las obligaciones previstas para el resto de sujetos en las metodologías y condiciones a las que se refiere el artículo 23, para su participación en los mercados de producción de energía eléctrica.

2. Las cantidades contratadas de energía eléctrica, así como la nominación afectada a dichas cantidades, habrán de ser comunicadas por las partes al Operador del Sistema, indicando de forma detallada los períodos temporales en que el contrato haya de ser ejecutado y los puntos de suministro y consumo, a efectos de su consideración en la operación del sistema.

CAPÍTULO IV

Mercado diario de electricidad y gestión de las congestiones en el ámbito diario para las interconexiones España-Francia y España-Portugal

Artículo 9. *Mercado diario y acoplamiento de mercados para la utilización de la capacidad entre España y Francia y entre España y Portugal.*

1. El mercado diario es aquel en el que se establecen las transacciones de adquisición y venta de energía eléctrica con entrega física para el día siguiente para cada periodo de programación.

2. La utilización de la capacidad física para el día siguiente entre España y Francia y entre España y Portugal, una vez considerada la capacidad de largo plazo asignada y cuyo uso haya sido nominado, se arbitrará a través del mecanismo de acoplamiento de mercados diarios, según lo previsto en el capítulo 5 del Reglamento (UE) 2015/1222.

3. En caso de imposibilidad de aplicar el mecanismo de acoplamiento de mercados, se aplicará un procedimiento de contingencia, según lo previsto en el artículo 44 del Reglamento (UE) 2015/1222.

4. Los ingresos obtenidos como resultado de la asignación de la capacidad en el mercado diario en la interconexión España-Francia y España-Portugal tendrán la consideración de «rentas de congestión».

5. El Operador del Sistema y el Operador del Mercado aplicarán la metodología para la distribución de las rentas de congestión derivadas del acoplamiento del mercado diario, según lo previsto en el artículo 73 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Artículo 10. *Acoplamiento del mercado diario europeo.*

El mecanismo de acoplamiento del mercado diario europeo seguirá el siguiente proceso:

1. El Operador del Sistema calculará la capacidad de intercambio de cada interconexión, según lo establecido en el artículo 14 del Reglamento (UE) 2015/1222, en coordinación con los operadores de los sistemas portugués y francés pertenecientes a la región sudoeste de Europa (South-West Europe-SWE, de acuerdo con su artículo 15). Para ello, el Operador del Sistema tendrá en cuenta la metodología regional de cálculo de capacidad de intercambio prevista en el artículo 20 del mencionado Reglamento, así como las metodologías de provisión de datos de generación y consumo y del modelo de red común, aprobadas por todos los reguladores de acuerdo con lo previsto en los artículos 16 y 17 de dicho Reglamento.

2. Antes de cada sesión del mercado, el Operador del Sistema, en colaboración con sus homólogos francés y portugués, pondrá a disposición del Operador del Mercado y publicará la información relativa a la capacidad de intercambio disponible en cada una de las interconexiones, en cada uno de los dos sentidos de flujo, importador y exportador, para su consideración en el proceso de casación de ofertas correspondiente.

3. Asimismo, el Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado, en su caso, los derechos físicos de capacidad de las subastas explícitas cuyo uso se haya hecho efectivo, así como los contratos bilaterales existentes, para su consideración en el proceso de determinación de la capacidad de intercambio ofrecida en la casación del mercado diario.

4. La capacidad de intercambio calculada por el Operador del Sistema será declarada firme en el plazo previsto en la metodología desarrollada al amparo del artículo 69 del Reglamento (UE) 2015/1222.

5. El Operador del Mercado, en coordinación con el resto de operadores del mercado, tendrá en cuenta, a la hora de realizar la casación del mercado, lo previsto en el Plan de funciones conjuntas de los operadores de acoplamiento de mercado, en el algoritmo de acoplamiento de mercados, en el procedimiento de contingencia, en la definición de productos negociables y en los límites de precios del mercado, según lo indicado en los artículos 7, 36, 37, 40, y 41 del Reglamento (UE) 2015/1222.

6. Si existiese una reducción de capacidad de intercambio con posterioridad a la hora en la que la capacidad de intercambio es declarada firme, la capacidad efectivamente asignada en los procesos del mercado tendrá la consideración de firme y será garantizada por el Operador del Sistema, en coordinación con sus homólogos portugués y francés, de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 35 del Reglamento (UE) 2015/1222.

7. Las ofertas de compra y de venta de energía que sean programadas en el proceso de acoplamiento de mercados serán liquidadas al precio marginal resultante de la casación de ofertas en dicha sesión, para el correspondiente periodo de programación en la zona española o bien en aquella otra zona de oferta donde haya sido presentada dicha oferta de compra o venta de energía.

8. El programa de intercambio a través de cada interconexión resultante del proceso de acoplamiento de los mercados diarios será fijado de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 43 del Reglamento (UE) 2015/1222.

9. La liquidación del mercado mayorista de electricidad en las zonas española y portuguesa y del mercado organizado de Francia resultante de la casación de ofertas, tras la aplicación del proceso de Acoplamiento de los Mercados Diarios, dará lugar a unos ingresos iguales en cada hora al producto de la diferencia de precios, en valor absoluto, entre los mercados que comparten la correspondiente interconexión por la capacidad de intercambio efectivamente asignada en el proceso de acoplamiento de los mercados diarios. Estos ingresos se considerarán «rentas de congestión» y serán gestionados según lo previsto en el artículo 68, puntos 7 y 8, del Reglamento (UE) 2015/1222.

10. El Operador del Mercado realizará la liquidación de los intercambios derivados de las transacciones en el mercado diario europeo para la interconexión España-Portugal y España-Francia. En este último caso, la liquidación se realizará en coordinación con la entidad o entidades designadas en Francia, o terceras partes habilitadas por estas últimas.

11. Los cobros y pagos correspondientes a la liquidación del flujo de energía en la interconexión entre España y Francia y de la renta de congestión que se genere en la misma se realizarán mediante la aplicación del procedimiento acordado en el ámbito regional correspondiente entre el Operador del Mercado ibérico y sus homólogos en Francia, o tercera parte habilitada por estos, según lo previsto en el artículo 77.2 del Reglamento (UE) 2015/1222. El coste asignado al Operador del Mercado ibérico, así como cualquier diferencia económica que se pudiera producir como consecuencia de la liquidación de la energía intercambiada por aplicación del acoplamiento de mercados entre España y Francia, se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

CAPÍTULO V

Mercado intradiario de electricidad y gestión de las congestiones en el ámbito intradiario para las interconexiones de España-Francia y España-Portugal

Artículo 11. *Mercado intradiario.*

1. El mercado intradiario es un mercado continuo complementado con subastas.

2. La utilización de la capacidad física en el mercado intradiario se arbitrará a través del mecanismo de acoplamiento de mercados con contratación continua previsto en el capítulo 6 del Reglamento (UE) 2015/1222, llamado mercado intradiario continuo europeo y a través de subastas paneuropeas de acuerdo con el mecanismo de fijación del precio de la capacidad de intercambio en el horizonte temporal del mercado intradiario que refleje la congestión en caso de escasez de capacidad, según lo previsto en el artículo 55 del Reglamento (UE) 2015/1222.

3. Adicionalmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en coordinación con las autoridades reguladoras involucradas, podrá aprobar mediante resolución la utilización de subastas regionales intradiarias complementarias, según lo previsto en el artículo 63 del Reglamento (UE) 2015/1222. El diseño de dichas subastas será tal que permita su funcionamiento combinado con el acoplamiento único intradiario de contratación continua y se cumplan los requisitos previstos en el apartado 4 del mencionado artículo 63.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia revisará, en coordinación con las autoridades reguladoras involucradas, el modelo adoptado en relación con dichas subastas regionales y su compatibilidad con el modelo de acoplamiento único intradiario y las subastas paneuropeas.

5. Los ingresos obtenidos como resultado de la asignación de capacidad en el mercado intradiario en la interconexión España-Francia y España-Portugal tendrán la consideración de «rentas de congestión».

6. El Operador del Sistema y el Operador del Mercado aplicarán la metodología para la distribución de las rentas de congestión derivadas del acoplamiento del mercado intradiario, según lo previsto en el artículo 73 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Artículo 12. *Acoplamiento del mercado intradiario continuo europeo.*

El mecanismo de acoplamiento del mercado intradiario continuo europeo seguirá el siguiente proceso:

1. El Operador del Sistema calculará la capacidad de intercambio de cada interconexión, según lo establecido en el artículo 14 del Reglamento (UE) 2015/1222, en coordinación con los operadores de los sistemas portugués y francés pertenecientes a la región SWE, definida al amparo del artículo 15 del Reglamento (UE) 2015/1222. Para ello, el Operador del Sistema tendrá en cuenta la metodología regional de cálculo de capacidad de intercambio prevista en el artículo 20 del mencionado reglamento, así como las metodologías aprobadas por todos los reguladores de provisión de datos de generación y consumo y del modelo de red común, de acuerdo con lo previsto en los artículos 16 y 17 de dicho reglamento.

2. El Operador del Sistema, en colaboración con sus homólogos portugués y francés, enviará a la plataforma europea de contratación intradiaria continua la información relativa a la capacidad de intercambio disponible y la actualizará siempre que se modifique. Asimismo, enviará tras el proceso de acoplamiento de mercados en el horizonte diario y, en su caso, tras las subastas implícitas intradiarias de ámbito regional, los programas de intercambio en la interconexión entre España y Portugal y entre España y Francia en cada uno de los sentidos de flujo, importador y exportador, para su consideración en este proceso.

3. El Operador del Mercado, en coordinación con el resto de operadores del mercado, tendrá en cuenta, a la hora de gestionar la contratación continua intradiaria, la capacidad de intercambio disponible y los programas de intercambio en las distintas interconexiones enviada por los operadores del sistema, en la plataforma europea de contratación intradiaria continua, la cual garantizará en todo momento que el saldo neto de los programas de intercambio no supere la capacidad prevista en la correspondiente interconexión, sentido de flujo de energía y período de programación, de acuerdo con lo previsto en el Plan de

funciones conjuntas de los operadores de mercado, con el algoritmo de contratación continua, con la metodología de contingencia, con la definición de productos negociables y con los límites de precios del mercado, según lo indicado en los artículos 7, 36, 37, 53 y 54 del Reglamento (UE) 2015/1222.

4. Las ofertas de compra y de venta de energía que sean contratadas en la plataforma europea de contratación intradiaria continua serán liquidadas al precio de cada una de las transacciones que resulten de la casación de dichas ofertas de compra y venta.

5. El programa resultante por la interconexión será fijado de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 56 del Reglamento (UE) 2015/1222.

6. El Operador del Mercado realizará la liquidación de los intercambios derivados de las transacciones en el mercado intradiario continuo europeo para la interconexión España-Portugal y España-Francia. En este último caso, la liquidación se realizará en coordinación con los operadores del mercado responsables de la liquidación según el procedimiento acordado, o terceras partes habilitadas por estos últimos, según lo previsto en el artículo 77.2 del Reglamento (UE) 2015/1222.

7. Los cobros y pagos correspondientes a la liquidación del flujo de energía en la interconexión entre España y Francia que se genere en la misma, se realizarán mediante la aplicación del procedimiento acordado en el ámbito regional correspondiente entre el Operador del Mercado y los otros operadores del mercado europeos responsables de la liquidación, o los representantes de estos, según lo previsto en el artículo 77.2 del Reglamento (UE) 2015/1222. El coste asignado al Operador del Mercado, así como cualquier diferencia económica que se pudiera producir en el mercado intradiario como consecuencia de la liquidación de la energía intercambiada o por incidencias que provoquen descuadres de programa, se financiará con cargo a cada una de las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español, según corresponda.

8. Si existiese una reducción de capacidad de intercambio con respecto a la asignada en los procesos de casación, esta última tendrá la consideración de firme y será garantizada por el Operador del Sistema, en coordinación con los operadores de los sistemas eléctricos portugués y francés, de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 35 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Artículo 13. *Acoplamiento de mercados en el ámbito intradiario a través de subastas regionales complementarias.*

El mecanismo de subastas regionales complementarias para la interconexión España-Portugal previsto en el artículo 63 del Reglamento (UE) 2015/1222 seguirá el siguiente proceso:

1. El Operador del Sistema calculará la capacidad de intercambio de la interconexión, según lo establecido en el artículo 14 del Reglamento (UE) 2015/1222, en coordinación con el Operador del Sistema portugués perteneciente a la región SWE, definida de acuerdo con el artículo 15 del Reglamento (UE) 2015/1222. Para ello, el Operador del Sistema tendrá en cuenta la metodología regional de cálculo de capacidad de intercambio prevista en el artículo 20 del mencionado reglamento, así como las metodologías, aprobadas por todos los reguladores, de provisión de datos de generación y consumo y del modelo de red común, de acuerdo con lo previsto en los artículos 16 y 17 de dicho reglamento.

2. Antes de cada subasta, el Operador del Sistema, en colaboración con su homólogo portugués, pondrá a disposición del Operador del Mercado la información relativa a la capacidad de intercambio disponible en la interconexión en cada uno de los dos sentidos de flujo, importador y exportador, para su consideración en el proceso de casación de ofertas correspondiente. El Operador del Mercado tendrá a su vez en cuenta el programa de intercambio resultante de las asignaciones ocurridas con anterioridad a cada subasta y garantizará en todo momento que el saldo neto de los programas de intercambio no supere la capacidad prevista en la interconexión, en cada uno de los sentidos de flujo de energía y período de programación.

3. Las ofertas de compra y de venta de energía que sean programadas en las subastas serán liquidadas al precio marginal resultante de la casación de ofertas en cada sesión, para

el correspondiente periodo de programación en la zona española o bien en aquella otra zona de oferta donde haya sido presentada dicha oferta de compra o venta de energía.

4. La liquidación del mercado mayorista de electricidad tras la aplicación del proceso de subasta dará lugar a unos ingresos iguales en cada hora al producto de la diferencia de precios, en valor absoluto, entre las zonas de precio que comparten la correspondiente interconexión por la capacidad de intercambio efectivamente asignada en la casación. Estos ingresos se considerarán «renta de la congestión» y serán gestionados según lo previsto en los apartados 7 y 8 del artículo 68 del Reglamento (UE) 2015/1222.

5. El Operador del Mercado realizará la liquidación de los intercambios derivados de las transacciones en las subastas intradiarias para la interconexión España-Portugal.

6. Si existiese una reducción de capacidad de intercambio con respecto a la asignada en los procesos de casación, esta última tendrá la consideración de firme y será garantizada por el Operador del Sistema, en coordinación con su homólogo portugués.

7. El Operador del Mercado comunicará al Operador del Sistema la capacidad asignada como resultado de cada subasta regional. El Operador del Sistema, en coordinación con su homólogo portugués, facilitará dicha información a la plataforma de contratación intradiaria continua, para su consideración para el mercado intradiario continuo.

CAPÍTULO VI

Gestión de las Interconexiones con terceros países

Artículo 14. *Gestión de las interconexiones con terceros países.*

1. El Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado, al menos una semana antes de la apertura del mercado diario, la capacidad máxima de importación y exportación con cada una de las interconexiones internacionales no comunitarias para cada período de programación.

2. El Operador del Sistema hará públicas las capacidades de intercambio previstas para cada sentido de flujo de energía en cada interconexión internacional no intracomunitaria, y para cada periodo de programación.

3. La participación de sujetos, siempre que suponga un flujo de energía eléctrica a través de las interconexiones internacionales de España con terceros países y se actúe en el marco de la autorización administrativa prevista en el artículo 11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, relativa a los intercambios de energía eléctrica a través de las interconexiones con terceros países, será comunicada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a los Operadores del Sistema y del Mercado.

4. El Operador del Sistema recibirá de los sujetos del mercado autorizados para la realización de intercambios internacionales de energía a través de cada una de estas interconexiones, las comunicaciones de ejecución diaria, con detalle por periodo de programación, de los contratos bilaterales con entrega física en uso de las capacidades de intercambio de energía de estas interconexiones internacionales. Esta comunicación de los sujetos al Operador del Sistema se realizará el día anterior al del suministro, con respeto de los plazos de tiempo y mediante los medios de envío de información que a estos efectos se establezcan en los procedimientos de operación aplicables.

Artículo 15. *Gestión de la interconexión España-Marruecos en el horizonte diario.*

La gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión con Marruecos se realizará mediante la aplicación del siguiente procedimiento:

1. Con anterioridad al cierre del mercado diario, y en función del volumen comunicado total de energía de ejecución de contratos bilaterales físicos a través de la interconexión con el sistema eléctrico marroquí, el Operador del Sistema determinará el valor máximo de capacidad disponible para transacciones de mercado en cada uno de los dos sentidos de flujo de energía, y para cada uno de los periodos de programación del día siguiente. Este valor deberá ser mayor, o en el límite igual, al 50 % de la capacidad de intercambio publicada por el Operador del Sistema para ese mismo periodo de programación y sentido de flujo de energía.

2. Antes de cada sesión del mercado, el Operador del Sistema, pondrá a disposición del Operador del Mercado y publicará la información relativa a la capacidad de intercambio disponible en la interconexión con el sistema marroquí, en cada uno de los dos sentidos de flujo, importador y exportador, para su consideración en el proceso de casación de ofertas correspondiente.

3. En el proceso de casación de ofertas del mercado de electricidad se procederá a la asignación de las ofertas mediante el algoritmo de casación, respetando el valor máximo de capacidad disponible para transacciones de mercado en cada uno de los dos sentidos de flujo de energía en la interconexión.

4. En caso de que el saldo de las ofertas casadas en el mercado diario en cada interconexión internacional no intracomunitaria sea inferior al valor máximo de la correspondiente capacidad de intercambio disponible para las transacciones de mercado, la capacidad no ocupada podrá ser utilizada para la aceptación de contratos bilaterales con entrega física a través de dicha interconexión, cuando estas hubieran superado el 50% de la capacidad de intercambio publicada para ese periodo de programación, en el sentido de flujo de energía correspondiente, siempre con respeto de los valores de capacidad de intercambio calculados y publicados por el Operador del Sistema.

5. En el caso de que el conjunto de comunicaciones de ejecución diaria de contratos bilaterales con entrega física a través de dicha interconexión, recibido por el Operador del Sistema, supere el valor de la capacidad de intercambio disponible en el correspondiente periodo de programación y sentido de flujo de energía, una vez descontada la capacidad ocupada por el conjunto de ofertas casadas en dicha sesión del mercado, el Operador del Sistema procederá a la adjudicación de la capacidad disponible en la interconexión a los contratos bilaterales con entrega física, utilizando para ello las ofertas específicas para la asignación de capacidad, expresadas en €/MW, que habrán sido presentadas al Operador del Sistema por los titulares de estos contratos bilaterales con entrega física, junto a la comunicación de ejecución diaria de los mismos.

6. En este caso, la capacidad será asignada a los contratos bilaterales con entrega física comunicados, a partir de la oferta de mayor precio hasta alcanzar aquella que complete la citada capacidad. El precio de la última oferta asignada en cada período de programación y sentido de flujo de energía establecerá el precio marginal de la asignación de capacidad en el período de programación correspondiente, precio que será utilizado por el Operador del Sistema para la liquidación de la asignación de capacidad de intercambio a los contratos bilaterales con entrega física mediante este procedimiento de subasta competitiva.

7. La asignación de derechos de uso de capacidad de intercambio a los contratos bilaterales con entrega física en este proceso de subasta generará una obligación de pago firme para el sujeto adjudicatario que será función del precio resultante en la subasta de asignación y de los derechos de uso de la capacidad de intercambio asignados en ese mismo sentido de flujo de energía. No existirá pago por la asignación de capacidad en aquellos casos en los que el total de solicitudes de contratos bilaterales con entrega física no llegue a superar la capacidad ofrecida en dicha subasta en el mismo sentido de flujo de energía.

Artículo 16. *Gestión de la interconexión España-Marruecos en el horizonte intradiario.*

1. El Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado la actualización de la información relativa a la capacidad máxima de importación y de exportación disponible en la interconexión España-Marruecos con posterioridad al mercado diario, para su consideración en el proceso de casación de ofertas de las subastas regionales complementarias.

2. En el proceso de casación de ofertas del mercado intradiario de subastas regionales complementarias se procederá a la asignación de las mismas mediante el algoritmo de casación destinado a tal efecto, atendiendo en cada periodo de programación al orden de mérito de las ofertas presentadas en dicha sesión y respetando el valor máximo de capacidad disponible en cada uno de los dos sentidos de flujo de energía en la interconexión.

Artículo 17. *Gestión de la interconexión España-Andorra.*

La gestión de la capacidad de intercambio entre España y Andorra se realizará considerando el sistema eléctrico andorrano como parte integrada en la zona de precio española, respetando en todo momento que el programa de intercambio resultante no supere el valor de la capacidad de intercambio máxima admisible comunicada por el Operador del Sistema para el periodo correspondiente.

Artículo 18. *Liquidación de los procesos de gestión de congestiones en las interconexiones internacionales no intracomunitarias.*

Los ingresos que se derivaran, en su caso, de estos mecanismos correspondientes a las interconexiones internacionales no intracomunitarias se destinarán íntegramente al sistema eléctrico español.

CAPÍTULO VII

Servicios de balance del sistema eléctrico y resolución de restricciones técnicas

Artículo 19. *Mercados de balance y resolución de restricciones técnicas.*

El desarrollo de los mercados de balance y la resolución de las restricciones técnicas que surjan se ajustará a las siguientes prescripciones:

1. A partir del resultado de los mercados y de la contratación bilateral de energía con entrega física, el Operador del Sistema, al objeto de garantizar la seguridad del suministro, determinará las restricciones técnicas internas que pudieran afectar a la ejecución del programa previsto, así como llevar a cabo las actuaciones precisas para evitarlas.

2. El Operador del Sistema será responsable de la gestión de los mercados de servicios de balance prestados por los proveedores de estos servicios para garantizar el adecuado equilibrio entre la generación y la demanda, y la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. El proveedor de servicios de balance es el participante que, estando previamente habilitado por el Operador del Sistema, suministra energía de balance y aporta reserva para el balance al Operador del Sistema.

3. Los proveedores de servicios de balance deberán estar habilitados para presentar ofertas de energía de balance y de reserva de balance de acuerdo con lo previsto en los artículos 159 y 162 del Reglamento (UE) 2017/1485, y deberán cumplir las condiciones previstas en las metodologías a las que se refiere el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195. El proceso de habilitación deberá asegurar la participación no discriminatoria en estos servicios de todos los sujetos del mercado.

4. Todo proveedor de servicios de balance tendrá derecho a presentar al Operador del Sistema las ofertas de energía de balance correspondientes a productos estándar y/o productos específicos, según lo previsto en los artículos 25 y 26 del Reglamento (UE) 2017/2195.

5. Tras la aprobación de los marcos de aplicación de las plataformas europeas para el intercambio de energías de balance previstas en los artículos 19, 20 y 21 del Reglamento (UE) 2017/2195, el Operador del Sistema podrá elaborar una propuesta para definir y utilizar productos específicos de energía de balance y de reserva de balance.

El Operador del Sistema utilizará las plataformas europeas para el intercambio de las energías de balance procedentes de reservas de sustitución, de reservas de recuperación de la frecuencia con activación manual, de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática y de compensación de desequilibrios, según se definen en los artículos 19, 20, 21 y 22 del Reglamento (UE) 2017/2195, esforzándose en cubrir sus necesidades de energías de balance a partir de ellas.

6. Los precios de las energías de balance y de la capacidad de la interconexión asignada para el intercambio de energías de balance que resulten de la activación de ofertas se determinarán de acuerdo con lo previsto en el artículo 30 del Reglamento (UE) 2017/2195.

7. El Operador del Sistema liquidará los volúmenes activados de energía de balance, calculados conforme a lo dispuesto en el artículo 45 del Reglamento (UE) 2017/2195, con los proveedores de servicios de balance correspondientes.

El Operador del Sistema liquidará con otros operadores del sistema los intercambios de energía que se deriven de estos mercados, incluyendo en su caso las rentas de congestión, según lo dispuesto, entre otros, en los artículos 50 y 51 del Reglamento (UE) 2017/2195 y en las metodologías de desarrollo.

8. En tiempo real, cada sujeto de liquidación responsable del balance se esforzará por lograr el balance o contribuir a que el sistema eléctrico esté en equilibrio, según las condiciones relativas al sistema de balance previstas en el artículo 18 del Reglamento 2017/2195.

9. El Operador del Sistema liquidará a cada sujeto de liquidación responsable del balance, para cada período de liquidación de los desvíos, el precio correspondiente de los desvíos, según lo dispuesto en los artículos 49, 52, 53, 54 y 55 del Reglamento (UE) 2017/2195.

10. Cada sujeto de liquidación responsable del balance responderá financieramente de los desvíos que serán liquidados por el Operador del Sistema, y deberá cumplir con las condiciones previstas en el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195.

11. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer mediante resolución las consecuencias en caso de incumplimiento de las condiciones aplicables a un sujeto de liquidación responsable de balance, según se prevé en el artículo 18.6.i) del Reglamento (UE) 2017/2195. Entre dichas consecuencias, se contemplará la suspensión temporal del sujeto como participante del mercado, que podrá acordar la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como medida provisional, en el marco de los procedimientos sancionadores que tramite a partir de la denuncia que reciba de los Operadores del Sistema y del Mercado, o cuando tenga conocimiento de los hechos por otras vías.

Artículo 20. *Firmeza y seguridad de los intercambios internacionales.*

1. Salvo en situaciones de fuerza mayor, según se definen estas en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2015/1222, el Operador del Sistema garantizará, en coordinación con sus homólogos portugués y francés, la firmeza de los programas de intercambios internacionales de energía que hayan adquirido la consideración de firmes.

2. En caso de que existiese una reducción de la capacidad de intercambio con afectación a programas de intercambio de energía que tengan la consideración de firmes, el Operador del Sistema garantizará de forma coordinada con el operador del correspondiente sistema eléctrico vecino, salvo en caso de fuerza mayor, la firmeza de dichos programas de intercambio, de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 35 del Reglamento (UE) 2015/1222.

3. En aquellos casos en los que la firmeza de los programas de intercambios internacionales de energía sea garantizada mediante acciones coordinadas de balance, el coste de dichas acciones se obtendrá de la diferencia entre los costes e ingresos en los respectivos sistemas eléctricos derivados de los desvíos respecto a programa asociados a la correspondiente acción coordinada de balance. El valor de coste neto resultante se repartirá entre los sistemas eléctricos afectados de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 74 del Reglamento (UE) 2015/1222.

CAPÍTULO VIII

Gestión de la operación del sistema

Artículo 21. *Gestión de la operación del sistema.*

Con objeto de garantizar la seguridad de la operación del sistema, el Operador del Sistema aplicará los requisitos comunes establecidos a nivel europeo según el Reglamento (UE) 2017/1485. En particular:

1. El Operador del Sistema deberá informar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre el bloque de control frecuencia-potencia en el que el sistema eléctrico peninsular español se encuentra encuadrado. La determinación de bloques de control frecuencia-potencia por zona síncrona se adoptará según lo dispuesto en el artículo 141(2) del Reglamento (UE) 2017/1485.

2. El Operador del Sistema, de manera acordada con los gestores de la red de distribución, aplicará los requisitos organizativos y contemplará las funciones y responsabilidades relacionadas con el intercambio de datos relativos a la seguridad del sistema entre instalaciones de generación y demanda y gestores de la red que se determinen según lo dispuesto en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485.

3. Con objeto de estandarizar los análisis de la seguridad de la operación y determinar la relevancia de las instalaciones para la coordinación de indisponibilidades, el Operador del Sistema se coordinará con el resto de operadores del sistema europeo según lo dispuesto en los artículos 75 y 84 del Reglamento (UE) 2017/1485. Las disposiciones comunes para la coordinación de análisis regionales de seguridad a nivel de región de cálculo de capacidad serán determinadas según lo dispuesto en el artículo 76 del Reglamento (UE) 2017/1485.

4. En caso de ser necesario, el Operador del Sistema requerirá los criterios de inercia mínima a nivel de área síncrona según lo dispuesto en el artículo 39.3.b) del Reglamento (UE) 2017/1485.

5. El Operador del Sistema aplicará los procesos necesarios para la elaboración del modelo de red común, según lo dispuesto en los artículos 67.1 y 70 del Reglamento (UE) 2017/1485.

6. Con vistas a armonizar distintos aspectos operacionales, el Operador del Sistema deberá seguir los acuerdos operativos de la zona síncrona, que serán desarrollados según lo dispuesto en el artículo 118 del Reglamento (UE) 2017/1485. A nivel de bloque de control frecuencia-potencia, las condiciones incluidas en los acuerdos operativos de bloque frecuencia-potencia se realizarán según lo dispuesto en el artículo 119 del Reglamento (UE) 2017/1485.

7. Cuando los valores calculados para el período de un año natural, respecto a los parámetros objetivo de la calidad de la frecuencia o los parámetros objetivo del error de control de la recuperación de la frecuencia, se desvíen de los objetivos establecidos para la zona síncrona o para el bloque de control frecuencia-potencia, el Operador del Sistema se coordinará con los operadores de la zona síncrona relevante o del bloque de control frecuencia-potencia relevante para establecer medidas de mitigación por zona síncrona o control de frecuencia-potencia según lo dispuesto en el artículo 138 del Reglamento (UE) 2017/1485.

CAPÍTULO IX

Emergencia y reposición del servicio eléctrico

Artículo 22. *Emergencia y reposición del servicio.*

Con objeto de garantizar la continuidad de las transacciones de energía eléctrica durante las fases de emergencia y reposición del sistema, y de definir la suspensión del mercado cuando sea necesario, el Operador del Sistema y el Operador del Mercado deberán seguir los criterios recogidos a nivel europeo en el Reglamento (UE) 2017/2196. En particular:

1. El Operador del Sistema, en coordinación con el Operador del Mercado y aquellos sujetos previstos en el artículo 35 del Reglamento (UE) 2017/2196, podrá suspender temporalmente las actividades del mercado conforme a las reglas de suspensión elaboradas según lo dispuesto en el artículo 36 del mencionado reglamento.

2. El Operador del Sistema, en coordinación con el Operador del Mercado y aquellos sujetos previstos en el artículo 37 del Reglamento (UE) 2017/2196, iniciará el procedimiento de restablecimiento de las actividades de mercado suspendidas conforme a las reglas de restablecimiento elaboradas según lo dispuesto en mencionado reglamento.

3. La liquidación de desvíos y de energías de balance en caso de suspensión de las actividades de mercado serán determinadas según lo dispuesto en el artículo 39.1 del Reglamento (UE) 2017/2196.

CAPÍTULO X

Aprobación de metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración

Artículo 23. *Procedimiento de aprobación.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución aquellas metodologías adoptadas en el ámbito de coordinación de los reguladores europeos cuya tramitación esté prevista en la normativa europea, según el procedimiento previsto en los reglamentos de aplicación, salvo que dichos reglamentos prevean una metodología cuyo desarrollo se realice a nivel nacional, supuesto en el que resultará de aplicación lo previsto en el apartado siguiente.

2. Cuando, en el marco de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sea necesario aprobar alguna previsión relativa al mercado mayorista de electricidad o a la gestión de la seguridad del sistema cuyo proceso de tramitación no esté recogido en la normativa europea o que sea de ámbito nacional, o cuando sea necesario aprobar especificaciones de detalle de las metodologías previstas en esta circular, se aplicará el siguiente procedimiento:

a) Los Operadores deberán presentar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las propuestas necesarias para la implementación de las metodologías y condiciones.

b) Los Operadores, bajo la supervisión de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, facilitarán la participación de los sujetos interesados en el desarrollo de las propuestas que se efectúen en el marco de esta circular, desde el comienzo de su elaboración, mediante grupos de trabajo. Entre las partes interesadas, deberá contarse con los distribuidores, generadores, comercializadores y representantes de los consumidores.

c) Los Operadores consultarán a los sujetos interesados sobre sus propuestas, durante un periodo no inferior a un mes, salvo que un plazo diferente esté debidamente justificado por razones de urgencia.

d) Los Operadores del Mercado y del Sistema deberán tener en cuenta los puntos de vista de los sujetos interesados resultantes de las consultas y de los procesos de participación, antes de la remisión de sus propuestas al regulador para su aprobación. Deberá incluirse en dicha remisión una memoria justificativa debidamente razonada de la inclusión o no de los puntos de vista resultantes de la consulta a la que se refiere el apartado anterior; asimismo, la memoria deberá justificar las soluciones previstas y analizar sus posibles impactos. Los Operadores deberán publicar tanto la propuesta presentada como dichas justificaciones en su página web.

e) En el que caso de que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia requiera una modificación de las propuestas presentadas de conformidad con los apartados anteriores, los Operadores presentarán, en el plazo de dos meses desde el requerimiento, una nueva propuesta para su aprobación, salvo que un plazo diferente esté debidamente justificado por razones de urgencia.

f) En el caso de que las propuestas de los Operadores no reúnan las condiciones necesarias para su aprobación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá iniciar un procedimiento a efectos de elaborar una nueva propuesta contando con la participación de los distintos agentes involucrados.

g) Las propuestas serán remitidas al Ministerio para la Transición Ecológica para que, en el marco de sus competencias, pueda emitir informe en los términos previstos en el artículo 80.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

h) Las metodologías y condiciones a las que se refiere este apartado serán aprobadas mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia. En particular, las especificaciones de detalle de las metodologías previstas en los capítulos II al IX serán consideradas reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad, y procedimientos de operación.

Las resoluciones que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se publicarán en el «Boletín Oficial del Estado» de acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1, último párrafo, y artículo 7.38, de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

i) Los operadores deberán proponer, de oficio o a instancia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aquellas modificaciones de las metodologías y condiciones vigentes que permitan un mejor funcionamiento de los mercados de producción de electricidad, así como su adecuación a la normativa comunitaria. Dichas modificaciones deberán seguir el procedimiento de tramitación previsto en este artículo.

3. Sin perjuicio de lo establecido en el párrafo segundo de la letra h) del apartado anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web las resoluciones aprobadas en virtud del presente artículo que se encuentren en vigor, junto con las metodologías que se aprueben en el ámbito europeo, estructuradas por materias, a fin de facilitar el conocimiento de la regulación aplicable en lo relativo al funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Artículo 24. *Proyectos de demostración regulatorios.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución las condiciones y requisitos para la ejecución de aquellos proyectos de demostración que puedan contribuir a la mejora del funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la operación del sistema, siempre que se cumplan los siguientes criterios:

a) El producto o servicio objeto del proyecto sea innovador, no se esté ofreciendo actualmente en el mercado o sea diferente al modelo que se utiliza actualmente.

b) El solicitante pueda demostrar que la innovación brindará beneficios para el consumidor.

c) El Operador del Sistema o, en su caso, el gestor de la red de distribución, justifiquen la ausencia de riesgos para la operación del sistema o para la red de distribución afectada, respectivamente.

d) Exista algún requisito en la normativa que impida la implantación de la innovación.

e) Exista un plan perfectamente desarrollado para probar la innovación. El plan incluirá objetivos claros, criterios e indicadores de éxito y un plazo concreto de ejecución que no podrá ser superior a treinta y seis meses.

Disposición transitoria primera. *Acciones coordinadas de balance.*

Hasta la entrada en vigor de las metodologías de acciones coordinadas de balance previstas en los artículos 35 y 74 del Reglamento (EU) 2015/1222, los costes totales resultantes de las acciones coordinadas de balance, programadas de común acuerdo por los operadores de los dos sistemas que comparten la correspondiente interconexión, serán repartidos al 50 % entre dichos sistemas.

Disposición transitoria segunda. *Plataforma europea para el intercambio de la energía de balance procedente de reservas de sustitución (Balit).*

Hasta el inicio de la operación de la plataforma de servicios transfronterizos de balance prevista en el artículo 19 del Reglamento (UE) 2017/2195 para el intercambio de las energías de balance procedentes de reservas de sustitución, resultará de aplicación lo previsto en la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de 6 de junio de 2018, por el que se aprueban las especificaciones y procedimientos de desarrollo de la metodología de subastas regionales intradiarias complementarias entre España y Portugal prevista en el artículo 63 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Disposición transitoria tercera. *Aplicación transitoria de las Reglas de Funcionamiento del Mercado y los Procedimientos de Operación.*

Hasta la aprobación por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de las metodologías y condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación a los que se refiere el artículo 23, continuarán siendo de aplicación las actuales reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía

eléctrica y los procedimientos de operación actualmente vigentes, incluidas las metodologías y condiciones ya aprobadas por esta Comisión al amparo de la normativa europea reguladora de esta materia.

Disposición derogatoria única.

Queda derogada la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, mediante la cual se establece la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de balance entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

Esta circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 53

Circular 10/2021, de 20 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los aspectos retributivos del operador del mercado eléctrico atribuidos por normativa europea al regulador nacional

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 309, de 25 de diciembre de 2021
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2021-21359

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, establece en su artículo 14, apartado 11, que la retribución del operador del mercado se establecerá de acuerdo con la metodología que determine el Gobierno, salvo aquellos aspectos retributivos cuya aprobación se atribuya al regulador nacional de conformidad con las normas de derecho comunitario europeo, en función de los servicios que efectivamente se presten y será financiada con base en los precios que éstos cobren a los agentes y sujetos del sistema, respectivamente.

El Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (en adelante, Reglamento CACM), regula los aspectos fundamentales que rigen la asignación de capacidad dentro de la Unión Europea en los mercados diarios e intradiarios europeos. Con el fin de avanzar hacia un mercado de la electricidad realmente integrado, este Reglamento establece unas normas de mínima armonización para los acoplamientos únicos diario e intradiario, estableciendo un marco jurídico claro para una asignación de capacidad y un sistema de gestión de las congestiones eficientes y modernos, y facilitando así el comercio de electricidad en toda la Unión. Así, el mercado diario está basado en un acoplamiento de mercados en el que las ofertas se casan a la vez que se asigna la capacidad de intercambio en las distintas zonas de ofertas. Por su parte, el mercado intradiario se diseña como un Mercado Intradiario Continuo con posibilidad de incorporar subastas.

A estos efectos, con fecha 17 de diciembre de 2015, se publicó en el BOE la Orden IET/2732/2015, de 11 de diciembre, por la que se designa a Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español, S.A. como operador designado para el mercado eléctrico, al amparo de lo previsto en el reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión. En base a dicha designación, OMIE está obligado a desempeñar la función de operador designado o NEMO (Nominated Electricity Market Operator) para el acoplamiento

único diario e intradiario en España y Portugal, en el marco del mercado ibérico de energía eléctrica MIBEL.

La aplicación del Reglamento CACM conlleva el desarrollo de una serie de tareas por parte de los NEMOs, que deberán actuar como operadores de mercado en los mercados nacionales o regionales efectuando, en cooperación con los gestores de redes de transporte (GRT), el acoplamiento único diario e intradiario.

Concretamente, los operadores designados deberán realizar las funciones de acoplamiento de mercados europeos de forma conjunta con otros operadores designados. Estas funciones incluyen el desarrollo y mantenimiento de los algoritmos, sistemas y procedimientos del acoplamiento único diario e intradiario; el procesamiento de los datos de entrada sobre la capacidad de intercambio entre zonas de ofertas y las limitaciones en la asignación proporcionados por los calculadores de capacidad coordinada; el funcionamiento de los algoritmos de acoplamiento de precios y de negociación continua de casación; y la validación y envío de los resultados del acoplamiento único diario e intradiario a los operadores designados.

En cuanto a los costes que conlleva la realización de tales funciones, el artículo 76 del Reglamento CACM establece que los costes de establecimiento, actualización y continuación del desarrollo del algoritmo de acoplamiento de precios y del acoplamiento único diario; los costes de establecimiento, actualización y continuación del desarrollo del algoritmo de negociación continua de casación y del acoplamiento único intradiario; y los costes de funcionamiento del acoplamiento único diario e intradiario, deberán ser sufragados por todos los operadores designados, si bien los GRT sujetos a acuerdo con los operadores designados correspondientes podrán contribuir a dichos costes, previa aprobación de las autoridades reguladoras correspondientes.

En España, de acuerdo con el artículo 30.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el operador del sistema (TSO) es el gestor de la red de transporte (GRT).

Adicionalmente, en el artículo 80 del Reglamento CACM se introduce la obligación de que todos los operadores designados y los GRT presenten un informe anual (en adelante, informe anual de costes) a las autoridades reguladoras en el que se expliquen detalladamente los costes anteriores, que deberán desglosarse en costes comunes, costes regionales y costes nacionales. Este informe deberá incluir además información detallada sobre las contribuciones para sufragar los costes de los operadores designados efectuadas por los GRT.

Los costes comunes se repartirán entre los GRT y los operadores designados de los Estados miembros y terceros países que participen en el acoplamiento único diario e intradiario, calculándose el importe a pagar por los GRT y los operadores designados de cada Estado miembro y, en su caso, de terceros países, de acuerdo con la fórmula que se especifica en el artículo 80.3.

Por su parte, los costes regionales se repartirán entre los operadores designados y los GRT que cooperen en una determinada región de acuerdo con el criterio de reparto aprobado por las autoridades nacionales competentes de cada Estado miembro de la región o, alternativamente, conforme a la fórmula especificada en el artículo 80.3.

En España, los costes conjuntos de NEMOs y TSOs se reparten al 50 % entre OMIE y REE. Análogamente, en Portugal estos se reparten al 50 % entre OMIE y REN.

En lo que respecta a la recuperación de costes, el artículo 75 del Reglamento CACM indica, en su apartado 2, que «La participación de los Estados miembros en los gastos comunes (…), los costes regionales (…) y los costes nacionales (…) evaluados como razonables, eficaces y proporcionados, será recuperada mediante comisiones de los operadores designados, tarifas de red u otros mecanismos apropiados, a determinar por las autoridades reguladoras competentes».

Así, el Reglamento atribuye a los reguladores nacionales la competencia de determinar los costes a recuperar relativos al establecimiento, modificación y funcionamiento del acoplamiento único diario e intradiario en los que incurran los operadores de mercado designados, como es el caso del Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español, S.A.

Respecto a esta competencia, el artículo 75.3 indica que «si lo solicitaran las autoridades reguladoras, los GRT, los operadores designados y los delegados pertinentes (…) en un

plazo de tres meses a partir de la solicitud, deberán proporcionar la información necesaria para facilitar la evaluación de los costes incurridos».

Asimismo, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 20 que los sujetos que realicen actividades con retribución regulada deberán facilitar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la información relativa a los costes que sea necesaria para el adecuado establecimiento y revisión de los mismos. Los márgenes añadidos por las operaciones intragrupo deberán ser transparentes, explicitados y cuantificados en la información que se reporte.

Corresponde por tanto a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la determinación de los aspectos retributivos del Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español, S.A. atribuidos por el Reglamento CACM, tanto en lo que se refiere al establecimiento de los costes recuperables, como a la definición del mecanismo para la recuperación de los mismos.

En el ejercicio de esta competencia, resultan asimismo aplicables los preceptos generales que se refieren al cálculo de la retribución de la actividad de gestión económica del sistema, en el artículo 14, «Retribución de las actividades», apartados 2 y 3, de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, considerando que el artículo 28 de dicha Ley atribuye al operador del mercado las funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de electricidad.

El citado artículo 14, apartado 2, establece que la retribución de las actividades se establecerá con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico. Y, en el apartado 3, se prevé que para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución, gestión técnica y económica del sistema, y producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

El artículo 13, «Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico», establece que forman parte de los costes del sistema eléctrico, entre otros, la gestión técnica y económica del sistema en caso de desajuste entre los ingresos y la retribución de estas actividades conforme a lo establecido en el artículo 14.11, y el importe recaudado a través de los precios regulados que cobran a los agentes.

La circular se ajusta a los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia que establece el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, sobre principios de buena regulación.

En particular, se cumplen los principios de necesidad y eficacia, al preverse su desarrollo en el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que atribuye a la CNMC las competencias para el establecimiento de la retribución del operador del mercado en lo que se refiere a aquellos aspectos retributivos que le otorgan las normas de derecho comunitario europeo, como es el caso de la determinación de los costes a recuperar relativos al establecimiento, modificación y funcionamiento del acoplamiento único diario e intradiario en los que incurre OMIE, en virtud del Reglamento CACM.

Asimismo, se cumple el principio de proporcionalidad, al llevar a cabo el desarrollo normativo de las competencias atribuidas a esta Comisión en materia de retribución conforme al mencionado artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, contemplando para ello las actuaciones que son necesarias y adecuadas para permitir la recuperación de los costes de que se trata. Se entiende satisfecho también el principio de seguridad jurídica, dado que la circular es coherente con el resto del ordenamiento jurídico, nacional y de la Unión Europea, y su aprobación desencadenará la aplicabilidad del artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, así como de lo establecido por el Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones.

Esta circular cumple el principio de transparencia en la medida en que su propuesta ha sido sometida a trámite de audiencia, tanto del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico como de los sujetos del sector a través del Consejo Consultivo de Electricidad, así como publicada en la página web de este Organismo, y se describen en su preámbulo y en la Memoria los objetivos que se persiguen. Finalmente, el principio de eficiencia se satisface en la medida en que no introduce cargas administrativas innecesarias o accesorias.

Dado que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerce por primera vez la competencia de regulación de los aspectos retributivos del operador del mercado, la circular no incluye una disposición derogatoria.

Por todo lo anterior, conforme a las funciones asignadas en el artículo 14, apartado 11, de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y el artículo 75, apartado 2, del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, previo trámite de audiencia,

El Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 20 de diciembre de 2021, ha acordado emitir, de acuerdo con el Consejo de Estado, la presente Circular.

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto y ámbito de aplicación.*

1. Esta Circular tiene por objeto desarrollar los aspectos retributivos del operador del mercado eléctrico que son competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de conformidad con el artículo 14, apartado 11, de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y el Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones, y que se concretan en:

– La determinación de los costes recuperables en los que incurre el operador del mercado eléctrico en virtud del Reglamento (UE) 2015/1222.
– La definición del mecanismo para la recuperación de dichos costes.

2. Resulta aplicable al operador del mercado eléctrico.

3. Se aplicará a los costes derivados del acoplamiento único diario e intradiario en los que se incurra a partir del 1 de enero de 2022.

Artículo 2. *Definiciones.*

A los efectos de esta Circular, los conceptos técnicos empleados en la misma, relativos al acoplamiento único diario e intradiario, tendrán el significado que resulta de las definiciones que se contienen en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones.

En todo caso, se entenderá por:

1. «Reglamento CACM (Capacity Allocation and Congestion Management)»: El Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones.

2. «GRT»: El gestor de la red de transporte.

3. «European Cross-Border Intraday (XBID) Solution»: La solución intradiaria transfronteriza europea para operar el acoplamiento único intradiario, basada en una plataforma de negociación continua europea común a la que se conectan los sistemas locales de cada NEMO.

4. «DA MCO Function System»: El sistema necesario para realizar la función de operador de acoplamiento del mercado diario.

5. «ID MCO Function System»: El sistema necesario para realizar la función de operador de acoplamiento del mercado intradiario.

6. «Comité de NEMOs»: El Comité formado por representantes de todos los operadores designados para el mercado eléctrico para la coordinación entre los mismos de cara a las tareas comunes a nivel europeo que resultan necesarias en la implementación y operación del acoplamiento único diario e intradiario.

CAPÍTULO II

Costes recuperables por el operador del mercado eléctrico en relación con el acoplamiento único diario (SDAC)

Artículo 3. *Costes comunes derivados del acoplamiento único diario.*

1. Los costes comunes derivados del acoplamiento único diario (SDAC) son aquellos resultantes de las actividades coordinadas de todos los NEMOs o los TSOs participantes.

2. Estos incluyen los costes conjuntos de NEMOs y TSOs para el establecimiento, modificación y funcionamiento del SDAC, los costes de los NEMOs para el establecimiento y modificación del algoritmo SDAC y el DA MCO Function System, el 50 % de los costes asociados al Comité de NEMOs, los costes de los NEMOs relativos al funcionamiento del SDAC, así como los costes de los TSOs para el establecimiento, modificación y funcionamiento del SDAC.

3. Se considerarán costes recuperables por el operador del mercado los siguientes:

– El reparto correspondiente a Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español, S.A. (OMIE) en España y Portugal del total de costes conjuntos de NEMOs y TSOs incluidos en el informe anual de costes para el establecimiento y modificación del SDAC, según los porcentajes establecidos a nivel europeo de conformidad con la fórmula de reparto definida en el Reglamento (UE) 2015/1222 (Reglamento CACM).

– El reparto correspondiente a OMIE en España y Portugal del total de costes conjuntos de NEMOs y TSOs incluidos en el informe anual de costes para el funcionamiento del SDAC, según los porcentajes establecidos a nivel europeo de conformidad con la fórmula de reparto definida en el Reglamento CACM.

– El reparto correspondiente a OMIE en España y Portugal del total de costes de los NEMOs incluidos en el informe anual de costes para el establecimiento y modificación del algoritmo SDAC y el DA MCO Function System, según los porcentajes establecidos a nivel europeo de conformidad con la fórmula de reparto definida en el Reglamento CACM.

– El reparto correspondiente a OMIE en España y Portugal del 50 % de los costes asociados al Comité de NEMOs incluidos en el informe anual de costes, según los porcentajes establecidos a nivel europeo de conformidad con la fórmula de reparto definida en el Reglamento CACM.

– El reparto correspondiente a OMIE en España y Portugal del total de costes de los NEMOs incluidos en el informe anual de costes relativos al funcionamiento del SDAC, según los porcentajes establecidos a nivel europeo de conformidad con la fórmula de reparto definida en el Reglamento CACM.

4. En todo caso, se tendrán en cuenta las decisiones coordinadas que se adopten a nivel europeo sobre la recuperación de costes comunes relativos al SDAC.

Artículo 4. *Costes regionales derivados del acoplamiento único diario.*

1. Los costes regionales derivados del acoplamiento único diario son aquellos resultantes de las actividades de los NEMOs o los TSOs que cooperan en una región determinada.

2. Se considerarán costes recuperables por el operador del mercado el reparto que le corresponda a OMIE en España y Portugal del total de costes incluidos en el informe anual de costes relativos a cualquier proyecto regional relacionado con el acoplamiento único diario en el que pueda participar.

3. En todo caso, se tendrán en cuenta las decisiones coordinadas que se adopten a nivel europeo sobre la recuperación de costes regionales relativos al SDAC.

Artículo 5. *Costes nacionales derivados del acoplamiento único diario.*

1. Los costes nacionales derivados del acoplamiento único diario son aquellos resultantes de las actividades de los NEMOs o los TSOs en dicho Estado miembro.

2. Se considerarán costes recuperables:

– Los costes necesarios para el desarrollo y actualización de los sistemas de información requeridos a nivel local para el acoplamiento único diario.

– Cualquier otro coste prudentemente incurrido, que no esté ya incluido como parte de los costes comunes y regionales relativos al SDAC, en el que OMIE no habría incurrido en caso de no existir el acoplamiento único diario (coste incremental).

3. Por otro lado, no se tendrán en cuenta los conceptos siguientes:

– Las indemnizaciones de personal.
– Las provisiones.
– Los márgenes.
– Las subvenciones.
– Los deterioros y revalorizaciones de activos.
– Los gastos e ingresos financieros.
– Los impuestos sobre el beneficio.

4. En general, no se considerará recuperable ningún coste que ya esté incluido en la base de costes con la que se establezca la retribución de la actividad de operación del mercado, cuya regulación es competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

5. En todo caso, se tendrán en cuenta las decisiones coordinadas que se adopten a nivel europeo sobre la recuperación de costes nacionales relativos al SDAC.

CAPÍTULO III

Costes recuperables por el operador del mercado eléctrico en relación con el acoplamiento único intradiario (SIDC)

Artículo 6. *Costes comunes derivados del acoplamiento único intradiario.*

1. Los costes comunes derivados del acoplamiento único intradiario (SIDC) son aquellos resultantes de las actividades coordinadas de todos los NEMOs o los TSOs participantes.

2. Estos incluyen los costes conjuntos de NEMOs y TSOs para el establecimiento y modificación del algoritmo SIDC y del ID MCO Function System, los costes conjuntos de NEMOs y TSOs relativos al funcionamiento del SIDC, el 50 % de los costes asociados al Comité de NEMOs, los costes de los NEMOs para el establecimiento, modificación y funcionamiento del SIDC, así como los costes de los TSOs para el establecimiento, modificación y funcionamiento del SIDC.

3. Se considerarán costes recuperables por el operador del mercado los siguientes:

– El reparto correspondiente a OMIE en España y Portugal del total de costes conjuntos de NEMOs y TSOs incluidos en el informe anual de costes para el establecimiento y modificación del algoritmo SIDC y del ID MCO Function System, según los porcentajes establecidos a nivel europeo de conformidad con la fórmula de reparto definida en el Reglamento CACM.

– El reparto correspondiente a OMIE en España y Portugal del total de los costes conjuntos de NEMOs y TSOs incluidos en el informe anual de costes relativos al funcionamiento del SIDC, según los porcentajes establecidos a nivel europeo de conformidad con la fórmula de reparto definida en el Reglamento CACM.

– El reparto correspondiente a OMIE en España y Portugal del 50% de los costes asociados al Comité de NEMOs incluidos en el informe anual de costes, según los porcentajes establecidos a nivel europeo de conformidad con la fórmula de reparto definida en el Reglamento CACM.

– El reparto correspondiente a OMIE en España y Portugal del total de costes de los NEMOs para el establecimiento y modificación del SIDC incluidos en el informe anual de

costes, según los porcentajes establecidos a nivel europeo de conformidad con la fórmula de reparto definida en el Reglamento CACM.

– El reparto correspondiente a OMIE en España y Portugal del total de costes de los NEMOs incluidos en el informe anual de costes relativos al funcionamiento del SIDC, según los porcentajes establecidos a nivel europeo de conformidad con la fórmula de reparto definida en el Reglamento CACM.

4. En todo caso, se tendrán en cuenta las decisiones coordinadas que se adopten a nivel europeo sobre la recuperación de costes comunes relativos al SIDC.

Artículo 7. *Costes regionales derivados del acoplamiento único intradiario.*

1. Los costes regionales derivados del acoplamiento único intradiario son aquellos resultantes de las actividades de los operadores designados o los TSOs que cooperan en una región determinada.

2. Se considerarán costes recuperables por el operador del mercado el reparto que le corresponda a OMIE en España y Portugal del total de costes incluidos en el informe anual de costes relativos a cualquier proyecto regional relacionado con el acoplamiento único intradiario en el que pueda participar.

3. En todo caso, se tendrán en cuenta las decisiones coordinadas que se adopten a nivel europeo sobre la recuperación de costes regionales relativos al SIDC.

Artículo 8. *Costes nacionales derivados del acoplamiento único intradiario.*

1. Los costes nacionales derivados del acoplamiento único intradiario son aquellos resultantes de las actividades de los operadores designados o los TSOs en dicho Estado miembro.

2. La solución implementada para operar el SIDC cuenta con una plataforma de casación llamada XBID, que es la plataforma central de la solución, y plataformas locales denominadas Local Trading Solutions (LTS) en cada uno de los NEMOs conectados a la plataforma central.

La LTS es un sistema de información, complementario al propio sistema XBID, que permite a OMIE gestionar las negociaciones de los agentes en el XBID y realizar las actividades de administración necesarias en dicho mercado.

3. Se considerarán costes recuperables:

– Los costes incurridos por OMIE en el desarrollo de las infraestructuras y aplicaciones requeridas a nivel local para gestionar las negociaciones de los agentes en el XBID.

– Los costes relativos a los servicios de comunicaciones necesarios para la conexión de la Local Trading Solution (LTS) de OMIE con la plataforma central XBID.

– Cualquier otro coste prudentemente incurrido, que no esté ya incluido como parte de los costes comunes y regionales relativos al SIDC, en el que OMIE no habría incurrido en caso de no existir el acoplamiento único intradiario (coste incremental).

4. Por otro lado, no se tendrán en cuenta los conceptos siguientes:

– Las indemnizaciones de personal.
– Las provisiones.
– Los márgenes.
– Las subvenciones.
– Los deterioros y revalorizaciones de activos.
– Los gastos e ingresos financieros.
– Los impuestos sobre el beneficio.

5. En general, no se considerará recuperable ningún coste que ya esté incluido en la base de costes con la que se establezca la retribución de la actividad de operación del mercado, cuya regulación es competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

6. En todo caso, se tendrán en cuenta las decisiones coordinadas que se adopten a nivel europeo sobre la recuperación de costes nacionales relativos al SIDC.

CAPÍTULO IV

Mecanismo de financiación de los costes recuperables por el operador del mercado eléctrico en relación con los acoplamientos únicos diario e intradiario

Artículo 9. *Mecanismo de financiación de los costes recuperables.*

La retribución del operador del mercado relativa a los costes incurridos por el mismo en relación con los acoplamientos únicos diario e intradiario, y considerados recuperables conforme a lo establecido en los artículos 3 a 8 de la presente Circular, será financiada con cargo a los precios que el operador del mercado cobre a los agentes, fijándose éstos por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

CAPÍTULO V

Establecimiento de los costes recuperables del operador del mercado eléctrico en relación con los acoplamientos únicos diario e intradiario

Artículo 10. *Establecimiento de los costes recuperables del operador del mercado eléctrico.*

1. Antes del 1 de enero del año n, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución una estimación de la cuantía de los costes recuperables por el operador del mercado relativos a los acoplamientos únicos diario e intradiario correspondientes al año n. En esta resolución se hará constar la diferencia entre la cuantía estimada y la retribución definitiva del año n-2.

2. Antes del 31 de julio del año n+1, el operador del mercado remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información sobre sus costes nacionales en el año n derivados de los acoplamientos únicos diario e intradiario, según se definen en los artículos 5 y 8.

3. Antes del 30 de septiembre del año n+1, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución la retribución del operador del mercado correspondiente al año n relativa a los costes incurridos por el mismo en relación con los acoplamientos únicos diario e intradiario, y considerados recuperables conforme a lo establecido en los artículos 3 a 8 de la presente Circular.

Artículo 11. *Remisión de la información anual sobre costes nacionales incurridos por el operador del mercado eléctrico.*

1. La información anual sobre los costes nacionales del operador del mercado a la que se refiere el punto 2 del artículo 10 se reportará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia según los formatos, desgloses e instrucciones que se detallan en el Anexo, siendo obligatoria la cumplimentación de todos los campos y conceptos solicitados, y debiendo adjuntarse asimismo las facturas y contratos correspondientes.

2. No podrán declararse como costes nacionales ningún concepto enumerado en los artículos 5.3 y 8.4.

3. En el ámbito de sus competencias, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá recabar del operador del mercado eléctrico, la información adicional que resulte necesaria para el establecimiento de sus costes recuperables en relación con los acoplamientos únicos diario e intradiario.

4. El incumplimiento de esta obligación de información podrá considerarse infracción administrativa en los términos que dispone el capítulo II del título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, o norma que la sustituya, así como el resto de normativa aplicable.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

Esta Circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Información anual a remitir por el Operador del Mercado Eléctrico sobre sus costes nacionales en relación con los acoplamientos únicos diario e intradiario

						PARTE VINCULADA		PARTE VINCULADA / EXTERNO		
CONCEPTO DE COSTE	PROYECTO (SDAC / SIDC)	Establecimiento y modificación / Funcionamiento	IMPORTE (€)	CUENTA CONTABLE	TIPO (Propio / Parte vinculada / Externo)	Empresa	Margen	Empresa	Nº contrato	Nº factura

Instrucciones de cumplimentación

– Concepto de coste: Tipo de coste nacional, con suficiente desglose que permita identificar de forma inequívoca su correspondencia con el SDAC/SIDC, trazándolo con la contabilidad analítica en caso de auditoría o inspección.

– Proyecto: Proyecto de acoplamiento de mercados al que corresponde cada concepto de coste indicado (SDAC o SIDC).

– Establecimiento y modificación/funcionamiento: Clasificación del coste como de establecimiento y modificación, o de funcionamiento, según el Reglamento CACM.

– Importe (€): Importe del concepto de coste, en euros.

– Cuenta contable: Nombre de la cuenta contable en la que el concepto de coste está contabilizado en la contabilidad financiera de OMIE.

– Tipo (propio/parte vinculada/externo):

• Si el concepto de coste es propio de OMIE, se indicará «Propio».

• Si el concepto de coste ha sido facturado por una parte vinculada, se indicará «Parte vinculada». En este caso, se indicará a continuación la empresa que ha facturado el concepto de coste y el margen de la operación, en porcentaje (%), aplicado por la empresa de origen sobre el coste de la empresa de origen. Además, se indicará el número de contrato y el número de factura, que deberán numerarse para identificarse de forma unívoca y adjuntarse a la declaración de costes en formato pdf.

• Si el concepto de coste ha sido facturado por una empresa externa no vinculada, se indicará «Externo». En este caso, se indicará la empresa que ha facturado el concepto de coste, así como el número de contrato y el número de factura, que deberán numerarse para identificarse de forma unívoca y deberán adjuntarse a la declaración de costes en formato pdf.

En el desglose de costes, se deberán aportar tantas filas como sean necesarias. Un mismo concepto de coste puede estar contabilizado en n cuentas contables. En este caso, deberán añadirse n filas. Del mismo modo, un mismo concepto de coste puede ser parte propio y parte facturado por una empresa externa. En este caso, deberán añadirse dos filas.

En caso de incluirse como concepto de coste gastos de viaje, la información relativa a cada viaje deberá desglosarse indicando proyecto (SDAC o SIDC), fechas, grupo de trabajo o *task force asociada*, nombre y apellidos del participante, rol del mismo en el grupo de trabajo o *task force*, lugar e importe, tal y como se muestra en el cuadro a continuación:

Desglose adicional requerido para costes de viaje

ID	Proyecto (SDAC / SIDC)	Fechas	Grupo de trabajo / Task force	Nombre y apellidos participante	Rol	Lugar	Importe (€)

Respecto al personal que trabaja en los proyectos de acoplamiento único diario e intradiario, deberá desglosarse la información relativa a cada persona en una fila distinta, rellenando los siguientes campos: iniciales de nombre y apellidos, proyecto (SDAC o SIDC), categoría profesional, fecha de incorporación a OMIE, fecha de incorporación al proyecto, grupo de trabajo o *task force* en el que participa, actividad detallada que realiza, rol que desempeña en dicho grupo de trabajo, *task force* o actividad, porcentaje (%) de dedicación, salario bruto anual y gasto de personal imputado al proyecto en dicho año.

Desglose adicional requerido para costes de personal

Iniciales de nombre y apellidos	Proyecto (SDAC / SIDC)	Categoría profesional	Fecha incorporación OMIE	Fecha incorporación proyecto	Grupo de trabajo / Task force	Actividad detallada que realiza	Rol	Dedicación (%)	Salario Bruto año n (€)	Gasto de personal imputado al proyecto en el año n (€)

Si hubiera más personal, deben incorporarse tantas filas como sea necesario. Si una misma persona participa en más de un grupo de trabajo o *task force,* o realiza varias actividades distintas para el mismo grupo de trabajo o *task force*, deberá incluirse una fila por cada grupo de trabajo o *task force* en la que dicha persona participe y/o por cada actividad distinta que realice. Asimismo, se debe indicar el personal de nueva incorporación respecto del ejercicio anterior y las bajas de personal, si se hubieran producido, durante el año.

En la columna de gastos de personal imputados al proyecto en el año n, se debe recoger el coste imputado de sueldos y salarios, seguridad social, aportaciones a planes de pensiones y otros gastos sociales, teniendo en cuenta el porcentaje de dedicación de cada empleado al proyecto durante ese año. La documentación deberá estar certificada por parte del responsable de la empresa a estos efectos, a fin de aportar el soporte documental suficiente para su validación. El concepto de salario no incluirá provisiones ni indemnizaciones de personal.

Asimismo, se debe remitir la información relativa al gasto de personal asociado a los proyectos SDAC y SIDC para el año n, con el desglose que aparece en el siguiente cuadro:

Desglose gasto de personal	SDAC (€)	SIDC (€)
Sueldos y Salarios		
Seguridad Social		
Planes de pensiones		
Otros gastos sociales		
TOTAL (€)		

§ 54

Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 303, de 19 de diciembre de 2015
Última modificación: 11 de febrero de 2016
Referencia: BOE-A-2015-13875

El artículo 3.10 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece, entre las competencias que corresponden a la Administración General del Estado, regular los términos en que se ha de desarrollar la gestión económica y técnica del Sistema Eléctrico, aprobando las reglas de mercado y los procedimientos de operación de carácter instrumental y técnico necesarios.

Por su parte, el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece que el operador del sistema y la Comisión Nacional de Energía, actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrán proponer para su aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, actual Ministerio de Industria, Energía y Turismo, los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, quien resolverá previo informe de la citada Comisión.

El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, determina en su disposición adicional undécima que las propuestas de procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental, mencionadas en el párrafo anterior, deberán ir acompañadas del informe de los representantes de todos los sujetos del sistema definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El artículo 10 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece las condiciones de la participación de estas instalaciones en los servicios de ajuste del sistema en los siguientes términos:

«1. Las instalaciones objeto del presente real decreto podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo que se establezcan teniendo en cuenta lo siguiente:

a) Requerirán habilitación previa del Operador del Sistema.

b) El valor mínimo de las ofertas para la participación en estos servicios de ajuste del sistema será de 10 MW, pudiendo alcanzarse dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones.

2. La Secretaría de Estado de Energía establecerá, mediante resolución, los criterios bajo los cuales las diferentes tecnologías objeto de este real decreto puedan ser consideradas aptas en toda o parte de su capacidad para participar en los servicios de ajuste, teniendo en cuenta las diferentes posibilidades de hibridación, operación integrada de instalaciones y uso de sistema de almacenamiento, entre otros. Esta resolución será objeto de publicación en el ‘‘Boletín Oficial del Estado’’.

3. Las pruebas de habilitación para participar en cada uno de los servicios de ajuste será aprobadas mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía a propuesta del Operador del Sistema, la cual será publicada en el ‘‘Boletín Oficial del Estado’’.»

Con fecha 31 de julio de 2014, la Dirección General de Política Energética y Minas solicitó al operador del sistema una propuesta de criterios bajo los cuales las tecnologías renovables, de cogeneración y residuos puedan ser consideradas aptas en toda o parte de su capacidad para participar en los servicios de ajuste, así como de los procedimientos de pruebas de habilitación para participar en dichos servicios de ajuste.

Con fecha 15 de septiembre de 2014 el operador del sistema remite las propuestas de pruebas para la habilitación de las instalaciones para participar en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo por un lado y para la participación en el servicio de regulación secundaria por otro. Las citadas propuestas fueron remitidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia solicitando informe previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo de Electricidad. Esta propuesta se acompañaba de los comentarios de los sujetos de mercado y la respuesta del operador del sistema a los mismos.

En este escrito de 15 de septiembre el operador del sistema indica que, bajo el punto de vista de la operación del sistema eléctrico, toda instalación que acredite adecuadamente su capacidad para la prestación de un determinado servicio de ajuste del sistema, mediante la superación con éxito de las pruebas de habilitación establecidas al efecto, podría ser considerada apta para participar en dichos servicios.

Con fecha 30 de julio de 2015 la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó el Acuerdo por el que se emite informe a solicitud de la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta del Operador del Sistema de Pruebas de Habilitación para la participación en los servicios de gestión de desvíos, regulación terciaria y secundaria.

Asimismo, con fecha 1 de abril de 2015 el operador del sistema remitió la propuesta de modificación de los procedimientos de operación 3.1 «Programación de la generación»,¡ 3.2 «Resolución de restricciones técnicas», 3.3 «Gestión de desvíos generación-consumo», 3.7 «Programación de la generación de origen renovable no gestionable», 3.8 «Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento», 7.2 «Regulación secundaria», 7.3 «Regulación terciaria», 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema» y 14.8 «Sujeto de liquidación de las instalaciones de régimen especial», para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, así como para la introducción de otras mejoras. Dicha propuesta, acompañada de los comentarios de los sujetos de mercado y la respuesta del operador del sistema a los mismos, fue remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia solicitando informe previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo.

Con fecha 30 de julio de 2015 la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó el acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta del operador del sistema de modificación de los anteriormente referidos Procedimientos de Operación P.O.3.1, P.O.3.2, P.O.3.3, P.O.3.7, P.O.3.8, P.O.7.2, P.O.7.3, P.O.14.4 y P.O.14.8.

Por otro lado, con fecha 21 de octubre de 2014 el operador del sistema remitió la propuesta de modificación del procedimiento de operación P.O. 9 «Información intercambiada por ‘el Operador del Sistema», para la incorporación de los cambios necesarios para su adaptación a la siguiente regulación europea: Reglamento (UE)

nº 1227/2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT), y Reglamento (UE) n° 543/2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y por el que se modifica el anexo I del Reglamento (CE) nº 714/2009 (Reglamento de Transparencia).

Esta propuesta recogía asimismo las modificaciones necesarias para su adaptación a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y se acompañaba de los comentarios de los sujetos de mercado y la respuesta del operador del sistema a los mismos.

Con fecha 30 de julio de 2015 la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó el acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta del operador del sistema de modificación del Procedimiento de Operación 9 «Información intercambiada por el operador del sistema».

Vista la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, y el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos;

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema de modificación de criterios de aptitud para participar en los servicios de ajuste del sistema, de los procedimientos de operación P.O.3.1, P.O.3.2, P.O.3.3, P.O.3.7, P.O.3.8, P.O.7.2, P.O.7.3, P.O. 9, P.O.14.4 y P.O.14.8 y de procedimientos de pruebas para participar en los servicios de ajuste del sistema;

Vistos los Informes de 30 de julio de 2015 de la CNMC a las citadas propuestas,

Esta Secretaría de Estado, resuelve:

Primero. *Definición de los criterios de aptitud para participar en los servicio de ajuste del sistema.*

1. Sin perjuicio de lo establecido en el párrafo siguiente, se considerarán aptas para participar en cada servicio de ajuste del sistema aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que superen con éxito el correspondiente procedimiento de pruebas.

2. Se consideran aptas para participar en la fase II de Restricciones Técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF) las siguientes unidades de programación:

a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción cuyo coeficiente de disponibilidad según su tecnología, cumpla en cada momento con los criterios establecidos por resolución del Secretario de Estado de Energía.

Segundo. *Criterios de aptitud transitorios.*

De manera transitoria hasta que no se apruebe la resolución indicada en el punto 2.a) del apartado primero, se considerarán aptas para participar en la fase II de Restricciones Técnicas:

a) Las instalaciones de producción cuyo coeficiente de disponibilidad, sea superior al 50 por ciento.

b) Las instalaciones de producción cuyo coeficiente de disponibilidad sea inferior al 50 por ciento pero que superen satisfactoriamente las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo. Las instalaciones que superen estas pruebas a los efectos exclusivos de participación en el servicio de Restricciones Técnicas no tendrán la obligación de participar en los servicios de ajuste de terciaría ni de desvíos.

c) Las unidades de programación que, cumpliendo los requisitos establecidos en la normativa anterior, estuvieran participando en la fase II de Restricciones Técnicas con anterioridad a la fecha en la que surta efectos el P.O.3.2. Restricciones técnicas.

A estos efectos, se tendrá en cuenta el coeficiente de disponibilidad para el cálculo de la potencia disponible a efectos del pago asociado a la retribución de Red Eléctrica de España,

S.A., como operador del sistema, y del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español fijado en la orden en la que se establezcan los peajes de acceso de energía eléctrica de aplicación en cada año.

Tercero. *Aprobación de los procedimientos para la operación del sistema eléctrico.*

Se aprueban los procedimientos para la operación del sistema eléctrico siguientes, que se insertan como anexo I de esta resolución:

a) P.O.3.1, Programación de la generación.
b) P.O.3.2, Restricciones técnicas.
c) P.O.3.3, Gestión de desvíos.
d) P.O.3.7, Aplicación de limitaciones a las entregas de producción de energía en situaciones no resolubles con la aplicación de los servicios de ajuste del sistema.
e) P.O.3.8, Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento.
f) P.O.7.2, Regulación secundaria.
g) P.O.7.3, Regulación terciaria.
h) P.O. 9, Información intercambiada por el operador del sistema.
i) P.O.14.4, Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.
j) P.O.14.8, Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción.

Cuarto. *Aprobación de los procedimientos de pruebas para la participación en los servicios de ajuste del sistema eléctrico.*

Se aprueban los procedimientos de pruebas para la participación en los servicios de ajuste del sistema eléctrico siguientes, que se insertan como anexo II de esta resolución:

a) Pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo.
b) Pruebas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria.

Quinto. *Aplicabilidad.*

A partir del 10 de febrero de 2016 serán de aplicación los criterios de aptitud y criterios de aptitud transitorios definidos en el apartado primero y segundo y los procedimientos para la operación del sistema eléctrico siguientes:

a) P.O.3.1, Programación de la generación.
b) P.O.3.2, Restricciones técnicas.
c) P.O.3.3, Gestión de desvíos.
d) P.O.3.7, Aplicación de limitaciones a las entregas de producción de energía en situaciones no resolubles con la aplicación de los servicios de ajuste del sistema.
e) P.O.7.2, Regulación secundaria.
f) P.O.7.3, Regulación terciaria.
g) P.O. 9, Información intercambiada por el operador del sistema.
h) P.O.14.4, Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Sexto. *Seguimiento de la participación.*

1. El Operador del Sistema constituirá un Grupo de Seguimiento de la participación de las tecnologías renovables en los servicios de ajuste del sistema, formado por representantes de los participantes en dichos servicios. También podrá estar representada la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. El objetivo de este Grupo de Seguimiento será facilitar la implementación de los procedimientos aprobados en esta resolución, seguimiento de su implantación y elaborar propuestas de mejora.

Dentro de este grupo se analizará la situación actual y se valorarán propuestas de mejora de las zonas de balance de los Sujetos de Liquidación y del servicio de regulación

secundaria, pudiéndose remitir a la Secretaría de Estado de Energía una propuestas de diseño de estos segmentos de mercado.

2. El operador del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, así como al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, un informe anual en el que analizará, para las diferentes tecnologías, la evolución y el cumplimiento de los requisitos de los servicios de ajuste de regulación secundaria, terciaria y desvíos, las penalizaciones aplicadas por los incumplimientos que se hubieran producido y la evolución del coste de dichos servicios.

Octavo. *Eficacia.*

La presente resolución surtirá efectos el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Noveno. *Pérdida de efectos.*

1. A partir de la fecha en que sean de aplicación los correspondientes procedimientos de operación aprobados por la presente resolución quedan sin efecto los siguientes procedimientos de operación del sistema:

a) P.O.3.1, Programación de la generación aprobado por Resolución de 8 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.–3.1 Programación de la generación y P.O.–4.0 Gestión de las interconexiones internacionales, y se dejan sin efecto los procedimientos P.O.–4.1 y P.O.–4.2, en relación con el proceso de integración de mercados a nivel europeo.

b) P.O.3.2, Resolución de restricciones técnicas aprobado por Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.–3.1, P.O.–3.2, P.O 3.8 y P.O. 3.9, para su adaptación al cambio de la hora de cierre del mercado diario MIBEL a las 12h00 CET.

c) P.O.3.3 Gestión de desvíos generación-consumo aprobado por Resolución de 18 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 1.6, 3.1, 3.2, 3.3, 3.7, 7.2, 7.3 y 9 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.

d) P.O.3.7, Programación de la generación de origen renovable no gestionable aprobado por Resolución de 18 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía.

e) P.O.3.8, Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento aprobado por Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía.

f) P.O.7.2, Regulación secundaria aprobado por Resolución de 18 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía.

g) P.O.7.3, Regulación terciaria aprobado por Resolución de 8 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.–7.3 Regulación terciaria, P.O.–14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema y P.O.–14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado, para la implantación de los intercambios transfronterizos de energías de balance.

h) P.O. 9, Información intercambiada por el operador del sistema aprobado por Resolución de 24 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP) P.O.–3.1; P.O.–3.2; P.O.–9 y P.O.–14.4 y los procedimientos de operación de los Sistemas eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) P.O. SEIE-1 P.O. SEIE-2.2; P.O. SEIE-3.1; P.O. SEIE-7.1; P.O. SEIE-7.2; P.O. SEIE-8.2; P.O. SEIE-9 y P.O. SEIE-2.3 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.

i) P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema aprobado por Resolución de 8 de mayo de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, y modificado por Resolución de 8 de junio de 2015, de la Secretaría de Estado de

Energía, por la que se aprueba la modificación del procedimiento de operación del sistema eléctrico 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

j) P.O.14.8 Sujeto de liquidación de las instalaciones de régimen especial aprobado por Resolución de 28 de julio de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación de liquidaciones de los servicios de ajuste del sistema 14.1, 14.3, 14.4, 14.6, 14.7 y 14.8 y se deroga el Procedimiento P.O. 14.5 «derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia».

P.O. 3.1 PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de programación diaria de la generación a partir de las nominaciones de programas derivados de la ejecución de contratos bilaterales con entrega física y de la casación de ofertas de venta y de adquisición de energía en el mercado diario e intradiario, de forma que se garantice la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.

Se incorporan también en este procedimiento los criterios aplicables para la definición de las unidades de programación (UP) utilizadas en el proceso de programación de la generación y localizadas en el sistema eléctrico español.

La programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

a) El programa diario base de funcionamiento (PDBF).
b) El programa diario viable provisional (PDVP).
c) La asignación de reserva de potencia adicional a subir.
d) La asignación de reserva de regulación secundaria.
e) Los programas horarios finales posteriores a las sucesivas sesiones del mercado intradiario (PHF).
f) La aplicación, en su caso, del proceso de gestión de desvíos.
g) Los programas horarios operativos establecidos en cada hora hasta el final del horizonte de programación (P48).
h) El programa cierre (P48CIERRE).

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

a) Operador del Sistema (OS).
b) Sujetos del Mercado (SM).

3. Programas de energía, horarios, periodos de programación y días inhábiles

Los programas de energía corresponderán a valores de MWh con un máximo de una cifra decimal.

Todos los horarios y los periodos de programación (intervalos temporales semiabiertos definidos por su hora de inicio y su hora de fin) establecidos en este procedimiento de operación están referidos a la Hora Central Europea o CET (Central European Time) o CEST (Central European Summer Time).

A efectos del proceso de programación establecido en este procedimiento de operación serán días inhábiles: los sábados, los domingos, los festivos en la plaza de Madrid, el 24 de diciembre y el 31 de diciembre.

4. Definiciones

4.1 Programa diario base de funcionamiento (PDBF): Es el programa de energía diario, con desglose por periodos de programación, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el OS a partir del programa resultante de la

casación del mercado diario (PDBC) comunicado por el Operador de Mercado (OM), y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física comunicada de acuerdo a lo establecido en el presente procedimiento de operación.

4.2 Programa diario viable provisional (PDVP): Es el programa diario de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, con desglose por periodos de programación, que incorpora las modificaciones introducidas en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en aplicación de los criterios de seguridad y las modificaciones necesarias para el reequilibrio generación-demanda posterior.

4.3 Asignación de reserva de potencia adicional a subir: Proceso de asignación de ofertas de reserva de potencia adicional a subir realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad el día D, de la reserva de potencia adicional a subir, necesaria por razones de seguridad del sistema.

4.4 Asignación de reserva de regulación secundaria: Proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad el día D, de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar, necesaria por razones de seguridad del sistema.

4.5 Programa horario final (PHF): Es la programación establecida por el OS, con posterioridad a cada una de las sucesivas sesiones del mercado intradiario, de las unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, como resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de ofertas en el mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

4.6 Programa horario operativo (P48): Es el programa operativo de las unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el OS establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora.

4.7 Restricción técnica: Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía.

En particular pueden identificarse restricciones técnicas debidas a:

a) Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

b) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.

c) Insuficiente reserva de potencia para garantizar la cobertura de la demanda prevista.

d) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.

e) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Para la resolución de estas restricciones se aplicarán los mecanismos descritos en los procedimientos de operación por los que se establecen la resolución de las restricciones técnicas, la contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir y la gestión de los servicios de ajuste del sistema.

4.8 Desvíos generación-consumo: Son los desvíos originados por las diferencias entre la producción real y la generación prevista, variaciones de la demanda del sistema y/o modificaciones obligadas de los programas de producción, así como por la existencia de diferencias importantes entre la demanda prevista en el sistema eléctrico peninsular español y la demanda programada tras los resultados de las diferentes sesiones del mercado intradiario.

Para la resolución de estos desvíos generación-consumo se aplicarán los mecanismos descritos en los procedimientos de operación por los que se establece la gestión de los

servicios de regulación frecuencia-potencia, y también, cuando así sea aplicable, el mecanismo de gestión de desvíos generación-consumo, establecido igualmente en los procedimientos de operación.

4.9 Programa cierre (P48CIERRE): Es el programa que queda establecido al finalizar el horizonte diario de programación y que contiene los programas resultantes del programa diario base de funcionamiento y de las diferentes sesiones del mercado intradiario, así como las modificaciones de los programas asociadas a los procesos de resolución de restricciones técnicas y a la participación de las diferentes unidades en los servicios de regulación frecuencia-potencia del sistema y en el proceso de gestión de desvíos generación-consumo.

4.10 Nominación de programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física: Las nominaciones de los programas de energía correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física serán realizadas por el sujeto vendedor y por el sujeto comprador, directa o indirectamente, al OS, en la forma y plazos contemplados en este procedimiento de operación.

Nominación directa: Cada uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física nomina al OS el programa de energía de las unidades de programación de las que es titular (o a las que representa), y con las que desea ejecutar dicho bilateral.

Nominación indirecta: Uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física es el responsable, previa la correspondiente autorización del SM que actúa de contraparte, de efectuar la nominación del programa de energía de todas y cada una de las unidades de programación con las que ambos SM tienen previsto ejecutar dicho contrato bilateral. El SM responsable de realizar la nominación se denominará Sujeto Nominador. La autorización al Sujeto Nominador, para ser efectiva, deberá ser comunicada al OS. El OS informará al Sujeto Nominador de la fecha a partir de la cual su autorización para nominar es efectiva. Una vez autorizado un Sujeto Nominador para un contrato bilateral con entrega física, éste sólo podrá ser objeto de nominación indirecta. En el caso de los contratos bilaterales internacionales fuera del ámbito del Mercado Ibérico, la nominación indirecta podrá realizarla únicamente el SM titular (o el representante) de la UP localizada en el lado español de la correspondiente interconexión.

4.11 Subasta Diaria de Respaldo del acoplamiento de mercados diarios (SDR): Solución de salvaguarda ante un desacoplamiento del mercado diario MIBEL del resto de mercados diarios acoplados de Europa para la asignación de la capacidad de intercambio entre Francia y España en el horizonte diario mediante subasta explícita.

4.12 Representación directa: cuando el representante actúe en nombre ajeno y por cuenta ajena, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

4.13 Representación indirecta: cuando el representante actúe en nombre propio pero por cuenta ajena, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

5. Programación previa al día de operación

5.1 Integración de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), cuando el ejercicio de las opciones sea por entrega física.

5.1.1 Establecimiento de los contratos bilaterales para la nominación del ejercicio de las opciones adjudicadas en las subastas de emisiones primarias de energía: Mensualmente, con una antelación no inferior a tres días hábiles respecto al primer día de cada mes, la entidad con función de agregador en las subastas de emisiones primarias de energía (EASEP) comunicará mediante el sistema de nominación indirecta al OS:

La relación de los SM tenedores de opciones de compra de emisiones primarias, derivadas de la adjudicación en dichas subastas y de las posibles transferencias bilaterales de dichas opciones, utilizándose para esta identificación los correspondientes códigos Energy Identificación Code (EIC).

El valor de potencia máxima asociado a cada pareja SM comprador - SM vendedor, y el periodo de validez de esta información.

En este caso, a efectos de la nominación indirecta de los programas de energía, se considera que la Entidad Agregadora de las Subastas de Emisiones Primarias (EASEP)

forma parte de los contratos bilaterales con entrega física (CBEP) conforme a los acuerdos que se establezcan entre esta entidad y los SM autorizados para participar en las Subastas de Emisiones Primarias.

Una vez recibida la información anteriormente mencionada de la entidad con función de agregador en las subastas de emisiones primarias de energía (EASEP), el OS generará automáticamente en su sistema de información los correspondientes contratos bilaterales con entrega física asociados a la tenencia de opciones de compra de energía (CBEP), entre cada uno de los SM vendedores y aquellos SM tenedores de dichas opciones de compra de energía, para la ejecución del proceso de nominación de programas posterior al ejercicio de dichas opciones de compra de energía primaria.

Los CBEP generados tendrán un valor de potencia máxima igual al valor máximo comunicado por la EASEP al OS para cada pareja comprador-vendedor y tendrán validez durante el periodo comunicado por la EASEP pudiendo estos contratos ser prorrogados, o bien, ser modificados en su potencia máxima por efecto de las sucesivas comunicaciones de la EASEP, manteniéndose sin variación el número de ejecución del contrato.

Estos CBEP utilizarán Unidades de Programación Genéricas (UPG), tanto para el SM vendedor como para el SM comprador, unidades que habrán sido dadas de alta previamente, a tales efectos, en el sistema de información del OS. El alta de estas UPG deberá ser solicitada al OS por los SM de acuerdo con lo establecido a este respecto en los procedimientos de operación, y será comunicada al OM mediante los medios y plazos establecidos.

El OS validará que la información recibida de la EASEP se refiere a SM que disponen de la correspondiente UPG para el periodo de validez indicado en la comunicación. En caso contrario, la comunicación enviada por la EASEP será rechazada.

El OS, una vez dados de alta estos CBEP en su sistema de información, pondrá a disposición de cada SM la información correspondiente a estos contratos bilaterales, con respeto de los criterios de confidencialidad establecidos.

En caso de que la EASEP comunique al OS la cancelación anticipada de un contrato CBEP con un SM, la EASEP dejará de enviar al OS, a partir de la fecha en que sea efectiva la cancelación, la nominación del CBEP afectado.

En caso de que el OS, según lo indicado en los procedimientos de operación, suspenda la participación en el mercado de un SM, se aplicará lo establecido en el procedimiento de operación correspondiente respecto a la suspensión del SM en el mercado, comunicándose además, esta suspensión, al Operador del Mercado y, en su caso, a las entidades facultadas para la nominación de contratos bilaterales. Durante el periodo de suspensión se impedirá realizar la nominación diaria de contratos bilaterales que en su caso estuvieran vigentes. Cuando finalice la suspensión del SM, este hecho será nuevamente comunicado por el OS a las entidades anteriormente mencionadas.

5.1.2 Nominación de los contratos bilaterales CBEP asociados al ejercicio de las opciones de compra de energía de las subastas de emisiones primarias: La nominación al OS de los contratos bilaterales CBEP asociados al ejercicio de las opciones de compra de energía tras las subastas de energía primaria será realizada por la EASEP, conforme a los acuerdos establecidos entre la EASEP, los SM vendedores y los SM compradores tenedores de opciones de compra de energía derivadas de su adjudicación directa en las subastas de emisiones primarias de energía, o de la transferencia bilateral posterior de dichas opciones.

El OS verificará que los CBEP asociados al ejercicio de opciones de compra de energía primaria son nominados para cada periodo de programación por un valor no superior a la potencia máxima del correspondiente CBEP en dicho periodo. En caso contrario, la nominación de este contrato bilateral será considerada no válida y será rechazada. Tras esta verificación, el OS pondrá a disposición de los SM vendedores y compradores el resultado de las nominaciones válidas de los CBEP, realizadas por la EASEP y correspondientes al ejercicio de las opciones de compra de energía por parte de los sujetos tenedores de dichas opciones.

5.2 Programación diaria del uso de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España e intercambios de información previos al MD relativos a la programación de intercambios en dicha interconexión: Antes de la hora límite establecida para este proceso

de intercambio de información en el Anexo I, el OS notificará a los sujetos las autorizaciones para la programación, relativas a los derechos físicos de capacidad anuales y mensuales.

Las diferencias entre las autorizaciones para la programación y los derechos físicos de capacidad previamente asignados serán las posibles reducciones de capacidad debidas a la identificación de una situación de congestión en la interconexión.

El día D-1, con anterioridad al cierre del MD, y siguiendo los horarios fijados en el Anexo I y en las Reglas de Asignación de Capacidad aplicables a la interconexión Francia-España, se llevarán a cabo una serie de procesos sucesivos, en la secuencia indicada a continuación:

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el Anexo I, el OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad anual y mensual que hayan sido autorizados.

La falta de notificación de uso de la capacidad autorizada por parte de un sujeto del mercado, en los plazos establecidos, se interpretará como una reventa de los derechos físicos de capacidad correspondientes y dicha capacidad será incluida por los OS en los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario.

Seguidamente, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán la información relativa a las notificaciones de uso recibidas. A partir de los resultados de dichos intercambios de información relativos a la utilización de los derechos físicos de capacidad anual y mensual autorizados, los dos OS establecerán conjuntamente el valor total de los derechos físicos de capacidad asignados y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.

Se considerará como notificación de uso de los derechos físicos de capacidad la comunicación por el SM de la ejecución de uno o más contratos bilaterales entre la Unidad de Programación de venta de energía para importación (o la Unidad de Programación de compra de energía para exportación) y Unidades de Programación Genéricas.

Una vez intercambiadas las notificaciones de uso de las capacidades asignadas en horizontes anual y mensual, los derechos de uso no notificados serán objeto de reventa y dicha capacidad será incluida por los OS en los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán el principio de superposición de transacciones firmes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el Anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información de los derechos físicos de capacidad asignados en horizontes anual y mensual y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos, y los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario.

En caso de desacoplamiento de mercados, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en una SDR de acuerdo con lo dispuesto en las Reglas de Asignación de Capacidad aplicables a la interconexión Francia-España.

Tras la SDR, siempre que ésta se celebre, el OS o tercero habilitado pondrá a disposición del OM el valor de capacidad diaria autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta para la aceptación de ofertas al mercado diario en los casos que así corresponda.

En caso de desacoplamiento de mercados, y si excepcionalmente esta SDR no pudiera celebrarse, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en la primera subasta explícita intradiaria de la capacidad de intercambio.

5.3 Transferencia del programa de las Unidades de Programación Genéricas en el PDBF: El saldo neto de todas las transacciones asociadas a las Unidades de Programación Genéricas de un SM en el PDBF deberá ser nulo.

Al objeto de anular el saldo de las transacciones de programa de las unidades de programación genéricas en el PDBF los SM vendedores podrán establecer, con respeto de las obligaciones establecidas en la normativa vigente, los siguientes tipos de transacciones:

• Contratos bilaterales con entrega física entre una Unidad de Programación Genérica y una o más Unidades de Programación físicas del mismo sujeto del mercado o de otro sujeto del mercado con el que haya establecido un acuerdo bilateral.

• Transacciones de compra o de venta de energía establecidas mediante la participación en el mercado diario de producción de Unidades de Oferta Genéricas asociadas a estas Unidades de Programación Genéricas.

• Contratos bilaterales con entrega física entre Unidades de Programación Genéricas.

Para realizar la transferencia del programa de energía de las Unidades de Programación Genéricas mediante contratación bilateral, el SM deberá tener dados de alta y en vigor los contratos bilaterales que sean necesarios, tanto entre unidades de programación genéricas, como entre cada Unidad de Programación Genérica y las correspondientes Unidades de Programación físicas. Estos contratos bilaterales para la transferencia de programa desde las unidades de programación genéricas a las unidades de programación físicas podrán ser nacionales y/o internacionales y deberán ser nominados por los SM de acuerdo a las reglas y plazos de nominación establecidos en este procedimiento de operación.

5.4 Publicación de información previa al MD: Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el Anexo I, el OS pondrá a disposición de todos los Sujetos del Mercado (SM) y del Operador del Mercado (OM), tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la información referente a las previsiones de demanda, la situación de red prevista para el día siguiente, y para aquellas interconexiones en las cuales no existe un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad la previsión de capacidad, de intercambio en las interconexiones internacionales (NTC).

En las interconexiones en las que esté establecido un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad, la información de capacidad disponible será puesta a disposición del OM en los plazos indicados en el Anexo I de este procedimiento de operación.

5.5 Programa diario base de funcionamiento (PDBF): El OS establece el programa diario base de funcionamiento (PDBF) a partir de:

Las nominaciones válidas de los programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física realizadas, tanto antes como después del mercado diario, de acuerdo con lo establecido en este procedimiento de operación.

La información recibida del Operador del Mercado relativa a los programas de energía resultantes de la casación de las ofertas presentadas al mercado diario de producción.

5.5.1 Nominaciones de contratos bilaterales con entrega física antes del mercado diario.

5.5.1.1 Contratos de emisiones primarias de energía, en el caso de que éstos se realicen mediante entrega física: Con una antelación no inferior a las 20:30 horas del día D-2, en caso de que el ejercicio de las opciones correspondientes a las subastas de emisiones primarias se realice mediante entrega física de energía:

La EASEP realizará el primer envío al OS de la información necesaria para la nominación de programas de los CBEP para el día D.

Antes de las 8:45 horas del día D-1, o excepcionalmente antes de las 8:55 horas, el OS recibirá la nominación correspondiente a:

Contratos bilaterales con entrega física (CBEP) correspondientes al ejercicio de opciones de compra de energía primaria. La nominación de programas de estos contratos bilaterales de tipo CBEP establecidos entre las unidades de programación genéricas (UPG) de los correspondientes sujetos vendedores y compradores, será realizada, bajo el principio de nominación indirecta, por la EASEP.

Antes de las 08:50 horas del día D-1, o excepcionalmente antes de las 9:00 horas, el OS pondrá a disposición de los SM:

La información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física de tipo CBEP, con respeto de los criterios de confidencialidad establecidos en cada caso.

En caso de detectarse alguna anomalía en relación con la nominación de los CBEP, los sujetos del mercado tendrán de plazo hasta las 9:20 horas del día D-1 para ponerlas de manifiesto a la EASEP.

En caso de anomalías en la nominación, la EASEP podrá enviar al OS nuevas nominaciones de los contratos bilaterales de tipo CBEP. La hora límite para la recepción en el OS de nominaciones de los contratos bilaterales CBEP son las 9:30 horas del día D-1.

El OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado la información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física tipo CBEP que se hayan recibido de la EASEP una vez realizada la validación correspondiente.

5.5.1.2 Contratos internacionales: Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el Anexo I, el OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados como resultado de las subastas explícitas anuales y/o mensuales en la interconexión Francia-España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos y autorizados para programar por el OS. Para ello, el SM comunicará la ejecución de contratos bilaterales entre Unidades de Programación Genéricas y la Unidad de Programación de compra o venta internacional de su titularidad autorizada para el SM en la interconexión Francia-España.

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, el OS recibirá la nominación correspondiente a contratos bilaterales internacionales con entrega física en interconexiones en las que no existe un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.

5.5.1.3 Contratos nacionales. Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, que podrán ser formalizados entre dos UP, dos UPG, o bien entre una combinación de ambos tipos de Unidades de Programación.

5.5.2 Comunicación al OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados antes del mercado diario: Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física realizada ante el OS con anterioridad al mercado diario.

En el caso de que detecte que se ha producido una incidencia, el OS, en coordinación con el OM podrá realizar las actuaciones oportunas y, en su caso, podrá realizar nuevos envíos de esta información alterando la ya enviada. En caso de producirse esta situación, el OM y los OS del Sistema Ibérico adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.5.3 Comunicación al OS del resultado de la casación por el OM: Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el Anexo I, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en el mercado diario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español, con los programas de energía contratados en el mercado diario, incluidos, en su caso, los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo con entrega física de la energía, el orden de mérito de las ofertas de venta y de adquisición de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado diario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal del mercado diario correspondiente a las zonas de oferta de España, Portugal y Francia y los valores de los programas de intercambio a través de las interconexiones entre España y Francia y entre España y Portugal, así como en las interconexiones internacionales no comunitarias.

5.5.4 Recepción de nominaciones tras el MD: Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS recibirá:

• Nominaciones de los programas asociados a contratos bilaterales:

○ Contratos bilaterales con entrega física nacionales que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario. Estos contratos bilaterales podrán formalizarse

entre dos UP, dos UPG, o cualquier combinación de éstas. Dentro de este grupo se incluirán, entre otros, los contratos bilaterales con entrega física nacionales entre empresas comercializadoras.

○ Modificaciones de contratos bilaterales nacionales que hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, siempre que esta modificación suponga un incremento del programa de energía firme previamente comunicado y no se modifiquen las UP y/o UPG con las cuales el contrato bilateral haya sido previamente nominado.

○ En caso de desacoplamiento de mercados y celebración de la Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España, la nominación de los contratos bilaterales internacionales con entrega física entre la Unidad de Programación Genérica y la unidad en frontera.

• Nominaciones de los programas contratados en el mercado diario mediante unidades de oferta (UO) que tienen asociadas dos o más unidades de programación (UP):

○ Programa de energía gestionado en el mercado diario de producción para cada una de las unidades de programación (UP) que componen dicha unidad de oferta (UO).

5.5.5 Comunicación de desagregaciones de UP y de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos por unidad de programación hidráulica: Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I:

Los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente a las desagregaciones del programa de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción equivalentes de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación.

Los sujetos del mercado asociados a unidades de programación hidráulicas de los tipos descritos en el apartado 1.b del Anexo II, o en el apartado 1.d del mismo Anexo II, en el caso de que el OS estime que las características específicas de dicha unidad de programación así lo hacen necesario, deberán facilitar al OS la siguiente información:

• Potencias hidráulicas totales máximas por unidad de programación que, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por dicha unidad de programación durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.

• Potencia hidroeléctrica mínima que debe mantener dicha unidad de programación hidráulica durante 4 horas consecutivas.

5.5.6 Elaboración y publicación del programa PDBF: El OS verificará la coherencia de las nominaciones de programas realizadas, de forma directa o indirecta, por los sujetos del mercado y la información referente a los programas de energía contratados en el mercado diario, recibida del OM.

En caso de que como consecuencia de la agregación de la contratación en el mercado diario y de la contratación bilateral, una unidad de programación de comercialización, resultara con un programa vendedor, se procederá del modo siguiente:

1. Se ordenarán los contratos bilaterales entre comercializadoras en los que participe la unidad de programación de comercialización en orden creciente atendiendo a su volumen de energía diario.

2. Se retirarán los contratos bilaterales en el orden indicado hasta que el programa de la unidad de comercialización resulte nulo o comprador en todas las horas.

Asimismo, si como resultado de esta verificación fuese detectada alguna disparidad, entre las nominaciones enviadas por los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación o entre éstas y el resultado de la casación facilitado por el OM, se procederá, en función del caso, según lo siguiente:

Unidades de programación con programa de energía asociado a la ejecución de contratos bilaterales: se considerará el valor mínimo de los programas resultantes de las comunicaciones realizadas por los diferentes sujetos identificados como contrapartes en dicho contrato.

Unidades de programación con programa de energía asociado a la contratación en el mercado diario de producción que forman parte junto a otras unidades de programación de una misma unidad de oferta: en aquellos casos en los que el OS no haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación integradas en una misma unidad de oferta, o bien habiéndose recibido dicha nominación, el valor total nominado fuese distinto del programa de la correspondiente unidad de oferta comunicado por el OM, se procederá como sigue:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior se irán asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.
3. Sí una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no se hubiera asignado aún el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con mayor valor de potencia máxima.

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, o bien antes de transcurrida 1 hora tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los sujetos del mercado, y del OM, el programa diario base de funcionamiento (PDBF) de las unidades de programación del sistema eléctrico español correspondiente a la programación del día siguiente.

A partir de la puesta a disposición del programa diario base de funcionamiento (PDBF), los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación del PDBF, u otras circunstancias que así lo hiciesen necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones al programa PDBF, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de esta reducción de plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del PDBF, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.6 Programa diario viable provisional (PDVP): Una vez publicado el PDBF, el OS considerará abierto el periodo de recepción de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas. Este periodo de recepción de ofertas se mantendrá abierto durante 30 minutos.

Teniendo en cuenta las mejores previsiones de demanda y de producción de origen eólico y solar en el sistema eléctrico peninsular español y la disponibilidad prevista de las instalaciones de red y de las unidades de producción, aplicará un análisis de seguridad sobre el programa diario base de funcionamiento (PDBF) para detectar las posibles restricciones técnicas y sus posibles soluciones, seleccionando aquéllas que, resolviendo la restricción con un margen de seguridad adecuado, impliquen un menor coste para el sistema. El OS procederá para ello a realizar las modificaciones de programa que sean precisas para la resolución de las restricciones detectadas, y establecerá además las limitaciones de programa por seguridad que sean necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en los procesos y mercados posteriores, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación de restricciones técnicas.

En este mismo proceso, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF que hayan sido solicitadas por los gestores de la red de distribución en aquellos casos en los que éstos identifiquen y comuniquen de forma fehaciente al OS la existencia de restricciones

técnicas en la red objeto de su gestión, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la resolución de restricciones técnicas.

Tras la resolución de las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá, en su caso, a realizar las modificaciones adicionales de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda del volumen restante, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de resolución de restricciones técnicas, respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad.

El programa PDVP resultante mantendrá el flujo de energía existente entre el sistema español y el portugués como resultado del proceso de casación del mercado diario.

El programa PDVP de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español resultante de este proceso será publicado por el OS no más tarde de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, o en todo caso, antes de transcurridas 2 horas tras la publicación del PDBF, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

A partir de la puesta a disposición del programa diario viable provisional (PDVP), los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación del PDVP, u otras circunstancias que así lo hagan necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones al programa PDVP, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de esta reducción del plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del PDVP, manteniendo informados en todo momento a los SM y al OM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.7 Subastas explícitas intradiarias de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España.

5.7.1 Primera subasta explícita intradiaria de la capacidad de intercambio: Los dos OS establecerán conjuntamente los programas de intercambio previstos en la interconexión entre Francia y España teniendo en cuenta el programa de intercambio resultante para dicha interconexión, del proceso de acoplamiento de los mercados diarios.

En caso de desacoplamiento de los mercados diarios, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español establecerán los programas de intercambio en la interconexión entre Francia y España a partir de la información intercambiada relativa a, entre otros, los programas de intercambios internacionales en la interconexión entre Francia y España, que hayan sido nominados por los sujetos del mercado utilizando los derechos físicos de capacidad asignados en la SDR.

Una vez establecidos estos programas de intercambio, los dos OS aplicarán la superposición de los programas firmes existentes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Una vez efectuado el proceso anterior, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a publicar conjuntamente la información correspondiente a los valores de capacidad no utilizados que serán ofrecidos en uno y otro sentido de flujo en la primera subasta explícita intradiaria de la capacidad de intercambio.

Una vez realizada la subasta explícita intradiaria de la capacidad de intercambio, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a la comunicación de los resultados de la misma a todos y cada uno de los sujetos que han resultado adjudicatarios de capacidad en la misma.

El OS pondrá a disposición de los SM el valor total de las autorizaciones para la programación tras dicha subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo.

El OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la capacidad total de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas en las sesiones primera a quinta, inclusive, del mercado intradiario.

5.7.2 Segunda subasta explícita intradiaria de la capacidad de intercambio: Una vez publicado el PHF correspondiente a la quinta sesión del Mercado Intradiario de producción español, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán, entre otra, la información relativa a los programas de intercambios internacionales en la interconexión entre Francia y España, que hayan sido nominados en los plazos establecidos por los sujetos del mercado utilizando los derechos físicos de capacidad asignados en la primera subasta explícita intradiaria de la capacidad de intercambio realizada conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos.

A partir de los resultados de dichos intercambios de información de nominaciones de programas, los dos OS establecerán conjuntamente los programas de intercambio previstos en la interconexión entre Francia y España.

Una vez establecidos estos programas de intercambio, los OS aplicarán la regla «usado o perdido» a las capacidades asignadas en horizonte intradiario y que no hayan sido nominadas. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán la superposición de los programas firmes existentes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Una vez efectuado el proceso anterior, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a publicar conjuntamente la información correspondiente a los valores de capacidad no utilizados que serán ofrecidos en uno y otro sentido de flujo en la segunda subasta explícita intradiaria de la capacidad de intercambio.

Una vez realizada esta segunda subasta explícita intradiaria, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a la comunicación de los resultados de la misma a todos y cada uno de los sujetos que han resultado adjudicatarios de capacidad en la misma.

El OS pondrá a disposición de los SM el valor total de las autorizaciones para la programación como resultado de esta segunda subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo.

El OS pondrá a disposición del OM las autorizaciones para la programación establecidas tras esta segunda subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad total de intercambio autorizada a cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas para las cuatro primeras horas de la primera sesión y en la sexta sesión del mercado intradiario.

5.8 Requerimientos de reserva de potencia adicional a subir: Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de potencia adicional a subir para cada uno de los periodos del horizonte de programación del día siguiente que sean necesarios, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir.

Estos requerimientos de reserva de potencia adicional a subir serán publicados por el OS antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el Anexo I.

5.9 Asignación de reserva de potencia adicional a subir: Una vez publicados los requerimientos de reserva de potencia adicional a subir, el OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de reserva de potencia adicional a subir, conforme a los horarios fijados para este proceso de intercambio de información en el Anexo I, salvo otra indicación del OS que será comunicada previamente a todos los SM.

Con las ofertas de reserva de potencia adicional a subir recibidas, el OS asignará la prestación de este servicio con criterios de mínimo coste, siguiendo el proceso descrito en el procedimiento de operación por el que se establece la contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir.

No más tarde de la hora límite establecida en el Anexo I, el OS publicará, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la asignación de reserva de potencia adicional a subir, para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

A partir de la puesta a disposición de la información relativa a la asignación de reserva de potencia adicional a subir, los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y/o anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales de retrasos en la publicación de la asignación de reserva de potencia adicional a subir, u otras circunstancias que así lo hicieran necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones a la asignación de reserva de potencia adicional a subir, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de la reducción de este periodo de recepción de reclamaciones a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una anomalía imputable al OS, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS realizará las actuaciones oportunas para su resolución y procederá a la publicación de una nueva versión de la asignación de reserva de potencia adicional a subir, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

5.10 Requerimientos de reserva de regulación secundaria: Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación secundaria para cada uno de los periodos de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de reserva de regulación secundaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados por el OS antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I.

5.11 Asignación de reserva de regulación secundaria: Una vez publicados los requerimientos de reserva de regulación secundaria, el OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria, proceso que se cerrará a la hora establecida a estos efectos en el Anexo I, salvo otra indicación del OS que será comunicada previamente a todos los SM titulares de zonas de regulación habilitadas para la prestación de este servicio.

Con las ofertas de reserva de regulación secundaria recibidas, el OS asignará la prestación del servicio de regulación secundaria con criterios de mínimo coste, siguiendo el proceso descrito en el procedimiento de operación por el que se establece la prestación del servicio de regulación secundaria.

No más tarde de la hora establecida para los intercambios de información en el Anexo I, el OS publicará, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la asignación de reserva de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

A partir de la puesta a disposición de la asignación de reserva secundaria, los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación de la asignación de reserva secundaria, u otras circunstancias que así lo hagan necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones a la asignación de reserva secundaria, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, e informando previamente de esta reducción del plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una anomalía imputable al OS, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS realizará las actuaciones oportunas para su resolución y procederá a la publicación de una nueva versión de la asignación de reserva secundaria, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

5.12 Requerimientos de reserva de regulación terciaria: Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación terciaria para cada uno de los periodos de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de reserva de regulación terciaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I.

5.13 Ofertas de regulación terciaria: El día D-1, antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el Anexo I, los SM deberán presentar ofertas de toda la reserva de regulación terciaria que tengan disponible tanto a subir como a bajar para todo el horizonte de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de regulación terciaria. Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los SM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o disponibilidad de sus unidades de producción, siendo obligatoria la oferta de toda la reserva de regulación terciaria disponible en cada unidad.

6. Mercado Intradiario (MI)

En el horario establecido en el Anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la capacidad total de intercambio asignada para cada sujeto en cada sentido de flujo, establecida tras la subasta explícita intradiaria de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España aplicable a dicha sesión del MI, al objeto de que dicha información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas a dicha sesión del MI.

Las unidades de programación afectas a contratos bilaterales con entrega física podrán efectuar ajustes de programa mediante la presentación de ofertas de venta y de adquisición de energía en las diferentes sesiones del MI.

De acuerdo con los horarios establecidos en el Anexo I de este procedimiento, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en el mercado intradiario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español con los programas de energía contratados en el mercado intradiario, el orden de mérito de las ofertas de venta y de adquisición de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado intradiario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal de cada una de las sesiones del mercado intradiario correspondiente a las zonas de oferta de España y de Portugal para cada periodo de programación.

Tras la comunicación por el OM del programa resultante de la casación de ofertas, para las unidades de oferta localizadas al sistema eléctrico peninsular español, correspondiente a cada una de las sesiones del MI, el OS recibirá de los sujetos del mercado, la misma información facilitada por éstos para la elaboración del PDBF:

Nominaciones de programas por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) estén integradas dos o más unidades de programación. Los programas por unidad de programación nominados deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad.

En el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta asociada comunicado por el OM para la correspondiente sesión del MI, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

A) La unidad de oferta vende energía en el MI:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.

2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

3. Sí una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no hubiera sido asignado el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con un mayor valor de potencia máxima.

B) La unidad de oferta recompra energía en el MI:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.

2. Respetando la ordenación del punto 1, se irá reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada casado en la correspondiente sesión del MI.

Desagregaciones de programas por unidades físicas o, en su caso, por unidades de producción equivalentes.

El OS, teniendo en cuenta toda la información anteriormente mencionada, realizará un análisis de seguridad para identificar las posibles restricciones técnicas y, en su caso, las resolverá seleccionando la retirada de este proceso de casación de aquellas ofertas de unidades localizadas en el sistema eléctrico peninsular español que den lugar a dichas restricciones técnicas, así como la retirada de aquellas otras ofertas de unidades localizadas en el sistema eléctrico peninsular español adicionales necesarias para el posterior reequilibrio del programa resultante de dicha sesión del MI.

El programa PHF de unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español se establecerá por el OS a partir del resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de ofertas en el mercado intradiario, una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior. El programa PHF mantendrá el flujo de energía existente entre el sistema español y el portugués como resultado del proceso de casación del mercado intradiario.

El OS procederá a publicar el programa horario final (PHF), con una antelación no inferior a 15 minutos respecto al inicio del horizonte de aplicación de la correspondiente sesión del MI, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del PHF, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán las medidas necesarias para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

En aquellos casos en los que, por algún retraso u otro condicionante operativo, no sea posible la publicación del correspondiente PHF antes del inicio del horizonte de aplicación de una sesión del MI, el OS procederá a suspender la aplicación del PHF en dicha hora, comunicando este hecho a los SM y al OM, a los efectos oportunos.

7. Intercambios de información posteriores al mercado intradiario para la programación de los intercambios internacionales

A la hora de establecer los valores finales de los programas de intercambio que serán tenidos en consideración para el establecimiento del valor de ajuste del sistema de regulación frecuencia-potencia encargado de controlar el intercambio de energía entre los dos sistemas eléctricos que comparten cada interconexión eléctrica, sólo serán tenidos en consideración aquellos programas de energía que hayan sido correctamente nominados, y con respeto de los plazos establecidos.

Con posterioridad a cada sesión del MI, el OS intercambiará con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos la información de las nominaciones de programas de energía de los SM, al objeto de establecer de forma conjunta los valores finales de los programas de intercambio en la correspondiente interconexión.

Este mismo intercambio de información se llevará a cabo también en aquellos casos en los que habiéndose identificado una situación de congestión en una interconexión internacional durante la operación en tiempo real, sea preciso proceder a la resolución de dicha congestión mediante la aplicación de una reducción de los programas de intercambio previstos.

8. Gestión de desvíos

Los desvíos entre generación y consumo motivados por indisponibilidades y/o desvíos del equipo generador respecto al programa resultante del mercado y/o por modificaciones en la previsión de la demanda y/o de las previsiones de entregas de producción eólica y solar, podrán ser resueltos mediante la aplicación del mecanismo de gestión de desvíos, siempre y cuando se cumplan las condiciones de aplicación de este mecanismo fijadas en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de los desvíos generación-consumo.

La solución de estos desvíos abarcará como máximo hasta la hora de inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión del MI.

9. Programación en tiempo real

9.1 Programas horarios operativos (P48): Los P48 son los programas horarios que resultan tras la incorporación de todas las asignaciones efectuadas en firme hasta el momento de la publicación de estos programas de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español.

Cada uno de los P48 se publicará de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, con una antelación no inferior a 15 minutos respecto al cambio de hora.

9.2 Actuaciones inmediatas ante desequilibrios en tiempo real: En el momento en que se produzca una incidencia con desequilibrio entre la generación y el consumo, se producirá, de forma automática, la actuación inmediata de la regulación primaria y secundaria para corregir el desequilibrio, con la consiguiente pérdida de reserva de regulación.

Sí la reserva de regulación secundaria se redujera por debajo de los niveles deseables por razones de seguridad del sistema, el OS requerirá la utilización de reserva de regulación terciaria para regenerar la reserva secundaria, aplicando para ello el procedimiento de operación por el que se establece la prestación del servicio de regulación terciaria.

9.3 Modificaciones de los P48: La modificación de un P48 respecto del anterior podrá venir motivada por:

a) Modificaciones de los programas de venta y de adquisición de energía efectuadas en las sesiones del MI, o por aplicación del procedimiento de gestión de desvíos, o por asignación de ofertas de regulación terciaria.

b) Indisponibilidades sobrevenidas de las unidades físicas de producción en el período que media entre la comunicación de dos P48 consecutivos.

c) Previsiones de la evolución de la demanda y/o de la producción de origen eólico y solar hasta la siguiente sesión del MI, realizadas por el OS, y que difieran de la demanda total y/o de la producción eólica y solar programadas resultantes de la anterior sesión del MI.

d) Solución de situaciones de alerta por restricciones en tiempo real.

e) Comunicación fehaciente del sujeto de mercado de una unidad de programación de producción, o de consumo de bombeo, de la existencia de desvíos sobre programa por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.

f) Comunicación fehaciente del operador de un sistema eléctrico vecino de la no conformidad total o parcial del programa de intercambio de energía que tiene previsto ejecutar un sujeto del mercado.

9.4 Resolución de restricciones detectadas en tiempo real: La modificación de la programación para la resolución de las restricciones identificadas en tiempo real se efectuará conforme al procedimiento de operación por el que se establece el proceso de resolución de restricciones técnicas.

10. Programa cierre (P48CIERRE)

Una vez finalizado el horizonte diario de programación, el OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación, el programa cierre (P48CIERRE) correspondiente a los programas finales de producción y consumo resultantes de los diferentes mercados y de la participación en los servicios de ajuste del sistema.

11. Información al OM y a los sujetos del mercado

Todos los intercambios de información entre el OS y el OM y entre el OS y los SM realizados en el marco del proceso de programación de la generación, serán efectuados utilizando los medios y la estructura prevista en las ediciones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los sujetos del mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

12. Unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español

El proceso de programación diaria de la generación está basado en la gestión de los programas de energía de las diferentes unidades de programación correspondientes a la venta y a la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular español. A continuación se definen y describen en detalle algunos términos asociados a la gestión de las unidades de programación.

12.1 Definición de Unidad de Programación: La Unidad de Programación es la unidad elemental de representación de los programas de energía definidos en este Procedimiento de Operación.

Las Unidades de Programación permiten la integración en el mercado peninsular español de los programas de venta o de adquisición de energía correspondientes a una instalación individual, a la que se denominará Unidad Física (UF), o a un conjunto de ellas según los criterios establecidos en el Anexo II de este procedimiento. Permiten también la integración en el mercado de los programas de importación y de exportación de energía realizados a través de las interconexiones internacionales.

En el Anexo II de este procedimiento se define también la Unidad de Programación Genérica (UPG), y los posibles usos de la misma.

La Unidad de Programación (UP) y, en su caso, la Unidad de Programación Genérica (UPG) es también la unidad básica fundamental para la anotación de los derechos de cobro y las obligaciones de pago que le correspondan en el Registro de Anotaciones en Cuenta del OS.

Los códigos de identificación de estas unidades serán facilitados por el OS una vez sean aceptadas como Unidad de Programación y/o Unidad de Programación Genérica del sistema eléctrico español.

Cada Unidad de Programación y cada Unidad de Programación Genérica podrán tener asociados programas de energía correspondientes a las distintas formas de contratación.

En el caso de unidades de producción de propiedad compartida, la Unidad de Programación será única, pudiendo variar en el tiempo el copropietario que actúe en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

El OS facilitará periódicamente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la relación existente entre Unidades Físicas, unidades de programación y, en su caso, los, «Códigos de la instalación de producción a efectos de liquidación» (CIL).

12.2 Titular de la Unidad de Programación: El titular de la Unidad de Programación (o de la Unidad de Programación Genérica) será el Sujeto del mercado responsable de dicha Unidad de Programación (o Unidad de Programación Genérica) en el mercado de producción español.

En el caso de Unidades de Programación correspondientes a instalaciones de producción o a consumidores directos en mercado, el titular de la Unidad de Programación será el propietario de la instalación, entendiendo como tal a aquel sujeto que disponga de los

derechos de explotación de la instalación, o el copropietario que ejerza en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

En el caso de las Unidades de Programación definidas en el apartado 1 e) del Anexo II de este procedimiento, correspondientes a Sujetos Representantes, Comercializadores de Referencia o Comercializadores, el titular de dicha Unidad de Programación será el propio Sujeto Representante, Comercializador de Referencia o Comercializador.

En el caso de Unidades de Programación utilizadas para integrar en el mercado las transacciones de importación o de exportación de energía realizados a través de las interconexiones internacionales, el titular de la Unidad de Programación será el Sujeto del mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

En el caso de Unidades de Programación utilizadas para la integración en el mercado de producción de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), los titulares de la Unidades de Programación Genéricas serán, respectivamente, el SM vendedor y el SM tenedor de opciones de compra de energía.

En el caso de Unidades de Programación Genéricas utilizadas para la comunicación de transacciones internacionales firmes en la interconexión con Francia el titular de la Unidad de Programación será el Sujeto del mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

Corresponderá al Sujeto Titular:

a) La solicitud de alta, baja y comunicación de modificaciones relativas a la unidad de programación en el sistema de información del OS.

b) En su caso, la comunicación al OS de la designación de un Sujeto Representante (RST) para la gestión diaria de dicha Unidad de Programación.

c) Comunicar al OS los programas horarios de energía de dicha Unidad de Programación, comunicando, además, en su caso, las Unidades de Programación que actúan de contrapartes en el caso de las transacciones correspondientes a contratos bilaterales con entrega física.

d) Facilitar al OS los programas desagregados por unidades físicas y/o, en su caso, por unidades de producción equivalentes, de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha Unidad de Programación.

e) Interlocución para el intercambio de información con el OS.

12.3 Representante de la Unidad de Programación: El Representante de una Unidad de Programación será un sujeto del mercado designado por el sujeto titular de la Unidad de Programación para actuar por cuenta del titular, bien en nombre propio o en nombre ajeno, en el Mercado de Producción Español utilizando para ello las mismas Unidades de Programación que utilizaría el sujeto titular excepto en los casos establecidos en el Anexo II.

La designación del Sujeto Representante de la Unidad de Programación se efectuará mediante la presentación por el Sujeto Titular ante el OS del correspondiente poder notarial que acredite este hecho.

El Representante de la Unidad de Programación será el responsable de la ejecución de las funciones enumeradas en el apartado anterior en los puntos a), salvo la comunicación de altas y bajas que deberá ser realizada por el sujeto titular de la unidad de programación, b), en el caso de que sea el representante el que deja de representar al sujeto titular y c) a e), ambos inclusive.

En aquellos casos en los que un Comercializador integre en el mercado producción nacional, dicho Comercializador actuará a todos los efectos como Sujeto del Mercado directamente asociado a dichas Unidades de Programación.

12.4 Sujeto del Mercado asociado a las Unidades de Programación: Deberá ser entendido como aplicable a los Sujetos Titulares y a los Representantes de unidades de programación.

13. Pruebas de los nuevos sistemas de información

Antes de poner en funcionamiento cualquier nuevo intercambio de información, el OS propondrá una fase previa de realización de las pertinentes pruebas de intercambios de información entre todos los sujetos afectados.

ANEXO I

Horarios establecidos para los intercambios de información

• Horarios de publicación de programas y otros intercambios de información.

Concepto	Hora
Notificación del OS a los SM de las autorizaciones para la programación relativas a los derechos físicos de capacidad asignados en subastas explícitas en la interconexión Francia–España.	D-2 ≤ 16:00 horas
Nominación de los SM al OS (sistema eléctrico español) de la capacidad asignada en las subastas explicitas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	≤ 7:45 horas
El OS pone a disposición del OM y de los SM la información de los derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	≤ 08:15 horas
En su caso, la EASEP realiza una nominación indirecta de los CBEP con entrega física formalizados entre UPG de los SM vendedor y comprador.	≤ 8:45 horas
En su caso, el OS pone a disposición de los SM la información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física de tipo CBEP.	≤ 08:50 horas
Comunicación por los SM al OS de las nominaciones de contratos bilaterales: Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones fuera del ámbito del MIBEL en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad. Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.	≤ 10:15 horas
Publicación por el OS de la información previa al MD.	≤ 10:30 horas
El OS pondrá a disposición del OM los valores de capacidad máxima en las interconexiones internacionales utilizables en el proceso de casación de ofertas en el Mercado Diario (ATC).	≤ 10:30 horas
Puesta a disposición del OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al MD.	
Publicación PDBC.	≤ 13:00 horas
Envío por los SM al OS de las nominaciones de programa por unidad de programación: Nominaciones de contratos bilaterales después del MD. Nominaciones de programa de Unidades de Programación UP, integradas junto a otras UP en una misma unidad de oferta. En caso de desacoplamiento de mercados y celebración de la Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España, nominación de los contratos bilaterales internacionales con entrega física entre la UPG y la unidad en frontera. Envío de los SM al OS del programa correspondiente a: Desagregaciones de UP en UF. Potencia hidráulica máxima y mínima por unidad de programación hidráulica.	≤ 13:00 horas (en todo caso, hasta 30 min tras la publicación del PDBC)
Publicación PDBF.	≤ 14:00 horas (en todo caso, hasta 60 min tras publicación PDBC)
Presentación de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas.	Hasta 30 min tras publicación PDBF
Puesta a disposición de los SM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada, en caso de congestión, en las interconexiones sin procedimiento coordinado de asignación de capacidad.	≤ 16:00 horas
Publicación PDVP.	≤ 16:00 horas (en todo caso, hasta 120 min tras publicación PDBF).
Requerimientos de reserva de regulación secundaria.	≤ 16:00 horas

Concepto	Hora
Requerimientos de reserva de potencia adicional a subir.	Tras publicación del PDVP.
Presentación de ofertas de reserva de potencia adicional a subir.	16:20 horas (en todo caso, hasta trascurridos 30 min. tras publicación de los requerimientos de reserva de potencia adicional a subir, cuando la publicación sea posterior a las 15:50 horas).
Asignación de reserva de potencia adicional a subir.	≤ 17:00 horas (en todo caso, hasta 60 min tras publicación PDVP).
Presentación de ofertas de regulación secundaria.	≤ 17:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras la publicación del PDVP, o en su caso, hasta 30 minutos tras la publicación de los resultados de la asignación de reserva de potencia adicional a subir).
Asignación de reserva de regulación secundaria.	≤ 17:45 horas
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	≤ 21:00 horas
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	≤ 23:00 horas

Notas:

D: Día de programación. Salvo otra indicación, todos los horarios anteriores corresponden al día D-1 (día inmediatamente anterior al de operación).

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, mediante los correspondientes mensajes específicos y plazos de envío, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de nuevas versiones de estas publicaciones (Comunicación de bilaterales, PDBF, PDVP y PHF), manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y el OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

En caso de que se produzcan retrasos en alguna otra publicación se modificarán los horarios según se describe en el texto del Procedimiento de Operación. Sí como consecuencia de estos retrasos se viera afectada la secuencia de programación de la operación, el OS informará oportunamente a los SM mediante la página Web de Sujetos del Mercado del eSIOS.

• Horarios de publicación de los PHF tras las sesiones del mercado intradiario

	Sesión 1.ª	Sesión 2.ª	Sesión 3.ª	Sesión 4.ª	Sesión 5.ª	Sesión 6.ª
Apertura de sesión	17:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Cierre de sesión	18:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación	19:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Recepción de nominaciones por UP y desagregaciones de programa	20:00	23:00	3:00	6:00	10:00	14:00
Análisis de restricciones	20:10	23:10	3:10	6:10	10:10	14:10
Recuadre tras restricciones						
Publicación PHF	20:20	23:20	3:20	6:20	10:20	14:20
Horizonte de programación	27 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 horas	9 horas
(Periodos horarios)	(22-24)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(12-24)	(16-24)

• Horarios del sistema coordinado de subastas explícitas intradiarias de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España

	1.ª Subasta intradiaria (D-1)	2.ª Subasta intradiaria (D)
Límite para la nominación a los OS de la capacidad previamente adquirida	15:00	10:25
Intercambio de nominaciones entre OS	15:35-15:40	10:35-10:40

	1.ª Subasta intradiaria (D-1)	2.ª Subasta intradiaria (D)
Publicación de la especificación de la subasta	16:05	11:05
Apertura periodo recepción ofertas	16:15	11:15
Cierre periodo recepción ofertas	16:45	11:45
Comunicación resultados de la Subasta a los SM	17:00	12:00
Comunicación a los SM y al OM de las capacidades asignadas	17:15	12:15

ANEXO II

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

Los criterios para la organización de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español son:

1. Unidades de programación para la entrega de energía

a) Grupo térmico no incluido en el apartado d de este anexo de potencia neta máxima superior o igual a 100 MW:

Se constituirá una única unidad de programación por cada grupo térmico de potencia neta superior o igual a 100 MW, conforme al valor de potencia neta del Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente, entendiéndose bajo el término de grupo térmico el constituido por un conjunto de uno o más generadores eléctricos basados en motores térmicos y acoplados mecánica o térmicamente, pudiendo estar dispuestos sobre ejes diferentes y que comparten el mismo nudo de conexión a la Red de Transporte o a la Red de Distribución.

Las unidades de programación serán clasificadas, atendiendo a la información sobre su combustible principal obtenida del Registro Administrativo correspondiente, en los siguientes tipos: nuclear, gas natural-ciclo combinado, carbón-hulla subbituminosa o lignito, carbón-hulla antracita, fuel y gas natural.

Una unidad de programación térmica estará compuesta de una sola unidad física, entendiendo como tal, cada clave diferenciada del correspondiente Registro Administrativo, salvo en el caso de centrales multieje, como determinados grupos de ciclo combinado (X turbinas de gas más Y turbinas de vapor), que integrarán tantas unidades físicas como número de motores térmicos los componen.

Con carácter excepcional, el Operador del Sistema podrá solicitar que determinadas grupos térmicos de potencia neta inferior a 100 MW, por su relevancia para la operación del sistema, se constituyan en una unidad de programación.

b) Unidades de gestión hidráulica:

Se constituirá una única unidad de programación por cada conjunto de centrales hidroeléctricas (incluidas aquéllas pertenecientes a los subgrupos b.4.1, b.4.2, b.5.1 y b.5.2 establecidos en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio) que pertenezcan a una misma Unidad de Gestión Hidráulica (UGH) debidamente constituida, conforme a los criterios establecidos en la regulación vigente.

Cada Unidad de Gestión Hidráulica estará compuesta por varias unidades físicas. Se considerará como unidad física a cada instalación, entendiendo como tal, cada clave diferenciada del Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente a una central hidroeléctrica.

c) Unidades de generación pertenecientes a centrales reversibles de bombeo:

Se constituirá una única unidad de programación para el conjunto de grupos de bombeo asociados a una central reversible de bombeo puro que evacúe en un determinado nudo de la Red de Transporte o de Distribución.

Cada unidad de programación estará compuesta por tantas unidades físicas como grupos de bombeo tenga asociados, entendiendo como grupo de bombeo, cada clave diferenciada del Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente.

Esta unidad de programación para la entrega de energía será diferente de la unidad de programación (y de las correspondientes unidades físicas) que se asignará (asignarán) a la misma instalación para la programación del consumo de bombeo de ese mismo conjunto de grupos.

Las instalaciones pertenecientes a centrales reversibles de bombeo se clasificarán a nivel de unidad física en instalaciones asociadas a bombeo puro y a bombeo mixto, A estos efectos y para las instalaciones inscritas en la sección primera del Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica se utilizará la información establecida a este respecto en el citado registro.

d) Unidades de generación pertenecientes a instalaciones o agrupaciones de instalaciones renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos, de potencia neta superior a 1 MW:

Con carácter general, para instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable (salvo UGHs), instalaciones de cogeneración e instalaciones que utilicen residuos como fuente de energía primaria, y cuya potencia neta o suma de potencias netas sea superior a 1 MW, se constituirá una única unidad de programación para la entrega de energía, por sujeto del mercado y tipo de producción UP, conforme a lo establecido en el siguiente cuadro:

Tipo de producción UP	Tipo de producción UF
Gas Natural - Cogeneración.	
Derivados del petróleo o carbón.	
Energía residual de instalaciones no productoras de energía eléctrica.	
Solar fotovoltaica.	
Solar térmica.	
Eólica Terrestre.	
Eólica Marina.	
Hidráulica - No UGH.	Fluyente/Embalse.
Oceanotérmica, geotérmica.	
Biomasa.	
Biogás.	
Residuos domésticos y similares.	
Residuos varios.	
Subproductos minería.	

En su caso, estas instalaciones se clasificarán atendiendo a la información relativa a su combustible principal, obtenida del Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente.

De esta forma, cada sujeto del mercado dispondrá, con carácter general, como máximo, de tantas unidades de programación como tipos de producción definidos en el cuadro anterior compongan su parque de generación, de modo que cada unidad de programación integre en el mercado la generación de un único tipo de producción.

Cada unidad de programación estará compuesta a su vez por una o más unidades físicas con el mismo tipo de producción que la unidad de programación.

Se considerarán como unidades físicas:

• Cada instalación, entendiendo como tal, cada clave diferenciada del correspondiente Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. En el caso de que para una clave diferenciada exista más de un CIL, se podrán dar de alta tantas unidades físicas como número de CIL asociados existan para esta clave con el mismo combustible.

• Cada agrupación de instalaciones, de acuerdo con la definición dada en el artículo 7.c del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Adicionalmente, y respetando los criterios de sujeto del mercado y tipo de producción de la unidad de programación, en su caso se deberán distinguir, de forma específica, tantas unidades de programación como sean necesarias, al objeto de poder diferenciar entre:

• Generación gestionable y no gestionable de acuerdo con la definición dada en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, sólo en caso de instalaciones renovables, para la aplicación de los criterios de prioridad de despacho.

• Generación a la que le son de aplicación / no le son de aplicación los criterios de prioridad de despacho.

• Generación habilitada / no habilitada para la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo (regulación secundaria, regulación terciaria y/o gestión de desvíos).

Asimismo, en el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, el sujeto del mercado dispondrá de la correspondiente unidad de programación específica con una o varias unidades físicas, atendiendo a criterios técnicos u operativos debidamente justificados.

e) Unidades de generación pertenecientes a instalaciones renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos de potencia neta menor o igual a 1 MW:

Con carácter general, se constituirá una única unidad de programación de generación perteneciente a instalaciones renovables, de cogeneración y de residuos de potencia neta menor o igual a 1 MW por sujeto del mercado y tipo de producción UP, conforme a lo establecido en el siguiente cuadro:

Tipo de producción UP	Tipo de producción UF
Gas Natural - Cogeneración.	
Derivados del petróleo o carbón.	
Energía residual de instalaciones no productoras de energía eléctrica.	
Solar fotovoltaica.	
Solar térmica.	
Eólica Terrestre.	
Eólica Marina.	
Hidráulica - No UGH.	Fluyente/Embalse.
Oceanotérmica, geotérmica.	
Biomasa.	
Biogás.	
Residuos domésticos y similares.	
Residuos varios.	
Subproductos minería.	

De esta forma, cada sujeto del mercado dispondrá, con carácter general, como máximo, de tantas unidades de programación como tipos de producción definidos en el cuadro anterior compongan su parque de generación, de modo que cada unidad de programación integre en el mercado la generación de un único tipo de producción.

Cada unidad de programación estará compuesta por una única unidad física que agrupará a todas las instalaciones de potencia neta menor o igual a 1 MW del mismo tipo de producción y sujeto del mercado. Se entenderá como instalación, cada clave diferenciada del correspondiente Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Asimismo, y respetando los criterios de sujeto del mercado y tipo de producción de la unidad de programación, en su caso, se deberán distinguir, de forma específica, tantas unidades de programación como sean necesarias al objeto de poder diferenciar entre:

• Generación gestionable y no gestionable de acuerdo con la definición dada en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, sólo en caso de instalaciones renovables, para la aplicación de los criterios de prioridad de despacho.

• Generación a la que le son de aplicación / no le son de aplicación los criterios de prioridad de despacho.

En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, como por la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo, entre otros, el sujeto del mercado podrá disponer de la correspondiente unidad de programación específica

integrada, a su vez, por unidades físicas individuales, atendiendo a criterios técnicos u operativos debidamente justificados. En este caso, a la unidad de programación en cuestión (integrada por instalaciones de potencia neta menor o igual a 1 MW) le serán de aplicación los criterios establecidos en el apartado anterior.

f) Unidades de venta de energía para la importación de energía:

Cada sujeto autorizado para la importación de energía desde sistemas externos al sistema eléctrico español dispondrá de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía importada a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización para la importación de energía.

Consideraciones sobre el sujeto del mercado asociado a las unidades de programación para la entrega de energía:

El sujeto del mercado asociado a las unidades de programación que representan a unidades de generación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español, a las que se refieren los apartados 1.a, 1.b, 1.c y 1.d anteriores, podrá ser, en cumplimiento de la legislación vigente:

• El propio Sujeto del Mercado Productor, propietario de las instalaciones de producción o bien el copropietario que actúe en cada momento como responsable de dichas instalaciones ante el Operador del Sistema, en el caso de centrales de propiedad compartida.
• Un Sujeto del Mercado que actúe como Representante por cuenta ajena indirecta (en nombre propio). El representante de sujetos propietarios de instalaciones de producción podrá actuar con sus propias unidades de programación de representante, o con la unidad de programación del sujeto del mercado propietario de la instalación.
• Un Sujeto del Mercado que actúe como Representante por cuenta ajena directa (en nombre ajeno). En este caso el representante de sujetos del mercado propietarios de instalaciones de producción actuará con la unidad de programación del sujeto del mercado propietario de la instalación.
• Un Sujeto del Mercado Comercializador autorizado para la venta de energía. El comercializador que establezca un contrato de comercialización con sujetos propietarios de instalaciones de producción actuará con las propias unidades de programación del sujeto comercializador.

En el caso del apartado 1.e, el sujeto del mercado asociado a las correspondientes unidades de programación podrá ser únicamente un Representante o un Comercializador, siempre y cuando dispongan de representante o comercializador. En caso de no disponer de Representante o Comercializador, podrá actuar con las unidades de programación del Productor.

Consideraciones sobre las instalaciones renovables y las cogeneraciones de alta eficiencia:

A efectos de la organización de las unidades de programación y de la aplicación de los criterios de prioridad de despacho establecidos en la Ley del Sector Eléctrico 24/2013 y en el Real Decreto 413/2014:

• El OS considerará una instalación como renovable cuando la instalación esté clasificada dentro de la categoría b del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. A estos efectos, se consideran incluidas en la categoría b del citado Real Decreto, las instalaciones de producción inscritas en la sección primera del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica como hidráulica de tipo embalse o fluyente, y las instalaciones de la sección segunda que aparezca dicha categoría b en su inscripción en el registro.
• El OS considerará una instalación como cogeneración de alta eficiencia cuando cumpla los requisitos establecidos en el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración. Estos requisitos se podrán acreditar por la CNMC para las instalaciones de cogeneración con régimen retributivo específico o, en el caso de no tener reconocido el

régimen retributivo específico, mediante un certificado de una entidad reconocida por la Administración competente en la que se determine la eficiencia del proceso de cogeneración. El sujeto del mercado deberá presentar esta certificación al OS por los medios que éste establezca a tal efecto.

• El OS considerará el carácter fluyente o de embalse de las unidades físicas de acuerdo a la información disponible en el Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, o en su defecto se considerará que la instalación es de tipo fluyente, salvo acreditación oficial respecto a su carácter de instalación asociada a un embalse, que deberá ser presentada al OS por los medios que éste establezca a tal efecto.

2. Unidades de programación para la toma de energía

a) Adquisición de energía por Comercializadores:

Cada Sujeto Comercializador en Mercado será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español.

b) Adquisición de energía por Consumidores Directos en Mercado:

Cada Sujeto Consumidor Directo en Mercado será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español de los que sea Sujeto de Liquidación con la misma fiscalidad del Impuesto de Electricidad.

Cada Sujeto Representante en nombre propio y por cuenta ajena (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y el Operador del Mercado de un Consumidor Directo en Mercado, será titular de una única unidad de programación para el suministro a todos sus Consumidores Directos en Mercado representados dentro del sistema eléctrico peninsular español con la misma fiscalidad del Impuesto de Electricidad.

Cada Sujeto Representante en nombre propio y por cuenta ajena (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y con representación en nombre ajeno y por cuenta ajena (representación directa) ante el Operador del Mercado de un Consumidor Directo en Mercado, podrá utilizar las unidades de programación con las que actuaría el Consumidor Directo en Mercado.

c) Adquisición de energía por Gestores de cargas

Los gestores de cargas que actúen directamente en el mercado dispondrán de una unidad de programación de adquisición de energía en los mismos términos establecidos en el apartado anterior para los Consumidores Directos en Mercado.

d) Adquisición de energía por productores para consumo de bombeo

Cada Sujeto del Mercado (propietario, representante o comercializador) será titular de una única unidad de programación para la adquisición de energía para el consumo de bombeo del conjunto de grupos conectados en un mismo nudo de la Red de Transporte o Distribución.

Esta unidad de programación estará compuesta por tantas unidades físicas como grupos de bombeo integran la unidad de programación, entendiendo como tal, cada clave diferenciada del Registro Administrativo correspondiente.

e) Adquisición de energía por productores para consumos auxiliares:

Cada Sujeto del Mercado (propietario, representante o comercializador) podrá ser titular de una única unidad de programación para la adquisición del consumo horario de servicios auxiliares de todos los servicios auxiliares de sus instalaciones de generación, entendiéndose por servicios auxiliares los definidos en el artículo 3 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

En el caso de las unidades de programación pertenecientes a los apartados 1.a, 1.b y 1.c. de este anexo, cada Sujeto del Mercado que opte por disponer de este tipo de unidades

deberá ser titular de una unidad de programación para adquisición de energía para los consumos auxiliares por cada una de las unidades de programación asociadas

La adquisición de energía por productores para consumos auxiliares se realizará cuando el saldo neto horario de energía sea consumidor.

f) Adquisición de energía para la exportación de energía:

Cada sujeto autorizado para la exportación de energía desde el sistema eléctrico español a sistemas externos será titular de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía exportada a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización.

g) Adquisición de energía en el mercado para el suministro de energía desde el sistema eléctrico peninsular al sistema eléctrico balear:

Cada sujeto del sistema eléctrico balear autorizado para la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular será titular de una unidad de programación para la integración en el mercado del programa de energía a través del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

3. Unidades de programación genéricas

Cada sujeto podrá solicitar disponer de una única unidad de programación genérica que permitirá la programación de entregas o tomas de energía por sujeto en cartera, para:

• La notificación del uso de la capacidad asignada en subastas explícitas en la interconexión entre España y Francia.
• La integración en el mercado de producción de la generación comprometida en contratos bilaterales físicos.
• La integración en el mercado de producción de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), en caso de que el ejercicio de opciones se realice por entrega física.

4. Identificación de unidades de programación y unidades físicas

Cada unidad de programación o unidad física deberá tener asociado el correspondiente Energy Identificación Code (EIC). Este código constituirá la clave única de registro de las unidades en el Operador del Sistema y será el utilizado por el mismo para reportar la información relativa a las unidades de acuerdo con los Reglamentos EU 543/2013 de 14 de julio y EU 1227/2011 (REMIT).

ANEXO III

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico continental portugués

Las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico portugués se establecerán atendiendo a los criterios establecidos por el OS eléctrico portugués.

ANEXO IV

Declaración de alta de contratos bilaterales con entrega física ante el operador del sistema

Los contratos bilaterales con entrega física podrán ser establecidos entre los sujetos del mercado (productores, comercializadores, consumidores directos en mercado y comercializadores de referencia) utilizando las unidades de programación físicas o genéricas establecidas en el Anexo II.

La declaración de contratos bilaterales se realizará desde la página Web de Sujetos del Mercado del eSIOS.

Tras la solicitud de alta del contrato bilateral, el OS revisará si la información sobre el mismo es correcta y completa y procederá a comunicar la fecha de alta del mismo al SM solicitante.

Los contratos bilaterales internacionales para la importación de energía en el ámbito del MIBEL, tendrán asociada únicamente como unidad vendedora la correspondiente unidad de programación para la importación de energía.

Los contratos bilaterales internacionales para la exportación de energía en el ámbito del MIBEL, tendrán asociada únicamente como unidad compradora la correspondiente unidad de programación para la exportación de energía.

Los contratos bilaterales internacionales para la importación/exportación de energía a través de interconexiones para las que esté establecido un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, tendrán asociadas como contraparte de las unidades de programación de importación/exportación, unidades de programación genéricas.

La nominación de estos contratos declarados ante el OS deberá ser acorde con lo establecido en este procedimiento y deberá respetar los horarios de comunicación al OS fijados en el mismo.

ANEXO V

Reclamaciones a la gestión de los mercados de servicios de ajuste del sistema

Una vez publicados los resultados de los procesos de asignación de ofertas de los distintos mercados de servicios de ajuste del sistema, los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a estos procesos mediante la aplicación *«Gestión de Reclamaciones»* puesta a su disposición a estos efectos por el OS, pudiendo adelantar la información referente a la existencia de esta reclamación, a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico dirigido a las direcciones de correo electrónico establecidas específicamente a estos efectos, siendo necesaria, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación informática *«Gestión de Reclamaciones»*, para su consideración como reclamación formal.

El OS gestionará en un plazo no superior a tres días hábiles la comunicación de la resolución de la reclamación al Sujeto que ha presentado la misma. No obstante, se podrá disponer de un plazo mayor, previa justificación.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta finalmente como desestimada, el Sujeto del Mercado dispondrá de un plazo máximo de tres días hábiles para comunicar su conformidad o disconformidad con la misma. Al finalizar dicho plazo, la reclamación quedará cerrada con la conformidad o disconformidad del Sujeto que la presentó. De no mediar dicha comunicación en el plazo indicado, se entenderá su conformidad.

Los conflictos que puedan surgir con relación a una reclamación con disconformidad se resolverán de acuerdo a lo establecido en el artículo 12 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y en la Disposición Transitoria Octava del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

P.O. 3.2 RESTRICCIONES TÉCNICAS

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico peninsular español en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) y en los programas resultantes de las diferentes sesiones del mercado intradiario, así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

• Operador del Sistema (OS).
• Sujetos de Mercado (SM).

En el contenido de este procedimiento de operación, salvo mención expresa contraria, todas las referencias a los sujetos titulares de las unidades de programación deberán ser entendidas como aplicables también a los representantes de sujetos titulares de unidades de programación.

3. Resolución de restricciones técnicas en el mercado diario

3.1 Desagregación de los programas de las unidades de programación de venta y de adquisición de energía y comunicación al OS de otras informaciones necesarias para los análisis de seguridad:

En el plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, los sujetos titulares de unidades de programación facilitarán al OS la información correspondiente a la desagregación en unidades físicas del programa de energía de cada unidad de programación:

Los sujetos titulares de todas y cada una de las unidades de programación integradas por más de una unidad física deberán facilitar al OS la información relativa a las desagregaciones de los programas de energía asignados a cada una de las unidades físicas que integran cada unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Esta desagregación de programas será aplicable, en el caso de las unidades de programación de venta de energía, a todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física y que se correspondan con:

• Unidades de venta correspondientes a un grupo térmico no renovable (UVT) compuesto por varias unidades físicas.
• Unidades de venta de energía correspondientes a centrales reversibles de bombeo (UVBG).
• Unidades de venta de energía correspondientes a instalaciones de producción que utilizan fuentes de energía renovables (UVR).

En el caso de las unidades de programación de adquisición de energía, esta desagregación de programas incluirá a todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física y que se correspondan con unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo (UAB).

Para efectuar este proceso de desagregación de los programas de las unidades de programación en unidades físicas, el OS podrá definir y comunicar previamente a los sujetos titulares de unidades de programación, los criterios, bases y códigos a utilizar para la realización de estas desagregaciones. Estos criterios podrán ser función de las características de las diferentes unidades de programación, pudiendo definir el OS para este objetivo, unidades de producción equivalentes que engloben un conjunto de unidades físicas de potencia neta registrada inferior a un cierto valor, desagregaciones por tecnologías, desagregaciones por nudos del modelo de red utilizado por el OS en los análisis de seguridad, y combinaciones de las anteriores.

3.2 Ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

3.2.1 Periodo para la recepción de ofertas.

Una vez comunicado el PDBF, el OS considerará abierto el periodo de recepción de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas, periodo que se cerrará 30 minutos después de la comunicación del PDBF.

El OS podrá prolongar este plazo de recepción de ofertas, sólo en casos excepcionales y previa comunicación a todos los SM a través de la página Web de SM del sistema eSIOS, comunicación en la que se indicará la nueva hora de cierre del período de recepción de

ofertas, y las causas concretas en las que se ha basado la decisión de la prolongación del periodo de recepción de ofertas.

3.2.2 Presentación de ofertas.

3.2.2.1 Unidades de venta de energía:

Los siguientes sujetos titulares de unidades de venta de energía, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, presentarán las ofertas indicadas en este apartado:

• Producción de grupos térmicos no renovables y centrales reversibles de bombeo.
• Producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.
• Importaciones de energía desde los sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Los tipos de oferta que presentarán las unidades de venta de energía indicadas serán:

• Ofertas de venta de energía. Las ofertas de venta de energía tendrán carácter obligatorio o potestativo.

Las ofertas de venta de energía tendrán carácter obligatorio para todos aquellos sujetos titulares de unidades de programación que, en aplicación de la normativa vigente, están obligados a realizar ofertas de venta para cada periodo de programación. Esta obligación aplicará a la totalidad de la potencia máxima disponible en la correspondiente unidad de programación adicional a la programada en el PDBF, y de forma independiente a que su contratación en el mercado de producción se efectúe a través de la gestión del programa de energía en el mercado diario o mediante la ejecución de contratos bilaterales con entrega física. A estos efectos, se considerará potencia máxima disponible de una unidad de programación al valor máximo de potencia activa del conjunto de unidades físicas integradas en dicha unidad de programación, que no se ve afectado por limitaciones en la capacidad de producción, teniendo en cuenta, en su caso, el recurso de energía primaria disponible en dichas instalaciones.

Las unidades de producción afectas a contratos bilaterales con entrega física cuyo objeto sea la exportación de energía a través de interconexiones eléctricas sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, deberán presentar ofertas de venta de energía por la totalidad de la potencia máxima disponible en la correspondiente unidad de producción, y ello con independencia del programa de venta de energía comprometido en el PDBF, ya que este programa PDBF, en caso de existir una congestión en sentido exportador en dicha interconexión, podría verse reducido o incluso llegar a anularse.

Las ofertas de venta de energía tendrán carácter potestativo para las unidades de venta de energía correspondientes a importaciones de energía desde aquellos sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

• Ofertas de compra de energía. Las ofertas de compra de energía serán de carácter obligatorio para todas las unidades de venta respecto al programa de venta de energía establecido en el PDBF para la correspondiente unidad de venta de energía.

3.2.2.2 Unidades de adquisición de energía:

Los sujetos titulares de unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, presentarán los siguientes tipos de oferta:

• Ofertas de venta de energía que tendrán carácter obligatorio respecto al correspondiente programa de adquisición de energía para consumo de bombeo programado en el PDBF (reducción hasta la anulación del programa de consumo de bombeo del PDBF).
• Ofertas de compra de energía que tendrán carácter potestativo, para el incremento respecto al PDBF del programa de consumo de bombeo de la unidad.

3.2.2.3 Unidades de programación genéricas (UPG): Las unidades de programación genéricas no participarán en la resolución de restricciones técnicas, no aceptándose por ello la presentación de ofertas de restricciones para este tipo de unidades de programación.

3.2.3 Características de las ofertas.

Las ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas serán, con carácter general, ofertas simples, debiendo ser presentadas por el sujeto titular de la correspondiente unidad, y ello con independencia de que dicha unidad de venta o de adquisición pueda estar afecta, además, de forma parcial o total, a uno o más contratos bilaterales con entrega física, para los que se haya comunicado su ejecución para el día siguiente.

En cada oferta se especificará la siguiente información:

• Tipo de oferta (producción, importación o consumo de bombeo).

• Para cada periodo de programación, y respecto a la energía programada en el PDBF se indicará:

Energía a subir:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios crecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada.

Energía a bajar:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios decrecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada.

• Código para la definición del orden de precedencia a considerar para la repercusión de los posibles redespachos de energía a subir aplicados sobre una unidad de consumo de bombeo, y de los posibles redespachos de energía a bajar aplicados sobre una unidad de venta, en caso de que la misma participe simultáneamente en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física (reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y reducción posterior de los contratos bilaterales mediante prorrata entre ellos, prioridad inversa, o bien, aplicación de la regla prorrata sobre todo el conjunto de transacciones).

Las unidades de venta de energía correspondientes a grupos térmicos podrán presentar ofertas complejas que constarán de cuatro términos:

• Ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora.
• Ingresos por unidad de energía producida.
• Ingresos por arranque en frío.
• Ingresos por arranque en caliente.

En el proceso de solución de restricciones técnicas estas ofertas complejas podrán ser tenidas en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien tenga únicamente programa de energía en uno o varios de los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

Adicionalmente en el caso de ciclos combinados multieje el término de arranque en caliente de las ofertas complejas podrá ser tenido en cuenta cuando la asignación de incrementos de programa por seguridad del sistema requiera un cambio en el modo de funcionamiento que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas.

En aquellos casos en los que la oferta compleja sea aplicable, al verificarse la condición anteriormente indicada, la utilización de la misma se efectuará bajo los siguientes criterios:

• Se considerará que la unidad permanece acoplada en un determinado periodo de programación siempre y cuando su programa de producción sea superior a cero en dicho periodo.

• El término correspondiente a los ingresos por unidad de energía producida se especificará mediante un único bloque.

• Arranque en caliente: Arranque programado y/o realizado por la unidad térmica de producción de forma tal que el intervalo de tiempo comprendido desde la última hora con

programa asignado y la hora en la que se programa y/o se realiza el arranque es inferior a 5 horas; y arranque programado y/o realizado por la segunda y sucesivas turbinas de gas de un ciclo combinado multieje, en respuesta a una solicitud específica del OS.

• Arranque en frío: Cualquier otro arranque programado y/o realizado por la unidad térmica de producción que no cumpla la condición anterior.

Los sujetos titulares de unidades de programación a los que sea de aplicación la presentación de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas podrán disponer de ofertas de restricciones por defecto de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información.

3.3 Proceso de resolución de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).

Este proceso consta de dos fases diferenciadas:

Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.
Fase 2: Reequilibrio de producción y demanda.

3.3.1 Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

El objetivo de esta fase es la determinación de las restricciones técnicas que puedan afectar a la ejecución del PDBF, identificando aquellas modificaciones de programa que sean necesarias para la resolución de las restricciones técnicas detectadas, y estableciendo las limitaciones de programa por seguridad necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en la segunda fase del proceso de resolución de restricciones técnicas y en subsiguientes mercados.

3.3.1.1 Identificación de las restricciones técnicas.

3.3.1.1.1 Preparación de los casos de estudio: Los análisis de seguridad para la identificación de las restricciones técnicas tendrán en cuenta la siguiente información:

• La producción y los programas de intercambios internacionales incluidos en el PDBF.
• Las desagregaciones de programas correspondientes a:

– Unidades de venta de energía asociadas a grupos térmicos no renovables (UVT) y centrales reversibles de bombeo (UVBG).
– Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción que utilizan fuentes de energía renovables (UVR) teniendo en cuenta la precisión de la previsión de entregas de producción en aquellas instalaciones cuya producción dependa de las condiciones de su recurso primario.

• La demanda prevista por el OS y la precisión de su previsión.
• La mejor previsión de producción eólica y solar de que disponga el OS.
• La mejor información disponible en relación con:

– Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a elementos de red.
– Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a las unidades físicas de producción y a las unidades de adquisición para consumo de bombeo.

• La demanda se considerará distribuida en los diferentes nudos del modelo de red utilizado por el OS para la realización de los análisis de seguridad. Esta distribución de la demanda por nudos la efectuará el OS, utilizando como soporte para ello las aplicaciones de los sistemas de gestión de energía, y las aplicaciones informáticas y Bases de Datos específicamente diseñadas para los análisis y la resolución de las restricciones técnicas.

3.3.1.1.2 Restricción técnica: Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía.
En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

a) Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

b) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.

c) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.

d) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.

e) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Para la resolución de estas restricciones se aplicarán los mecanismos descritos en el presente procedimiento de operación y en aquellos otros por los que se establece la gestión de los correspondientes servicios de ajuste del sistema.

3.3.1.1.3 Análisis de seguridad: Sobre las bases anteriormente indicadas, el OS efectuará los análisis de seguridad necesarios para todo el horizonte de programación e identificará las restricciones técnicas que afecten al PDBF, de acuerdo con los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad contenidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

Estos casos de estudio utilizados para la realización de los análisis de seguridad del PDBF serán puestos a disposición de los SM, en formato RAW de la aplicación PSS/E, una vez transcurrido el periodo de tiempo establecido, en su caso, por razones de confidencialidad de la información, tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información.

3.3.1.1.4 Resolución de restricciones técnicas: Antes de proceder a la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español, el OS resolverá, en su caso, las congestiones identificadas en el PDBF que afecten a las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, con arreglo a lo establecido en la normativa y en los procedimientos de operación vigentes.

3.3.1.1.5 Resolución de restricciones técnicas en el sistema eléctrico español: Una vez verificada la no existencia de congestiones en las interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, el OS analizará las condiciones de seguridad del sistema eléctrico peninsular español. En el caso de identificarse en el PDBF restricciones técnicas internas al sistema eléctrico español, el OS estudiará para cada conjunto de periodos de programación consecutivos en los que haya identificado restricciones técnicas, las posibles soluciones que técnicamente las resuelvan con un margen de seguridad adecuado.

3.3.1.2 Medios para la resolución de las restricciones técnicas:

Para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF que afecten al sistema eléctrico peninsular español, el OS podrá establecer incrementos o reducciones de la energía programada en el PDBF.

Incremento de la energía programada en el PDBF.

Mediante la utilización de las ofertas de venta de energía presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas por unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción:

- Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables (UVT).
- Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo (UVBG).
- Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables (UVR).

Reducción de la energía programada en el PDBF:

La reducción de la energía programada en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español, se realizará sin utilización

directa de ofertas a estos efectos, siendo consideradas estas reducciones de programa anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

Estas reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF podrán ser aplicadas sobre los siguientes tipos de unidades:

a) Unidades de venta asociadas a instalaciones de producción:

• Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables (UVT).
• Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo (UVBG).
• Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables (UVR).

b) Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo (UAB).

En el caso de que no se disponga de otros medios en el sistema eléctrico peninsular español, o bien exista un riesgo cierto para el suministro en el territorio peninsular nacional, las reducciones de la energía programada en el PDBF se podrán hacer también extensivas a las:

c) Unidades de adquisición correspondientes a programas de exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos (UAE) en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

En situaciones excepcionales, bien por falta de medios en el sistema eléctrico peninsular español o por riesgo cierto para garantizar el suministro en el territorio peninsular español, para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PBF, el OS podrá solicitar a los sistemas eléctricos vecinos interconectados con el sistema eléctrico español, incrementos y/o reducciones de programas de energía en unidades ubicadas en su sistema.

3.3.1.3 Selección y aplicación de los medios de resolución:

Solución de restricciones técnicas mediante el incremento de la energía programada en el PDBF:

En el caso de ser necesarios incrementos de la energía programada en el PDBF, y existir más de una solución técnicamente válida para la solución de la restricción técnica, con un grado de fiabilidad equivalente bajo el punto de vista de la operación del sistema, el OS efectuará una evaluación económica de las posibles soluciones y elegirá aquélla que represente un menor coste siendo calculado éste como la diferencia entre el volumen económico asociado a los redespachos de energía correspondientes a la Fase 1 de solución de restricciones técnicas, y el volumen económico resultante de la valoración de esos mismos redespachos de energía al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

A igualdad de coste para varias soluciones equivalentes en términos de eficacia técnica para la resolución de las restricciones identificadas, el OS seleccionará aquélla que represente un menor movimiento de energía respecto al PDBF, y en caso de ser el mismo para dos o más unidades, dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de instalaciones de producción.

Los incrementos de programa para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía, dando lugar a nuevos programas de energía que estarán establecidos, siempre que así sea posible, en valores enteros de MWh, programas que, en el caso de las unidades de producción, tendrán un valor no inferior al mínimo técnico de la correspondiente unidad, y no superior a la potencia máxima disponible en la unidad, potencia que en el límite será igual a la potencia activa neta registrada para la misma.

Los incrementos de programa respecto al PDBF que sean aplicados para la resolución de las restricciones técnicas serán valorados sobre la base de la oferta presentada para el proceso de resolución de restricciones.

En el caso de ciclos combinados multieje, cuando los incrementos de programa respecto al PDBF requieran un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje, tal que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas adicionales, se retribuirá el

arranque programado y realizado de forma efectiva de cada turbina de gas de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones técnicas que haya sido presentada.

Solución de restricciones técnicas mediante la reducción de la energía programada en el PDBF:

Para la aplicación de reducciones de los programas de energía previstos en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español se tendrá en cuenta la influencia que el programa de energía de cada unidad tiene sobre las restricciones técnicas identificadas, utilizándose a estos efectos los factores de contribución a las restricciones técnicas obtenidos en los análisis de seguridad realizados.

Así, en el caso de que existan varias unidades con una influencia equivalente sobre las restricciones técnicas identificadas, para la resolución de éstas se reducirán los programas de estas unidades mediante la aplicación de la regla prorrata sobre sus correspondientes programas de energía, teniendo en cuenta el siguiente orden de prioridad, siempre y cuando la seguridad del sistema así lo permita:

1. Unidades de producción, excepto instalaciones renovables e instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

2. Unidades de producción correspondientes a instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

3. Unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables gestionables de acuerdo a la definición establecida en el anexo XV del Real decreto 413/2014, de 6 de junio.

4. Unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables no gestionables de acuerdo a la definición establecida en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio: Dentro de este conjunto de unidades, se reducirán en último lugar aquellas cuya adecuación tecnológica, de acuerdo con lo fijado en los procedimientos de operación 12.2 y 12.3, contribuya en mayor medida a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro en el sistema eléctrico peninsular español.

Además, dentro de cada conjunto anterior de unidades, se reducirán en último lugar aquellos generadores que reciban consignas de tensión del OS.

En el caso de que los efectos de los programas de las unidades sobre las restricciones técnicas identificadas no sean equivalentes, la modificación de los programas de las diferentes unidades se efectuará reduciendo, en primer lugar, el programa de la unidad que tiene el mayor factor de contribución, respetando el programa de producción mínima que pueda ser requerido en esta unidad de programación por razones de seguridad del sistema, procediendo a aplicar las sucesivas reducciones siguiendo el orden de los factores de contribución decrecientes obtenidos en los análisis de seguridad.

Las reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía sobre dichas unidades.

Este proceso de reducción de programas dará lugar a nuevos programas de energía que estarán establecidos, siempre que así sea posible, en valores enteros de MWh, programas que, en el caso de las unidades de producción, tendrán un valor no inferior al mínimo técnico de la correspondiente unidad, ni superior a la potencia máxima disponible en la unidad, potencia que en el límite será igual a la potencia activa neta registrada para la misma.

Para ello, una vez reducidos los programas de venta de energía conforme a los correspondientes factores de contribución a las restricciones identificadas, o la aplicación, en su caso, de la regla prorrata para realizar dicha reducción, se establecerá un redondeo de dichos programas, mediante la aplicación de la Norma Internacional ISO 31 B, de forma que todos los programas resultantes estén expresados en valores enteros de MWh.

Las reducciones de programa respecto del PDBF que sean necesarias para la resolución de las restricciones técnicas identificadas, aplicadas tanto sobre unidades de venta de energía, como de adquisición (consumo de bombeo y, en su caso, exportaciones) serán consideradas anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir:

En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en el programa resultante, el OS adoptará las siguientes medidas:

• Aplicar limitaciones de programa mínimo a un valor igual a su mínimo técnico sobre todos los grupos térmicos programados en el PDBF.
• Aplicar limitaciones de programa máximo sobre las unidades de consumo de bombeo.

Cuando las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a subir, el OS procederá a programar el arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales teniendo en cuenta para ello la reserva de potencia a subir que cada uno de los grupos térmicos disponibles y no acoplados, aportaría en su caso al sistema, el tiempo mínimo de arranque en frío o en caliente, según sea el caso, y de programación declarado por la unidad (desde orden de arranque hasta mínimo técnico), así como el coste asociado a la programación del arranque y acoplamiento de cada uno de ellos, con el objeto de asegurar así la reserva adicional de potencia a subir requerida con el mínimo coste asociado.

En este proceso de arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales, el OS tendrá en cuenta los posibles modos de funcionamiento de los ciclos combinados multieje.

El coste de programación de un grupo térmico por insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible será calculado como el cociente entre el coste de programación del grupo a mínimo técnico en todos periodos horarios con insuficiente reserva de potencia a subir y, la potencia máxima disponible del grupo por el número de periodos horarios en los que se requiere la programación de grupos térmicos adicionales.

La reserva de potencia aportada por cada grupo térmico se determinará conforme a la potencia activa máxima disponible en la unidad, valor éste que en el extremo será igual a la potencia activa neta registrada para dicha unidad de producción.

Para esta programación del arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales por razón de insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible, se utilizará, preferentemente, un código de redespacho específico al objeto de poder contabilizar de forma individualizada, tanto el volumen de estos redespachos debidos a una reserva insuficiente de potencia a subir en el sistema, como el coste asociado a la aplicación de los mismos.

Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a bajar.

En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a bajar en el programa resultante, el OS podrá proceder a aplicar limitaciones de programa sobre las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo hasta un valor igual al de su programa en el PDBF, al objeto de evitar posibles reducciones posteriores de este programa de consumo de bombeo.

3.3.1.4 Implementación práctica de la resolución de restricciones:

Para el establecimiento de los redespachos de energía necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se respetarán los valores correspondientes a las potencias mínimas y máximas técnicas de los grupos generadores, y las potencias nominales de las unidades de consumo de bombeo, de acuerdo con la información contenida en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) y otra información complementaria (potencia correspondiente al mínimo técnico de la unidad de producción, potencia nominal de consumo de bombeo, etc.) que, en caso de no estar contenida en el RAIPEE, deberán facilitar al OS los sujetos titulares de las correspondientes unidades programación según lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece la información intercambiada por el OS, y de acuerdo con lo fijado en dicho procedimiento. Se tendrán en cuenta además, las posibles limitaciones transitorias de estos

valores de potencia comunicados también de forma fehaciente por los sujetos titulares de estas unidades al OS.

No serán tenidas en consideración, por el contrario, otras limitaciones distintas, propias de cada unidad de producción, tales como las rampas máximas de subida y bajada de carga de los grupos térmicos, entre otras, que deberán ser gestionadas en el mercado intradiario, cuando así sea necesario, por los sujetos titulares de las correspondientes unidades.

El OS a la hora de aplicar redespachos de energía a subir sobre unidades de venta correspondientes a centrales reversibles de bombeo, tendrá en cuenta la capacidad del vaso superior de dicha central, tanto en términos de la factibilidad del programa total de venta de energía que le podrá ser requerido para la resolución de las restricciones técnicas del PDBF, como en términos de la factibilidad del programa de consumo de bombeo necesario para poder atender a dicho programa de venta de energía resultante de la resolución de las restricciones técnicas. Este programa de consumo de bombeo deberá ser establecido de forma directa por el sujeto titular de la unidad mediante su participación en el mercado intradiario.

Una vez seleccionada, entre el conjunto de soluciones técnicamente válidas, e igualmente eficaces, aquélla que representa un menor coste global, el OS establecerá, las modificaciones de los programas correspondientes a la resolución adoptada, indicando para cada unidad afectada por dicha modificación el tipo y magnitud del redespacho que le es aplicable de forma concreta, para lo que se utilizarán las siguientes calificaciones:

UPO (Unidad con Programa Obligado):

Unidad de venta de energía para la que se requiere el acoplamiento o el incremento de su programa de venta respecto al PDBF.

Unidad de consumo de bombeo, o en su caso, unidad de adquisición de energía correspondiente a una exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, para la que se requiere una reducción de su programa de adquisición respecto al PDBF.

UPL (Unidad con Programa Limitado):

Unidad de venta de energía para la que se requiere una reducción de su programa de venta respecto al PDBF.

Los redespachos de energía correspondientes a la resolución de restricciones técnicas en el mercado diario, una vez incorporados en el PDVP, se considerarán firmes, manteniéndose sin variación el programa de energía incluso en el caso de que desaparezcan las condiciones que han dado lugar a la restricción técnica.

En todos los casos en los que la resolución de restricciones técnicas lleve asociado el acoplamiento, incremento o disminución de producción de unidades físicas concretas, incorporadas en una determinada unidad de venta de energía, y no sea suficiente una modificación global del programa de la unidad de venta de energía correspondiente, el OS definirá, además de la unidad de programación afectada por el redespacho de energía, las unidades físicas y los requisitos aplicables a cada una de ellas de forma detallada, incorporándose estos datos complementarios en áreas procesables de información que formarán parte de los intercambios de información correspondientes a los redespachos y limitaciones de seguridad comunicados por el OS como parte del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF.

En aquellos casos en los que los redespachos de energía sean aplicados sobre una unidad de programación integrada por más de una unidad física, las limitaciones por seguridad podrán afectar también, al igual que se ha indicado antes para los redespachos, únicamente a parte de las unidades físicas que la componen sin que quepa considerar, en estos casos, que estas limitaciones son aplicables necesariamente a todo el conjunto de la correspondiente unidad de programación.

En el caso de la aplicación de redespachos a bajar sobre unidades de venta de energía correspondientes a unidades de producción o a importaciones, o sobre unidades de adquisición para consumo de bombeo o en su caso exportaciones, participando la correspondiente unidad de forma simultánea en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física, el OS procederá a distribuir

el correspondiente redespacho sobre las distintas transacciones en las que participa dicha unidad, teniendo en cuenta para ello el código de definición del orden de precedencia incorporado en la oferta presentada por el titular de dicha unidad para la resolución de las restricciones técnicas. En caso de no haber sido incluido el mencionado código en dicha oferta, se considerará como opción por defecto, la reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y, la reducción posterior de todos los contratos bilaterales en los que interviene la misma unidad aplicando prorrata entre los mismos, cuando sean más de uno.

En el caso de la aplicación de reducciones de programa sobre unidades de adquisición de consumo de bombeo o, en su caso, exportaciones, asociadas a un contrato bilateral físico, se aplicarán después, de forma coordinada, cuando así sea aplicable, redespachos de energía a bajar sobre las unidades de venta asociadas a dicho bilateral, conforme a lo dispuesto en el apartado posterior 3.3.2.1.

3.3.1.5 Establecimiento de limitaciones por seguridad:

Como parte del proceso de resolución de restricciones técnicas, el OS deberá establecer las limitaciones que sean necesarias, por razones de seguridad del sistema, sobre los programas de las diferentes unidades de venta de energía y sobre los programas de adquisición para consumo de bombeo y, en su caso, sobre los programas correspondientes a exportaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos.

La aplicación de estas limitaciones por seguridad tendrá como objetivo evitar la aparición de nuevas restricciones en los procesos posteriores (reequilibrio generación- demanda, mercado intradiario, mercados de regulación secundaria y terciaria, gestión de desvíos generación-consumo y operación en tiempo real).

El OS establecerá estas limitaciones de programa por seguridad con arreglo a las siguientes clasificaciones:

LPMI (Limitación de Programa Mínimo o Límite Inferior) aplicable a:

Unidad de venta de energía programada en el PDBF y/o en el PDVP en la que, por razones de seguridad del sistema, una o más de las unidades físicas que la integran debe mantener un determinado programa mínimo de venta de energía.

Unidad de adquisición de energía programada o no en el PDBF y correspondiente a un consumo de bombeo o, en su caso, a una exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede superar un determinado valor.

LPMA (Limitación de Programa Máximo o Límite Superior) aplicable a:

Unidad de venta de energía programada o no en el PDBF, o programada en el PDVP en la que, por razones de seguridad del sistema, su programa de venta de energía no puede superar un determinado valor.

Unidad de adquisición de energía programada en el PDBF y correspondiente a un consumo de bombeo en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede ser inferior a un determinado valor.

La asignación de limitaciones de programa por seguridad impondrá restricciones a los posteriores programas de venta de energía y/o de adquisición de energía para consumo de bombeo y, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, para las unidades de programación, o en su caso unidades físicas, sobre las que han sido aplicadas dichas limitaciones por seguridad.

La modificación de los programas de energía respecto al PDBF, mediante la aplicación de redespachos de energía de tipo UPO (unidad con programa obligado) y UPL (unidad con programa limitado), para la resolución de las restricciones técnicas identificadas, dará lugar a una asignación automática de limitaciones por seguridad:

a) La aplicación de redespachos de energía para la asignación de un programa obligado (UPO) sobre una determinada unidad de venta de energía dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo (LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre

dicha unidad redespachos de energía a subir (incrementos del programa de venta de energía).

b) La asignación de un programa obligado (UPO) sobre una unidad de adquisición de energía para consumo de bombeo dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo (LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a subir (reducciones del programa de adquisición de energía para consumo de bombeo).

c) La asignación de un programa limitado (UPL) sobre una unidad de venta de energía, dará lugar a la aplicación de una limitación de programa máximo (LPMA), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a bajar (reducciones del programa de venta de energía).

La aplicación de limitaciones de programa por seguridad que establezcan límites de programa mínimo (LPMI) o límites de programa máximo (LPMA) sobre el programa de una unidad de venta de energía o sobre el de adquisición de consumo de bombeo o, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, sólo permitirá la aplicación de redespachos que respeten los límites de potencia máxima a bajar o a subir, respectivamente, para ellos establecidos.

Estas limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad del sistema podrán desaparecer únicamente en aquellos casos en los que el OS elimine o ajuste la correspondiente limitación de seguridad aplicada sobre dicha unidad, al haberse visto modificada la situación del sistema generación-transporte y no presentarse ya las condiciones que imponían dicha restricción de programa.

Cuando las limitaciones por seguridad de programa mínimo (LPMI) o de programa máximo (LPMA) vayan asociadas a unidades físicas concretas y no al conjunto de la unidad de venta, las limitaciones de programa por seguridad en posteriores mercados se asociarán también a estas unidades físicas y no al conjunto de la unidad de venta de energía.

En los casos en los que la limitación de programa mínimo (LPMI) o de programa máximo (LPMA) afecte a un conjunto de unidades de producción o a un conjunto de unidades de adquisición para consumo de bombeo, localizadas en un mismo emplazamiento, zona geográfica o interconexión internacional, el OS establecerá preferentemente estas limitaciones por seguridad de forma global, para su aplicación a un determinado emplazamiento, zona geográfica o interconexión internacional. Estas limitaciones globales podrán coexistir con limitaciones de programa mínimo (LPMI) y/o de programa máximo (LPMA) aplicadas sobre una o varias de las unidades a las que afecta la limitación global.

Cuando de forma transitoria, por una causa sobrevenida, asociada a problemas en el funcionamiento de las aplicaciones informáticas utilizadas para los análisis de seguridad, u otras posibles causas que afecten a la determinación y/o al tratamiento de dichas limitaciones globales, el OS establecerá estos límites de programa por seguridad de forma individual. Para el establecimiento de dichos límites individuales, a igualdad de criterios técnicos, el OS utilizará el orden de mérito de las ofertas presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas.

3.3.1.6 Tratamiento de la resolución de restricciones técnicas en la Red de Distribución:

En el proceso de resolución de restricciones técnicas se analizarán y resolverán las restricciones identificadas en la red de transporte, de acuerdo con los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad contenidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

No obstante, en aquellos casos en los que con el programa de producción previsto, el gestor de la red de distribución identifique la existencia de un problema de seguridad en la red objeto de su gestión, podrá solicitar al OS la introducción de las modificaciones que sean precisas en el PDBF para garantizar la seguridad en la red de distribución afectada.

En tal caso, el gestor de la red de distribución comunicará al OS, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece el intercambio de información, el riesgo existente en la red de distribución objeto de su gestión, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y las modificaciones requeridas en los programas de producción, en el caso de que así sean necesarias. En esta comunicación el gestor de la red

de distribución deberá justificar detalladamente dichos requerimientos, el riesgo existente en la red de distribución y la imposibilidad de adoptar otras medidas alternativas (medidas topológicas, entre otras) que pudieran evitar, o al menos reducir, la introducción de modificaciones en el PDBF previsto.

En los casos en los que el gestor de la red de distribución identifique la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión como consecuencia de la programación de un descargo en la red de transporte o en la red de distribución, dicho gestor deberá comunicar este hecho al OS con la mayor antelación posible, al objeto de que dicha información pueda formar parte de la comunicación de indisponibilidades de red con influencia en el programa de producción que el OS comunica cada día con anterioridad al mercado diario, de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información.

En aquellos casos en los que lo anterior no sea posible, por retrasos no deseados en la comunicación de dicha información, u otras causas no previstas, o bien cuando la restricción técnica esté directamente asociada al propio plan de producción previsto en el PDBF, el gestor de la red de distribución deberá comunicar al OS la existencia de dicha restricción técnica con una antelación no inferior a una hora con respecto a la hora límite establecida para la publicación del PDVP del día en el que se realiza la programación y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones necesarias por razones de seguridad para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF e informará de forma fehaciente al gestor de la red de distribución de la introducción de estos redespachos y de las modificaciones de programa asociadas, así como de las limitaciones de programa aplicadas en razón de la seguridad de la red de distribución.

Para estos redespachos y limitaciones de seguridad aplicados sobre el programa PDBF por razones de seguridad de la red de distribución, el OS utilizará, preferentemente, códigos específicos al objeto de poder establecer con precisión, tanto su volumen, como los costes asociados a los mismos.

3.3.1.7 Tratamiento de las congestiones identificadas en la evacuación de generación:

Cuando en el proceso de resolución de restricciones técnicas se identifique una situación de congestión debida a un exceso de producción en una zona respecto a la capacidad de evacuación de la misma, en función de que dichas congestiones se identifiquen ya en el caso base de estudio, o de que aparezcan únicamente en caso de presentarse determinadas contingencias, se procederá tal y como se indica a continuación:

a) Congestiones en el caso base de estudio y/o identificación de condiciones de inestabilidad transitoria post-contingencia.

Se limitará la producción en la zona afectada por la congestión de tal forma que en ningún momento se sobrepasen en las líneas y transformadores de evacuación, los límites de carga máxima fijados en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad de la operación del sistema.

Esta misma actuación se llevará a cabo en los casos en los que ante contingencia, los análisis dinámicos pongan de manifiesto la existencia de situaciones de inestabilidad transitoria en una determinada zona del sistema eléctrico que queda débilmente unida al resto del sistema o, incluso en el extremo, prácticamente aislada del mismo, con un fuerte desequilibrio producción-demanda en la zona, que pondría en riesgo la seguridad del suministro en la misma.

La reducción del programa de energía respecto al PDBF de las unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas supere un determinado umbral mínimo, se efectuará sobre la base de su contribución a la restricción técnica identificada, reduciéndose los programas de las unidades según orden de factores de contribución decrecientes.

En el caso de que haya varias unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas sea equivalente, se prorrateará la energía a reducir entre todas ellas en función de su programa previsto en el PDBF, teniéndose en cuenta el orden de prioridad para la reducción de la energía programada indicado en el apartado 3.3.1.3. En este proceso de reducción del programa de energía respecto al PDBF se respetará el mínimo técnico de los grupos térmicos. Si, una vez reducida al mínimo técnico la producción de los grupos, persistiese aún un exceso de producción en la zona, se procederá a programar la parada de dichos grupos, de acuerdo con el orden de mérito de las ofertas de compra de energía (reducción del programa PDBF) presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas por los titulares de dichas unidades de venta, iniciando la programación de la parada de aquellas unidades que han presentado un mayor precio en su oferta de compra de energía.

Cuando coincidan ofertas al mismo precio, se programará la parada de grupos térmicos en función de sus mínimos técnicos, comenzando por aquel grupo con un mínimo técnico más elevado, siempre que la seguridad del sistema eléctrico así lo permita.

En este proceso de programación de la parada de grupos térmicos, se deberá tener en cuenta además el tiempo mínimo de arranque en frío y de programación de la unidad (desde orden de arranque hasta mínimo técnico), programándose así en primer lugar, en el caso de que la seguridad del sistema así lo requiera, la parada del grupo con un menor tiempo de arranque y/o de programación.

En el caso concreto de que se identifique una situación de congestión en la evacuación de producción en la que participen varias unidades pertenecientes a un mismo SM con una contribución equivalente a la congestión, se prorrateará preferentemente la energía a reducir para la solución de la congestión entre la suma del programa PDBF de todas las unidades de producción pertenecientes a un mismo SM, y se tendrá en cuenta el orden de prioridad comunicado al OS por el correspondiente SM para sus unidades a la hora de aplicar la reducción de programas a las unidades de producción de cada sujeto, de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS y, siempre que la seguridad del sistema así lo permita.

b) Congestiones en situaciones post-contingencia.

Una vez comprobada la no existencia de congestiones en el caso base de estudio, o de condiciones de inestabilidad transitoria que requieran reducción a priori de la producción en la zona, habiendo sido ya resueltas las que, en su caso, se hubieran identificado, se analizará a continuación la posible existencia de congestiones post-contingencia.

En el caso de detectarse congestiones de este tipo, se analizará su resolución mediante la adopción de medidas correctoras que se aplicarán sólo en caso de producirse aquellas contingencias que provocan restricciones técnicas.

Cuando no sea posible la adopción de medidas correctoras post-contingencia, o bien, la implantación de estas medidas exija un tiempo superior al admitido para la consideración de sobrecargas transitorias en elementos de transporte, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema, se establecerán las medidas preventivas necesarias, mediante la reducción de los programas de las unidades de producción de la zona, aplicando los mismos criterios indicados anteriormente para la resolución de congestiones en el caso base.

c) Teledisparos en unidades de producción.

En el caso de congestiones en la evacuación de producción de una zona limitada a situaciones post-contingencia, las unidades de producción que puedan verse afectadas por una reducción, o incluso por la anulación preventiva del programa de energía previsto para las mismas en el PDBF, podrán evitar, o al menos reducir, esta disminución de su programa, mediante la activación, previa autorización por el OS, de un automatismo de teledisparo de generación que actúe en caso de presentarse cualquiera de las contingencias que provocan sobrecargas post-contingencia inadmisibles. Estos automatismos de teledisparo de generación podrán dar lugar a la desconexión de la unidad de producción y a la pérdida

completa de la producción de la misma, o bien, a una reducción rápida y parcial de la producción de la unidad sin desconexión de la misma.

Lo anterior será de aplicación siempre y cuando estos automatismos de teledisparo actúen con la velocidad de respuesta requerida, cumplan las condiciones técnicas establecidas y estén así habilitados por el OS para realizar esta función, quedando garantizada en todo momento la seguridad del sistema eléctrico.

En los casos en los que existan varias unidades de generación con distinto orden de prioridad de despacho y para la solución de la congestión se requiera la activación de un número de automatismos de teledisparo de generación inferior a los existentes, éstos se activarán respetando el orden de prioridad de despacho establecido en el apartado 3.3.1.3, siempre y cuando la seguridad del sistema así lo permita. En el caso de unidades con igual orden de prioridad, el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios para la activación de los mismos en cuya definición podrán tener participación los titulares de las unidades de producción de la zona provistas de sistemas de teledisparo.

En el caso de que la activación de un teledisparo permita evitar la reducción del programa de producción en una cuantía tal que se exceda la reducción que se solicitaba a la unidad que activa dicho teledisparo, dicho margen adicional de producción será distribuido entre las restantes unidades de producción, dando preferencia a aquellas unidades que, disponiendo de un sistema de teledisparo, no les haya sido requerida, sin embargo, la activación de éste al no ser necesaria.

El sujeto titular de cada unidad de programación deberá comunicar al OS, sin dilación, cualquier cambio o modificación que pueda afectar a la operativa o funcionamiento de estos automatismos de teledisparo.

d) Aplicación de limitaciones para evitar congestiones en posteriores mercados por incremento de la producción respecto al PDVP.

En el caso de que no existan congestiones en el caso base de estudio ni en situación post-contingencia con los programas de venta de energía en el PDBF correspondientes a estas unidades de producción, pero estas congestiones pudieran presentarse si las unidades de producción de la zona incrementasen su producción en posteriores mercados (mercado intradiario, gestión de desvíos y regulación terciaria), por encima de un cierto valor, el OS procederá de la siguiente forma:

Determinará horariamente, cuál es el máximo valor de producción que puede admitirse en la zona, identificando si la restricción se presentaría sólo en situación post-contingencia, o bien si correspondería a una congestión en el caso base.

Sí la posible congestión se identifica sólo en situación post-contingencia, se determinará cuál es el valor máximo admisible de producción en la zona teniendo en consideración los teledisparos de los grupos de la zona, supuestos estos grupos con los mismos programas de energía del PDVP.

Una vez establecido en ambos casos el máximo incremento de producción respecto a los programas previstos en el PDVP, admisible por razones de seguridad del sistema, el valor de capacidad adicional disponible (el que resulte ser más limitativo de ambos), se asignará, preferentemente bajo la forma de una limitación zonal aplicable al conjunto de unidades de producción de la zona con influencia en la congestión, y de forma alternativa, bajo la forma de una limitación individual sobre cada unidad de producción de la zona con influencia en la congestión, según orden de precios crecientes de las ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas por los titulares de estas unidades de venta de energía. En caso de igualdad de precio en las ofertas de dos unidades de producción, los incrementos de producción admisibles se establecerán dando preferencia al funcionamiento de aquellos grupos para los que se hayan activado sus correspondientes sistemas de teledisparo.

3.3.1.8 Tratamiento de las modificaciones de programa solicitadas por los sistemas eléctricos vecinos:

Los gestores de la red de transporte de sistemas eléctricos vecinos interconectados con el sistema eléctrico español podrán solicitar al OS la introducción de las modificaciones que sean precisas en el PDBF para garantizar la seguridad en su red.

En tal caso, el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino se dirigirá por escrito –mediante fax o correo electrónico– al OS, informándole del riesgo existente en la red de transporte objeto de su gestión, y detallando además, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y las modificaciones requeridas en los programas de producción, en el caso de que así sean necesarias. En esta comunicación el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino deberá justificar detalladamente dichos requerimientos, el riesgo existente en su red y la imposibilidad de adoptar otras medidas alternativas (medidas topológicas o modificación de programas en unidades de su sistema eléctrico, entre otras) que pudieran evitar, o al menos reducir, la introducción de las modificaciones de programa solicitadas.

Dicha información deberá ser comunicada por el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino al OS con la mayor antelación posible y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones necesarias por razones de seguridad para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF e informará de forma fehaciente al gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino de la introducción de estos redespachos y de las modificaciones de programa asociadas, así como de las limitaciones de programa aplicadas en razón de la seguridad de su red de transporte.

Para estos redespachos y limitaciones de seguridad aplicados sobre el programa PDBF a solicitud del sistema eléctrico vecino, el OS utilizará, preferentemente, códigos específicos al objeto de poder establecer con precisión, tanto su volumen, como los costes asociados a los mismos que serán sufragados por el sistema eléctrico vecino que haya realizado la correspondiente solicitud.

3.3.2 Fase 2: Reequilibrio generación-demanda:

Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas en el PDBF el OS procederá a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando las limitaciones establecidas, por razones de seguridad del sistema, en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas, y los valores previstos y publicados de la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

3.3.2.1 Reducción parcial o total de los programas de venta de energía correspondientes a contratos bilaterales con entrega física cuya demanda haya sido reducida en la FASE 1.

El OS procederá, en primer lugar, a reducir parcial o incluso totalmente, los programas de venta de energía de aquellas unidades de programación que estando habilitadas para participar en el proceso de resolución de restricciones técnicas, estén afectas a contratos bilaterales con entrega física cuya correspondiente demanda haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF.

De acuerdo con lo dispuesto en la primera fase del proceso de resolución de las restricciones técnicas del PDBF, esta demanda corresponderá a unidades de consumo de bombeo y, cuando no existan otros medios para resolver las restricciones o exista riesgo cierto para el suministro en el sistema peninsular nacional, a unidades correspondientes a transacciones de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos en las que no está implementado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

En el caso de que el programa de venta de energía asociado a dicho contrato bilateral también haya resultado reducido como consecuencia de la solución de restricciones en la primera fase del proceso, el OS determinará dicha reducción mediante la comparación de los siguientes valores:

Disminución (D) requerida en el programa de la unidad de venta por la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas.

Reducción (R) parcial o total del programa de la unidad de venta asociada al reequilibrio del contrato bilateral con entrega física tras la reducción del programa de la unidad de adquisición en la primera fase del proceso de restricciones técnicas.

De esta forma:

Sí la disminución (D) es superior a la reducción (R):

Se anulará el programa de la unidad de venta de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de adquisición reducida en la FASE 1 (R) (redespacho ECOCBV).

La diferencia entre la disminución (D) y la reducción (R) generará un redespacho de energía a bajar (D-R) que se aplicará sobre la unidad de venta, como consecuencia de la resolución de restricciones técnicas por criterios de seguridad (redespacho UPLPVPV).

Sí la disminución (D) es inferior o en el límite igual a la reducción (R):

Se anulará el programa de la unidad de venta de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de adquisición aplicada en la FASE 1 (R) (redespacho ECOCBV).

No se generará redespacho alguno de energía a bajar en la unidad de venta.

3.3.2.2 Reducción parcial o total de los programas de adquisición de energía correspondientes a un consumo de bombeo o a una exportación a través de interconexiones sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya generación haya sido reducida en la FASE 1.

El OS procederá a reducir, o incluso anular los programas de adquisición de energía correspondientes a consumos de bombeo o a exportaciones a través de interconexiones sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio que estén asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya correspondiente generación haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF.

En el caso de que el programa de adquisición de energía asociado a dicho contrato bilateral también haya resultado reducido como consecuencia de la resolución de restricciones en la primera fase del proceso, el OS determinará dicha reducción mediante la comparación de los siguientes valores:

Disminución (D) requerida en el programa de la unidad de adquisición por la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas.

Reducción (R) del programa de la unidad de adquisición asociada al reequilibrio del contrato bilateral con entrega física tras la reducción del programa de la unidad de venta en la primera fase del proceso de restricciones técnicas.

De esta forma:

Sí la disminución (D) es superior a la reducción (R):

Se anulará el programa de la unidad de adquisición de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de venta reducida en la FASE 1 (R) (redespacho ECOCBV).

La diferencia entre la disminución (D) y la reducción (R) generará un redespacho de energía a subir (D-R) que se aplicará sobre la unidad de adquisición, como consecuencia de la resolución de restricciones técnicas por criterios de seguridad (redespacho UPOPVPB).

Sí la disminución (D) es inferior o en el límite igual a la reducción (R):

Se anulará el programa de la unidad de adquisición de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de venta reducida en la FASE 1 (R) (redespacho ECOCBV).

No se generará redespacho alguno de energía a bajar en la unidad de venta.

3.3.2.3 Obtención de un programa equilibrado generación-demanda.

Medios para el reequilibrio generación-demanda: Para restituir el equilibrio generación-demanda, el OS podrá proceder a la asignación de las ofertas simples presentadas y aceptadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas para el incremento o la reducción de la energía programada en el PDBF por los titulares de los siguientes tipos de unidades:

a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción consideradas aptas para participar en la fase II del servicio de restricciones técnicas según la resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se establecen los criterios de aptitud para participar en los servicios de ajuste del sistema..

b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

c) Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo (UAB).

Los bloques de ofertas que se asignarán serán, en su caso, los siguientes a los ya utilizados en el proceso de resolución de restricciones por criterios de seguridad.

Selección y aplicación de los medios para el reequilibrio generación-demanda: El OS determinará las modificaciones que deban realizarse sobre el PDBF, tras la inclusión de las modificaciones establecidas en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en todos y cada uno de los periodos de programación, con el criterio de que estas modificaciones tengan el menor impacto económico posible, y respetando en todos los casos las limitaciones de programa por seguridad establecidas en la primera fase del proceso y la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

En caso de ser necesario resolver en esta fase un exceso de generación creado en la primera fase, el OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:

Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas, no hayan atendido dicha obligación:

En caso de que la modificación, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad, de los programas de este conjunto de unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, exceda las necesidades de energía a bajar para el reequilibrio generación-demanda, se procederá a distribuir las modificaciones de programa entre las mismas mediante un reparto a prorrata entre todas ellas.

En el caso de que tras la modificación de todos y cada uno de los programas de las unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, persista aún un cierto desequilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas de compra de energía para la reducción del programa PDBF presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas, ofertas que serán asignadas según precios de oferta decrecientes y teniendo en cuenta el punto de funcionamiento de la unidad.

En caso de ser necesario resolver en esta fase un déficit de generación resultante de la modificación de programas en la primera fase, el OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:

Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a subir para la resolución de las restricciones técnicas, no hayan presentado sin embargo estas ofertas:

En caso de que la modificación, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad, de los programas de este conjunto de unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, exceda las necesidades de energía a subir para el reequilibrio generación-demanda, se procederá a distribuir las modificaciones de programa entre las mismas mediante un reparto a prorrata entre todas ellas.

En caso de que tras la modificación de todos y cada uno de los programas de las unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, persista aún un cierto desequilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas de venta de energía (incremento del programa de las unidades de venta y/o reducción del programa de las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo) presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas, ofertas que serán asignadas según precios de oferta crecientes.

En ambos casos, si al final de la asignación existiera coincidencia de precios en más de una oferta, no pudiendo ser asignado completo dicho conjunto de ofertas del mismo precio,

la asignación se efectuará mediante un reparto a prorrata entre dicho conjunto de ofertas del mismo precio, dando prioridad en este proceso a que no se reduzca (caso de resolver un exceso de generación) o se incremente (caso de resolver un déficit de generación), la producción de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia.

En este reparto a prorrata se respetarán únicamente los mínimos técnicos de aquellas unidades sobre las que se hayan aplicado, por razones de seguridad del sistema, limitaciones de programa mínimo (LPMI).

Una vez obtenido un programa equilibrado generación-demanda, el OS procederá a la publicación del programa diario viable provisional (PDVP), conforme a los horarios fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

3.4 Indisponibilidades de unidades de producción con influencia en la seguridad, comunicadas después de publicado el PDBF:

En el caso de una indisponibilidad parcial o total para el día objeto de programación de una unidad de producción programada o limitada para la resolución de restricciones del PDBF, si la comunicación de dicha indisponibilidad se realiza con una antelación no inferior a una hora con respecto a la hora límite establecida para la publicación del PDVP en el que se efectúa dicha programación, el OS tratará de reajustar el programa previsto para la resolución de las restricciones del PDBF, de acuerdo con la última información disponible en relación con indisponibilidades de generación.

Sí la comunicación de la indisponibilidad se recibe con posterioridad a la hora límite indicada en el párrafo inmediatamente anterior, o bien, si aun siendo conocida antes de dicha hora, la indisponibilidad comunicada afecta a la resolución de las restricciones del PDBF en una medida tal que la consideración de la misma podría retrasar la publicación del PDVP, y afectar a los mercados posteriores, el OS procederá a publicar el PDVP sin considerar dicha indisponibilidad de generación, abordándose la resolución de la restricción técnica asociada a la existencia de esta indisponibilidad, una vez ya publicado el PDVP.

Para establecer la solución de las restricciones técnicas, el OS tendrá en cuenta tanto las indisponibilidades que le han sido comunicadas por los respectivos sujetos titulares de unidades de programación a través de los registros de indisponibilidad, como aquella otra información que le haya sido transmitida por los sujetos titulares a través de otros posibles medios de comunicación provistos de sistemas de registro.

Una vez declarada la indisponibilidad de una unidad de producción, y habiendo sido tenida en cuenta dicha indisponibilidad en el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, no habiéndose aplicado así sobre dicha unidad redespachos ni limitaciones de programa por seguridad, el sujeto titular de la unidad podrá acudir al mercado intradiario y/o participar, en su caso, en una sesión de gestión de desvíos para recomprar el programa de energía previsto en el PDBF y que no puede producir, al objeto de evitar incurrir en un desvío frente a su programa PDBF.

En el caso de que para evitar importantes retrasos en la publicación del PDVP, el OS haya mantenido aplicadas limitaciones por seguridad, y en su caso redespachos de energía sobre una unidad de producción para la que el sujeto titular ha comunicado una indisponibilidad para el día siguiente, el OS inmediatamente después de publicado el PDVP procederá a introducir las anotaciones de desvío por indisponibilidad sobre el programa de dicha unidad, de acuerdo con los registros de indisponibilidad enviados por el sujeto titular, manteniéndose sin modificación las limitaciones por seguridad aplicadas sobre dicha unidad.

En el caso de un adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto, el OS procederá a la eliminación de las anotaciones de desvío por la indisponibilidad declarada, manteniendo la unidad el programa PDVP establecido para la resolución de las restricciones técnicas del PDBF, y las limitaciones por seguridad asociadas a dicha programación.

En el caso de que este adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto, se produzca sin embargo después de que la unidad de producción haya reducido, o incluso, llegado a anular el programa afectado por la indisponibilidad mediante su participación en el mercado intradiario, o bien en una convocatoria de gestión de desvíos, dicha unidad de producción únicamente podrá participar en la programación

mediante la presentación de ofertas en el mercado intradiario o, en su caso, en una sesión de gestión de desvíos.

3.5 Información al OM y a los SM:

Como resultado del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, el OS pondrá a disposición del OM y de los SM, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información, las siguientes informaciones:

Información que el OS pondrá a disposición del OM:

Las limitaciones por seguridad aplicadas sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para evitar que en procesos y mercados posteriores se generen nuevas restricciones técnicas.

El programa diario viable provisional (PDVP).

Información que el OS pondrá a disposición de los SM:

La información antes indicada puesta a disposición del OM.

Los redespachos de energía aplicados sobre las unidades afectas a contratos bilaterales internacionales incluidos en el PDBF, resultantes de la subasta de capacidad de intercambio para la resolución de las congestiones identificadas, en su caso, en aquellas interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de capacidad.

Los precios marginales horarios resultantes de las subastas de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales internacionales con entrega física, aplicadas en aquellas interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de capacidad.

Los redespachos de energía aplicados sobre transacciones de mercado correspondientes a importaciones y/o exportaciones de energía con los sistemas eléctricos vecinos, para la solución de las congestiones en las interconexiones internacionales identificadas en el PDBF en aquellas interconexiones internacionales en las que no están implantados sistemas coordinados de asignación de capacidad.

Los redespachos aplicados sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.

Los redespachos aplicados sobre las unidades de venta y de adquisición de energía para el reequilibrio generación-demanda, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.

El OS pondrá también a disposición del OM y/o de los SM cualquier actualización de los ficheros anteriormente puestos a su disposición en el proceso de resolución de restricciones técnicas que haya sido precisa.

Estos intercambios de información serán efectuados a través de los medios y con la estructura definida en las versiones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los SM y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM.

3.6 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de resolución de las restricciones técnicas del PDBF:

La posible identificación de anomalías y/o presentación de reclamaciones al proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, podría dar lugar a la repetición de este proceso en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximos admisibles establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la generación.

Una vez publicado el PDVP o cualquiera de los soportes de información asociados a la resolución de las restricciones técnicas del PDBF, los sujetos titulares de unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, dentro del plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, y conforme a lo establecido en dicho procedimiento de operación.

4. Resolución de restricciones técnicas en el mercado intradiario

El OS comunicará cada día, conjuntamente con el PDVP, y de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información, las limitaciones de seguridad aplicables tanto a unidades de programación individuales como, en su caso, a conjuntos de unidades de programación (limitaciones zonales), que se han de considerar aplicadas sobre los programas de las unidades de producción, y en su caso de importación, y sobre los programas de las unidades de consumo de bombeo y, en su caso, exportaciones, para no modificar las condiciones previstas de seguridad del sistema.

A lo largo del día, el OS irá modificando estas limitaciones de seguridad, y/o incorporando otras nuevas, de acuerdo con la situación real del sistema existente en cada momento.

El OS pondrá a disposición del OM, antes de la apertura de cada sesión del MI, la información referente a las limitaciones de seguridad para que éstas puedan ser tenidas en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas de cada una de las sesiones del mercado intradiario (MI), en el caso de limitaciones de seguridad aplicables a unidades de programación individuales, o dentro del propio proceso de casación del mercado intradiario, si se trata de limitaciones de seguridad aplicables a un conjunto de unidades de programación.

Una vez comunicado por el OM el resultado de la casación de cada sesión del MI, el OS deberá recibir de los sujetos titulares las nominaciones de programas por unidad de programación, en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta estén integradas dos o más unidades de programación.

Los sujetos titulares de unidades de programación facilitarán al OS la información correspondiente a las desagregaciones en unidades físicas y/o en unidades de producción equivalentes de los programas de venta y de adquisición de energía, contratados o ajustados en dicha sesión.

4.1 Recepción y carga del resultado de la casación del MI: Como paso previo a la realización de los análisis de seguridad, el OS verificará que el programa resultante de la casación de ofertas en la correspondiente sesión del mercado intradiario respeta la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales, así como que las limitaciones de programa por seguridad establecidas por el OS y puestas a disposición del OM antes de la apertura de la correspondiente sesión del MI son respetadas, o al menos no alejan la solución de su cumplimiento. De no cumplirse lo anterior, el OS devolverá al OM, en su caso, el programa resultante de la casación de ofertas en el MI.

En el caso de que la obtención de un programa que no presente congestiones en las interconexiones internacionales se retrasase durante un tiempo tal que pudiese verse afectado de forma muy importante el propio proceso de programación de la generación, existiendo un riesgo elevado de tener que suspender la aplicación de los resultados de dicha sesión del mercado intradiario en alguna hora, el OS procederá a solucionar estas congestiones, siempre que ello sea posible, en el propio proceso de solución de restricciones técnicas del mercado intradiario.

4.2 Proceso de resolución de restricciones técnicas del mercado intradiario: El OS, en caso de identificar alguna restricción técnica que impida que el programa resultante de dicha sesión del mercado intradiario, tenidas también en cuenta las nominaciones de programa por unidad de programación comunicadas por los sujetos titulares, se realice respetando los criterios de seguridad y funcionamiento fijados en el procedimiento de operación correspondiente, resolverá dicha restricción seleccionando la retirada del conjunto de ofertas que resuelvan las restricciones técnicas identificadas, sobre la base del orden de precedencia económica de las ofertas casadas en el mercado intradiario comunicado por el OM, siempre y cuando la retirada de dichas ofertas pueda ser compensada con la retirada de otras ofertas casadas en la misma sesión y localizadas también en el sistema eléctrico español, de tal forma que se posibilite la obtención de un programa equilibrado en generación-demanda.

El equilibrio generación-demanda será restablecido nuevamente mediante la retirada por el OS de otras ofertas presentadas a dicha sesión del mercado intradiario, conforme al orden de precedencia económica de las ofertas asignadas en dicha sesión.

Como resultado del proceso de resolución de restricciones técnicas en el mercado intradiario, el OS pondrá a disposición del OM y de los SM la siguiente información:

Información que el OS pondrá a disposición del OM:

El Programa Horario Final (PHF) establecido por el OS como resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación del mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, y siempre que ello sea posible, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

Información que el OS pondrá a disposición de los SM:

La información antes indicada puesta a disposición del OM.

Los redespachos de energía necesarios para resolver las restricciones técnicas identificadas.

Los redespachos de energía necesarios para el posterior reequilibrio de la producción y la demanda.

La publicación del Programa Horario Final (PHF) se realizará conforme a los horarios fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

El OS pondrá también a disposición del OM y/o de los SM cualquier actualización de los ficheros anteriormente puestos a su disposición en el proceso de resolución de restricciones técnicas que haya sido precisa.

Estos intercambios de información serán efectuados a través de los medios y con la estructura definida en las versiones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los SM y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM.

5. Resolución de restricciones técnicas en tiempo real

5.1 Modificaciones por criterios de seguridad: El OS analizará de forma permanente el estado de seguridad real y previsto del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación y detectará las restricciones que pudieran existir en cada período de programación. La resolución de las restricciones abarcará todo el horizonte de programación aunque sólo se incorporarán los redespachos de energía en los periodos de programación existentes hasta el inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión del mercado intradiario. Para el resto del periodo se establecerán las limitaciones necesarias por razones de seguridad: limitaciones zonales aplicables a un conjunto de unidades de programación y/o limitaciones individuales aplicables a una unidad de venta o a una unidad de adquisición de energía, o bien, a una o más de las unidades físicas que integran dicha unidad.

Para el establecimiento y la actualización en tiempo real de los límites por seguridad necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se tendrán en cuenta los mismos criterios ya indicados en el apartado 3.3.1.3 del presente procedimiento, respetándose así los valores correspondientes a las potencias mínimas y máximos técnicos de los grupos generadores y las posibles limitaciones transitorias de estos valores de potencia, sin considerar otras limitaciones distintas, tales como rampas máximas de subida y bajada de carga de los grupos térmicos, entre otras, siempre y cuando éstas puedan ser gestionadas en el mercado intradiario por los sujetos titulares de las unidades de programación correspondientes a dichos grupos.

Así, el OS programará únicamente las rampas de subida/bajada de carga de unidades térmicas de producción cuando la resolución de restricciones técnicas haya sido programada para un periodo de programación tal que el sujeto titular de dicha unidad de programación no tenga posibilidad efectiva de participar en la sesión del mercado intradiario que corresponda por incompatibilidad de los horarios de dicha sesión y del periodo de programación para el que se establece el cambio del programa de la unidad de programación para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.

Para la resolución de una restricción técnica en tiempo real que exija la modificación de los programas de generación de una o varias unidades, el OS adoptará la solución que represente el mínimo coste, utilizando para ello las ofertas de regulación terciaria que en ese

momento estén disponibles, dando prioridad, en caso de igualdad de coste, a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia.

En el caso de que la asignación de ofertas de regulación terciaria para la resolución de la restricción resulte insuficiente, esta asignación se completará con la asignación de incrementos y de reducciones de programas conforme a la asignación de las ofertas y/o de los correspondientes bloques de oferta presentados para el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, y en su caso, de la oferta de restricciones actualizada, procediéndose a realizar la asignación de esta modificación de programas entre el conjunto de unidades que resuelven la restricción, según el orden de precio de las ofertas presentadas, aplicándose la regla prorrata en caso de igualdad de precio de oferta y dando prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia.

En este proceso de asignación de las ofertas de restricciones presentadas, la oferta compleja podrá ser tenida en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario final nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien tenga únicamente programa de energía en los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

En los casos en que la asignación de incrementos de programa requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, se considerará además el arranque programado y realizado de cada turbina de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones que haya sido presentada, independientemente de que el incremento de programa sea establecido en base a la oferta de terciaria o a la oferta de restricciones.

A partir de la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria, los SM podrán proceder a actualizar de forma continua para el día D, las ofertas de restricciones presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de intercambio de información. El OS podrá retrasar la hora de apertura para la actualización de las ofertas cuando se produzcan retrasos en los mercados que lo hagan necesario. Los SM serán informados a través de la Web de SM del eSIOS.

En el caso de que la solución de la restricción en tiempo real requiera una reducción de producción, el OS procederá a la reducción de los programas teniendo en cuenta, a igualdad de coste, lo establecido en los apartados 3.3.1.3 y 3.3.1.7 de este procedimiento.

En el caso de que para garantizar la seguridad del sistema sea precisa la activación de teledisparos durante la operación en tiempo real, se aplicará, en su caso, el sistema de turnos rotatorios establecido, o en su defecto, se utilizará como criterio de orden para requerir su activación, el de las ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, y en su caso, de las ofertas de restricciones actualizadas de acuerdo con lo establecido en el apartado 3.3.1.7 de este procedimiento.

Los redespachos de energía correspondientes a la resolución de restricciones técnicas en tiempo real que no hayan sido efectivamente ejecutados, no serán considerados firmes, es decir, se podrán dejar sin efecto las asignaciones previas aún no ejecutadas cuando desaparezcan las condiciones que dieron lugar a dicha restricción técnica.

En los casos en los que el gestor de la red de distribución identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución sea necesario modificar los programas de producción previstos, una vez ya adoptadas por el gestor de la red de distribución todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 3.3.1.6 de este procedimiento de operación.

Cuando el gestor de la red de transporte de un sistema eléctrico interconectado con el sistema eléctrico peninsular español identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución requiera modificar los programas de producción previstos en el sistema eléctrico español, una vez ya adoptadas por el sistema eléctrico vecino todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor

brevedad posible, la información señalada en el apartado 3.3.1.8 de este procedimiento. El OS procederá asimismo conforme a lo establecido en dicho apartado de este procedimiento.

5.2 Tratamiento de las reducciones/anulaciones de la capacidad de evacuación de la producción de grupos generadores por indisponibilidades sobrevenidas de elementos de la Red de Transporte o de la Red de Distribución: En el caso de que por avería o por una indisponibilidad fortuita se vea reducida o impedida la capacidad de evacuación de la producción de un grupo generador, estando el grupo disponible y funcionando en tiempo real, el OS procederá a resolver la congestión identificada en tiempo real mediante la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa previsto para la unidad, de tal forma que esta reducción o anulación de la capacidad de evacuación no implique un desvío de la producción real de la unidad respecto al programa previsto para la misma.

Este redespacho se aplicará desde aquel momento en que se ve afectada la capacidad de evacuación hasta el instante en el que esta capacidad está ya parcial o totalmente restablecida, procediendo en el primer caso el OS a adaptar el programa de la unidad de forma que se ajuste a la capacidad real de evacuación disponible.

En el caso de grupos térmicos, la limitación o en su caso, la anulación del programa de la unidad se mantendrá, si fuera necesario, después de restablecida la capacidad de evacuación, durante un periodo de tiempo igual al tiempo mínimo de arranque en caliente declarado por la unidad (desde arranque hasta sincronización), o como máximo, hasta el inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión del Mercado Intradiario, con el fin de permitir que la unidad pueda recuperar su programa o al menos, gestionar la modificación del mismo en una sesión del mercado intradiario.

5.3 Resolución de restricciones debidas a insuficiente reserva de potencia a bajar: Cuando durante la operación en tiempo real se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a bajar en el programa resultante, el OS podrá adoptar las siguientes medidas:

Aumentar el programa de energía de las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo.

Reducir el programa de producción de unidades de venta de energía correspondientes a grupos térmicos hasta su potencia mínima admisible, por seguridad, o en el límite hasta el mínimo técnico de la unidad.

Programar la parada de grupos térmicos respetando las limitaciones de programa mínimo establecidas por seguridad sobre los grupos y, teniendo en cuenta el tiempo de arranque y de programación de cada grupo. A igualdad de criterios técnicos, el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios para programar esta parada de grupos térmicos por reserva de potencia a bajar insuficiente.

En el caso de que las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a bajar en el sistema, el OS procederá a reducir el programa de producción de unidades de venta de energía respetando el orden de prioridad establecido en el apartado 3.3.1.3 de este procedimiento de operación.

Resolución de restricciones mediante actuación sobre la demanda: Cuando durante la operación en tiempo real no sea posible resolver una restricción técnica cuya solución requiera un incremento de programa de las unidades de producción, por haberse agotado estos recursos o requerir su ejecución un tiempo excesivo, el OS deberá resolver la restricción, o al menos aliviarla, mediante la adopción de las siguientes medidas aplicadas sobre la demanda. Para ello seguirá el siguiente orden:

Reducción/anulación del consumo de bombeo que pudiera estar acoplado en la zona.

Reducción/anulación de las capacidades de exportación a otros sistemas externos sistemas externos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio y, en caso de fuerza mayor, a sistemas externos con mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Aplicación de interrumpibilidad de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Dentro de cada categoría se aplicarán, siempre que sea posible, criterios de mercado, condicionados previamente a la compatibilidad de los tiempos requeridos para la aplicación de cada una de estas medidas.

Reducción del consumo de bombeo: Para la utilización de las unidades de consumo de bombeo para resolver restricciones técnicas identificadas en tiempo real, se considerará el orden de precedencia económica de las ofertas de regulación terciaria a subir presentadas al OS por los sujetos titulares de dichas unidades, siempre y cuando no exista un condicionante técnico que impida la consideración de dicho orden.

Aplicación de reducción/anulación de las capacidades de exportación: En el caso de que las medidas anteriores resulten insuficientes, y en la zona existan programas de exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, el OS procederá a la /anulación de la capacidad de exportación.

Se comunicará al operador del sistema vecino afectado las razones de la modificación de la capacidad de intercambio, acordándose entre ambos operadores el nuevo valor de la capacidad de exportación, así como la hora y minuto de establecimiento del nuevo programa global de intercambio en el ajuste del regulador del sistema frecuencia-potencia que regula los intercambios de energía eléctrica en dicha interconexión y, en su caso, los nuevos programas de intercambio autorizados en los dos sentidos de flujo.

Se procederá a la publicación de la nueva capacidad de intercambio en el SIOS, adecuándola a la realidad física del sistema eléctrico, y se facilitará información sobre las razones de la modificación.

La reducción de la capacidad de exportación dará lugar a:

Acción Coordinada de Balance en aquellas interconexiones con mecanismo coordinado de gestión, salvo en caso de fuerza mayor, para garantizar los programas de exportación previstos.

Reducción de los programas de intercambio previstos, mediante prorrata, en caso de interconexiones sin mecanismo coordinado o en caso de fuerza mayor.

Aplicación de interrumpibilidad de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Reequilibrio generación-demanda posterior a la resolución de las restricciones técnicas en tiempo real: En el proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real, tras la modificación de programas por criterios de seguridad, no se establece un proceso sistemático posterior de reequilibrio generación-demanda. Los posibles desequilibrios generación-demanda provocados por la resolución en tiempo real de las restricciones identificadas se resolverán, junto con el resto de desvíos comunicados por los sujetos titulares de unidades de programación, los desvíos entre la demanda real y la prevista por el OS, y los desvíos, en su caso, entre la producción eólica y solar real y la prevista, mediante la utilización de energía de regulación secundaria y/o terciaria, o en el caso de que se verifiquen las condiciones requeridas, a través del mecanismo de gestión de desvíos.

6. Liquidación del proceso de resolución de restricciones técnicas

En este apartado se describen con carácter general los principales aspectos del proceso de resolución de restricciones técnicas que tienen incidencia directa en la liquidación de este servicio de ajuste del sistema.

El cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago derivados del proceso de resolución de restricciones está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago.

6.1 Liquidación de la provisión del servicio de resolución de restricciones técnicas: La liquidación de la provisión del servicio de resolución de restricciones técnicas se establece con arreglo a la energía redespachada y los precios incorporados en estos redespachos, aplicados en el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, del mercado intradiario y en tiempo real, y, en su caso, con arreglo a las limitaciones de programa y, cuando así sea aplicable, conforme a las medidas de energía.

6.1.1 Liquidación de los programas de energía: Los redespachos y precios incorporados en los mismos aplicables a cada una de las unidades de venta y de adquisición que han modificado su programa como consecuencia de los procesos de Resolución de Restricciones Técnicas del PDBF, Resolución de Restricciones Técnicas del Mercado

Intradiario y Resolución de Restricciones Técnicas en tiempo real, están especificados en el anexo de este procedimiento.

6.1.2 Liquidación conforme a las medidas de energía: La liquidación con medidas será aplicable únicamente a:

Unidades de venta de energía para las que, por razones de seguridad del sistema, se haya programado su acoplamiento y arranque, o un aumento de su programa respecto al PDBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en este programa (FASE 1), o para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.

Unidades de adquisición de energía sobre las que se repercuten los costes derivados del proceso de resolución de restricciones técnicas.

6.2 Distribución de los sobrecostes derivados del proceso de resolución de restricciones técnicas: Los sobrecostes del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real serán calculados y repercutidos de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago.

7. Mecanismo excepcional de resolución

En el caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, bien por ausencia de ofertas por causa de fuerza mayor o por otra circunstancia de índole no prevista o controlable, no sea posible resolver las restricciones mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante los sujetos titulares afectados y la CNMC, sin perjuicio de la liquidación económica de las mismas que sea de aplicación en cada caso.

ANEXO I

Redespachos y precios aplicables a la prestación del servicio de resolución de restricciones técnicas

1. Redespachos programados

1.1 Proceso de resolución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).

1.1.1 Primera fase: Modificaciones del PDBF por criterios de seguridad.

a) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Obligado).

Los redespachos de energía programados para la resolución de restricciones técnicas del PDBF incorporarán los precios de la oferta simple presentada por la correspondiente unidad de venta, salvo en el caso, de que se trate de un grupo térmico para el que el titular de la unidad haya presentado una oferta compleja al proceso de resolución de restricciones técnicas, y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 3.2.3 de este procedimiento.

Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta simple: Los redespachos de energía de tipo UPOPVPV programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la resolución de restricciones técnicas incorporarán el precio de cada uno de los bloques de energía de la oferta simple utilizados total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta compleja: En aquellos casos en los que los redespachos UPOPVPV sean asignados sobre grupos térmicos que han presentado una oferta compleja y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 3.2.3 de este procedimiento, los redespachos de energía incorporarán el precio que resulte inferior entre los dos siguientes:

a) El resultante de aplicar la oferta compleja al programa asignado en el PDVP por restricciones.

b) El resultante de aplicar la oferta compleja al programa horario final de la unidad tras su participación en las diferentes sesiones del mercado intradiario y deducir de él los ingresos asociados a la valoración al correspondiente precio marginal horario de su programa PDBF en rampa descendente de carga durante las tres primeras horas, y los ingresos netos (saldo entre ingresos y pagos) derivados de su participación en las distintas sesiones del mercado intradiario.

Los cálculos realizados para la determinación del precio que irá incorporado en estos redespachos serán aplicados en ambos casos sobre el conjunto de periodos que constituyen el horizonte diario de programación, teniéndose además en cuenta, según proceda, el arranque en frío o en caliente de la unidad de producción.

Programación sin existencia de oferta para este proceso, o insuficiencia de la oferta existente (UPOPVPMER): En los casos en los que el OS tenga que programar la entrada en funcionamiento o un incremento del programa de una unidad de venta de energía para la resolución de restricciones técnicas del PDBF, mediante un redespacho de energía de tipo UPOPVPMER, no viéndose afectada la unidad por una indisponibilidad que impida la realización del programa asignado por seguridad, y no existiendo ofertas presentadas para dicha unidad para el proceso de resolución de restricciones técnicas, los redespachos de energía programados en cada hora incorporarán un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Unidades de adquisición y, en su caso, exportaciones a sistemas externos que reducen la energía programada en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Obligado).

Los redespachos de energía de tipo UPO programados en el PDVP, respectivamente, sobre unidades de adquisición de energía o, en su caso, exportaciones, para la resolución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, darán lugar a las siguientes modificaciones de programa:

Transacción del mercado diario (redespacho UPOPVPB o UPOPVPE):

Reducción del programa de adquisición de la unidad en igual magnitud que el redespacho aplicado, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física (redespacho UPOPVPCBB ó UPOPVPCBE):

Reducción del programa de energía de la unidad de venta y de adquisición afecta al contrato bilateral, en igual magnitud que el redespacho aplicado, no incorporando éste precio alguno.

c) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Limitado).

Los redespachos de energía de tipo UPL programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la resolución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, incorporarán los siguientes precios:

Transacción del mercado diario (redespacho UPLPVPV):

Reducción del programa de energía de la unidad de venta en la misma magnitud del redespacho aplicado, incorporando este redespacho de reducción de programa un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional (redespacho UPLPVPCBN):

Establecimiento en el PDVP de un programa de adquisición de energía para la unidad afecta al contrato bilateral, mediante la aplicación sobre dicha unidad del correspondiente

redespacho, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo de bombeo o, en su caso, a una exportación de energía a sistemas externos (redespacho UPLPVPCB):

Reducción del programa de energía tanto de la unidad de venta como de la unidad de adquisición afectas al contrato bilateral en la misma magnitud del redespacho aplicado, no incorporando éste precio alguno.

1.1.2 Segunda fase: Reequilibrio generación-demanda.

a) Unidades de venta con programas asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya demanda ha sido reducida en la Fase 1, y que reducen la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda.

Los redespachos de energía de tipo ECOCBV programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía correspondientes a contratos bilaterales cuya demanda haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, no incorporarán precio alguno.

b) Unidades de adquisición correspondientes a un consumo de bombeo o a una exportación a través de interconexiones sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio con programas asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya generación ha sido reducida en la Fase I, y que reducen la energía programada para obtener un programa equilibrado en generación y demanda.

Los redespachos de energía de tipo ECOCBV programados en el PDVP sobre unidades de adquisición de energía (consumo de bombeo o, en su caso, exportación a través de interconexiones internacionales sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio) correspondientes a contratos bilaterales cuya generación haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, no incorporarán precio alguno.

c) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición de consumo de bombeo que reducen la energía programada en el PDBF con igual fin.

Los redespachos de energía a subir programados en el PDVP para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre una transacción del mercado diario (redespacho ECO) o sobre una unidad de adquisición asociada a un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECOCB), incorporarán el precio del correspondiente bloque de la oferta de energía a subir presentada por dicha unidad para el proceso de resolución de restricciones técnicas y utilizado total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

En el caso de unidades de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado redespacho ECOSSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOSCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 85% del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

d) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición que incrementan la energía programada en el PDBF con igual fin.

Los redespachos de energía a bajar programados en el PDVP para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre una transacción del mercado diario (redespacho ECO) o sobre una unidad de venta asociada a un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECOCB) incorporarán el precio del correspondiente bloque de la oferta de energía a bajar presentada por dicha

unidad para el proceso de resolución de restricciones técnicas y utilizado total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

En el caso de unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado ECOBSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOBCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 115% del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

e) Redespachos aplicados para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en los casos de insuficiencia de ofertas para la ejecución de este proceso.

En los casos en los que el OS tenga que programar redespachos de energía a subir o a bajar para resolver un déficit ó un exceso de generación, respectivamente, y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, y una vez ya aplicados los redespachos sobre todas las unidades tanto de venta como de adquisición que estando obligadas a la presentación de ofertas, no hayan atendido, sin embargo, este requerimiento, y asignadas también todas aquellas ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas, compatibles con el respeto de las limitaciones aplicadas por seguridad, y no resultase dicha asignación aún suficiente para restablecer el equilibrio generación- demanda, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

Redespacho de energía a subir (redespacho ECOSMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Redespacho de energía a bajar (redespacho ECOBMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Proceso de resolución de restricciones técnicas del Mercado Intradiario: Los redespachos aplicados para la retirada de ofertas de venta o de adquisición de energía de la casación del mercado intradiario, para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el programa resultante de dicha casación (redespacho RTOMI) o para el reequilibrio posterior de los programas generación-demanda (redespacho ECOMI), incorporarán el correspondiente precio marginal horario de dicha sesión del mercado intradiario.

1.2 Proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real: Los redespachos de energía aplicados para la resolución de restricciones técnicas identificadas en tiempo real incorporarán el precio de las ofertas utilizadas a estos efectos: Ofertas de regulación terciaria complementadas con las ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

1.2.1 Redespachos aplicados mediante la utilización de la oferta de regulación terciaria.

1.2.1.1 Unidades de venta que incrementan su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real y unidades de adquisición que reducen su programa de energía con igual fin.

Los redespachos de energía a subir de tipo UPOTRT programados en tiempo real para la resolución de restricciones técnicas, incorporarán el precio de la oferta de regulación terciaria a subir utilizada a estos efectos.

El precio del redespacho incorporará además el arranque programado y realizado de cada turbina gas de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones técnicas presentada, cuando el incremento del programa de energía requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas.

1.2.1.2 Unidades de venta que reducen su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

Los redespachos de energía a bajar de tipo UPLTRT programados en tiempo real para la resolución de restricciones técnicas, incorporarán el precio de la oferta de regulación terciaria a bajar utilizada a estos efectos.

1.2.1.3 Unidades de adquisición de consumo de bombeo que incrementan su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

El incremento del programa de consumo de bombeo de una unidad de adquisición para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociado un redespacho de energía a bajar de tipo UPLTRT. Este redespacho tendrá una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando un precio igual a la suma del precio de la oferta de regulación terciaria a bajar utilizada a estos efectos, y del resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

1.2.2 Redespachos aplicados mediante la utilización de la oferta presentada para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

1.2.2.1 Unidades de venta que incrementan su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real y unidades de adquisición que reducen su programa de energía con igual fin.

Los redespachos de energía a subir de tipo UPOTROR programados en tiempo real para la resolución de restricciones técnicas, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a subir presentada para dicha unidad al proceso de resolución de restricciones técnicas, y utilizada a estos efectos.

El precio del redespacho incorporará además el arranque programado y realizado de cada turbina gas de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones técnicas presentada, cuando el incremento del programa de energía requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas.

1.2.2.2 Unidades de venta que reducen su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

Los redespachos de energía a bajar de tipo UPLTROR programados en tiempo real para la resolución de restricciones técnicas, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de resolución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos.

1.2.2.3 Unidades de adquisición de consumo de bombeo que incrementan su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

El incremento del programa de consumo de bombeo de una unidad de adquisición para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociado un redespacho de energía a bajar de tipo UPLTROR. Este redespacho tendrá una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando un precio igual a la suma del precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de resolución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos, y del resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

1.2.3 Redespachos aplicados en tiempo real no cubiertos con ofertas de regulación terciaria ni con ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas: En los casos en los que el OS tenga que programar redespachos de energía a subir o a bajar para la resolución de restricciones técnicas identificadas en tiempo real, sin que existan ofertas de regulación terciaria, ni ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas, o bien, existiendo éstas, resulten insuficientes para cubrir totalmente los redespachos aplicados por seguridad en tiempo real, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

Redespacho de energía a subir (tipo UPOMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Redespachos de energía a bajar (tipo UPLMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

En el caso de unidades de adquisición de consumo de bombeo, el incremento de su programa para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociados dos redespachos de energía a bajar de tipo UPLMER. Estos redespachos tendrán cada uno una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando uno de ellos un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, y el otro un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

2. Ejecución efectiva de los redespachos programados conforme a medidas

El OS determinará con arreglo a las medidas, en aquellos casos en que sea aplicable, las modificaciones que sean precisas para los precios incorporados en los redespachos programados, teniendo en cuenta así los arranques y el tipo específico de arranque (en frío o en caliente) programados, y el hecho de que se hayan producido éstos de forma efectiva de acuerdo con las medidas recibidas, así como la energía real medida para la unidad y la energía para ella programada por criterios de seguridad (Fase 1).

En el caso de que la energía medida en una hora para una unidad de venta sea inferior a la programada por seguridad, la energía incumplida será valorada al precio resultante de la diferencia entre el precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de las restricciones técnicas y el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

P.O. 3.3 GESTIÓN DE DESVÍOS

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de resolución de los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario (MI) y hasta la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema (OS) y a los Sujetos del Mercado (SM).

3. Proveedores del servicio

Los proveedores de este servicio de ajuste del sistema son las instalaciones de producción y de consumo de bombeo que siendo aptas para participar en los servicios de ajuste del sistema conforme a los criterios establecidos en la regulación vigente, obtengan la correspondiente habilitación del OS, quien la otorgará a aquellas unidades de programación cuya instalación o conjunto de instalaciones físicas acrediten su correspondiente capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio.

Para la habilitación de unidades para la prestación del servicio, las instalaciones de producción y de consumo de bombeo interesadas deben cumplir los siguientes requisitos:

a) Disponer de la inscripción definitiva en la sección correspondiente del RAIPEE.

b) Ser una instalación apta para participar en los servicios de ajuste del sistema, de acuerdo con los criterios de aptitud establecidos mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

c) Solicitud remitida al OS de participación en el proceso de resolución de los desvíos entre generación y consumo.

d) Integración de la instalación de producción y de consumo de bombeo en un centro de control.

e) Comunicación al OS de la información adicional requerida para los proveedores de este servicio en el Procedimiento de Operación por el que se establecen los intercambios de información y actualización de la misma cuando se produzca cualquier variación.

f) Verificación de que la unidad de programación en la que se integra dicha instalación de producción aporta una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 10 MW.

g) Resultado satisfactorio de las pruebas de habilitación establecidas mediante Resolución Ministerial de la Secretaría de Estado de Energía. En los casos en los que las pruebas se hayan realizado de manera agregada, las instalaciones que componen dicha agregación deben incluirse en la misma unidad de programación.

Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en el proceso de gestión de desvíos de una unidad de producción o de consumo de bombeo, el responsable de la instalación deberá contar con la autorización expresa del OS.

Las unidades de producción están obligadas a comunicar y mantener actualizada la información requerida por el OS en el correspondiente procedimiento de operación para permitir el adecuado funcionamiento del proceso de gestión de desvíos.

El OS informará de forma detallada al titular de la unidad de programación de la falta de capacidad técnica para la prestación del servicio de su unidad, del incumplimiento de forma reiterada de los requisitos exigidos, de la inadecuada calidad del servicio prestado y/o de la no remisión de la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación de este servicio de ajuste del sistema, concediendo un plazo para introducir las mejoras necesarias. Sí no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar cualquiera de las habilitaciones previamente concedidas.

4. Procedimiento de resolución

4.1 Definición del proceso. Los sujetos del mercado asociados a unidades de programación deberán comunicar al OS, tan pronto como sea posible, todas las indisponibilidades parciales o totales que afecten a las unidades físicas de producción y a las unidades físicas de consumo de bombeo, tal y como está fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la comunicación y el tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.

Asimismo, los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación deberán comunicar también al OS todas aquellas modificaciones obligadas de programa debidamente justificadas que se presenten en sus equipos de generación o de consumo de bombeo, por otras causas (infactibilidad técnica, vertidos ciertos, etc.), y que conlleven una variación del programa de energía entregada o tomada de la red superior a 30 MWh con respecto al valor del programa horario comunicado con anterioridad para la unidad de programación, debiendo explicitar el sujeto del mercado también la duración prevista del desvío.

Por su parte, el OS efectuará previsiones de la demanda del sistema eléctrico peninsular español, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece la previsión de la cobertura de la demanda, así como de las entregas de energía procedentes de las instalaciones de producción eólica y solar.

El OS, anotará además desvíos sobre las unidades de programación asociadas a los programas de intercambios internacionales en los casos en los que, una vez transcurrida la última sesión del mercado intradiario cuyo horizonte de aplicación abarca el periodo de programación en cuestión, el sujeto del mercado de una unidad de programación asociada a un programa de intercambio internacional mantenga un programa de energía que carezca de la pertinente conformidad del OS eléctrico vecino.

Tomando como dato de partida sus mejores previsiones de demanda del sistema eléctrico peninsular español y de producción eólica de acuerdo con lo establecido en el procedimiento por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia, así como la información de indisponibilidades y desvíos justificados de programa comunicada por los sujetos del mercado asociados a unidades de programación, y los posibles desvíos

anotados sobre las unidades de programación correspondientes a los programas de intercambios internacionales, el OS estimará los desvíos globales previstos hasta la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión del MI.

El OS, en función de los desvíos previstos, valorará la necesidad de convocar el mercado de gestión de desvíos generación-consumo, solicitando ofertas, en su caso, para la resolución de estos desvíos. No se resolverán mediante convocatoria del mercado de gestión de desvíos, aquellos desvíos en los que el valor del desvío medio previsto en cada periodo de programación sea inferior a 300 MW.

En caso de que el desvío medio previsto en cada período de programación sea igual o superior a 300 MW, el OS comunicará a los SM el requerimiento total de energía y su sentido (a subir o a bajar) para la resolución de los desvíos en cada período de programación, así como las limitaciones de energía máxima y mínima aplicables a las ofertas que, en su caso, el OS pudiera establecer, previa conformidad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para garantizar una adecuada prestación y un correcto control de dicho servicio.

Para hacer frente a los desvíos previstos, el OS utilizará las ofertas de incremento y reducción de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de generación y/o de consumo de bombeo y asignará las modificaciones de programa que correspondan a cada unidad de programación, incorporando estas modificaciones en el siguiente programa horario operativo P48.

El ámbito temporal de aplicación del mercado de gestión de desvíos generación-consumo puede llegar a abarcar todos los períodos de programación existentes entre el cierre de una sesión del MI y la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión del MI.

4.2 Presentación de ofertas. Una vez comunicados por el OS los requerimientos de energía a cubrir para compensar los desvíos identificados y, en su caso, las limitaciones de energía máxima y mínima aplicables a las ofertas, los sujetos del mercado podrán presentar, en un plazo máximo de 30 minutos, ofertas para cada una de sus unidades de programación correspondientes a sus instalaciones de generación y/o de consumo de bombeo por la energía disponible en ellas para cubrir el desvío.

La participación en el proceso de resolución de los desvíos generación-consumo de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento se encuentra establecida en el procedimiento de operación por el que se establece la participación de estas instalaciones en los procesos gestionados por el OS. Las ofertas presentadas serán válidas solamente para la convocatoria efectuada, siendo anuladas una vez cerrado el proceso de asignación correspondiente.

Para cada unidad de programación se especificará la siguiente información:

Tipo de oferta (generación o consumo de bombeo).

Energía a subir:

Para el conjunto del horizonte de resolución de desvíos se indicará: Energía total máxima (MWh).

Variación máxima de energía asignada (MWh/h).

Además para cada período de programación se indicará:

N.º de bloque (orden correlativo empezando por 1, máximo = 10). Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada (€/MWh). Código de indivisibilidad.

Código de aceptación completa extensivo a todos los periodos de programación del horizonte de resolución de desvíos (Aplica si nº de orden de bloque = 1).

Energía a bajar:

La misma información requerida en el epígrafe de Energía a subir, teniendo en cuenta que las energías ofertadas en este caso son a bajar, en lugar de a subir, y que el precio ofertado corresponde al precio de recompra de dicha energía.

El valor de energía horaria a subir o a bajar de una oferta indivisible no podrá ser superior, en ningún caso, a 300 MWh.

4.3 Asignación de ofertas. El OS analizará las ofertas recibidas y, en caso de detectar alguna incompatibilidad con los programas asignados en procesos anteriores, la oferta será limitada. Este proceso se realizará mediante la aplicación de un control respecto de los límites físicos de las unidades de producción y de bombeo. En caso de sobrepasarse estos límites físicos, o, en caso de que la asignación de una oferta diese lugar a una limitación de programa establecida por razones de seguridad del sistema, se aplicarán los criterios indicados en el anexo I de este procedimiento.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por la normativa de aplicación, siéndoles aplicables además los criterios de aceptación y validación establecidos en el anexo I de este procedimiento.

El OS asignará las ofertas mediante el algoritmo de asignación que se especifica en el anexo II de este procedimiento.

4.4 Comunicación de los resultados de la asignación. El OS comunicará los resultados del proceso de asignación de ofertas a los sujetos del mercado de cada unidad de programación asignada.

La asignación realizada por el OS será considerada firme inmediatamente después de ser comunicada, adquiriendo, el sujeto del mercado asociado a la unidad de programación, la obligación de realizar el nuevo programa de energía derivado de la conjunción de su programa previo más la modificación de programa asociada a la asignación de ofertas para la resolución de los desvíos generación-consumo.

Quince minutos antes del cambio de hora, el OS transmitirá a los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación afectadas, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información, el nuevo programa para sus respectivas unidades de programación. Este programa incluirá la producción adicional que deberá incorporarse o reducirse en la programación de cada unidad para la resolución de los desvíos generación- consumo.

4.5 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas. Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas de resolución de desvíos, los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

El OS gestionará, a la mayor brevedad posible, estas reclamaciones o cualquier anomalía que haya podido ser identificada en el proceso de asignación de ofertas, procediendo a efectuar un nuevo proceso de asignación, en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximo admisible establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la operación.

4.6 Liquidación del servicio. El tratamiento económico de este servicio está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago.

4.7 Liquidación de la provisión del servicio. Las unidades de oferta de generación y de consumo de bombeo podrán modificar su programa de energía para la resolución de los desvíos generación-consumo.

Las modificaciones programadas en las unidades de oferta de generación y de consumo de bombeo para la resolución de estos desvíos generación-consumo serán valoradas al precio marginal de las ofertas asignadas en cada período de programación, siendo calculado dicho precio marginal de acuerdo con el mecanismo especificado en el anexo II de este procedimiento.

Se revisarán las asignaciones de este servicio para verificar el cumplimiento efectivo del mismo. En concreto, se verificará el cumplimiento del valor del saldo neto de las asignaciones de gestión de desvíos y regulación terciaria por zona de regulación o para cada conjunto de unidades de programación del mismo sujeto de liquidación.

El cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago.

4.8 Distribución de los costes derivados de la resolución de los desvíos generación-consumo. La liquidación de los costes derivados de la modificación del programa de energía de generación o de consumo de bombeo para la resolución de los desvíos generación-consumo será repercutido de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago.

5. Mecanismo excepcional de asignación

En los casos en los que, por razones de urgencia, ausencia de ofertas suficientes, o por indisponibilidad de los sistemas informáticos de gestión u otra causa justificada, no sea posible resolver un desvío mediante la aplicación del mecanismo previsto en este procedimiento, no existiendo reserva de regulación terciaria suficiente, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, para resolver los desvíos generación-consumo identificados, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a que hubiera lugar por la citada prestación del servicio.

Las asignaciones de energía que, en su caso, pueda aplicar el OS por mecanismo excepcional de asignación serán valoradas:

Para asignaciones de energía a subir: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, por el máximo precio marginal horario de todas las sesiones de desvíos a subir que hayan cubierto dicha hora o, en su defecto, por el precio marginal horario del mercado diario

Para asignaciones de energía a bajar: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, por el mínimo precio marginal horario de todas las sesiones de desvíos a bajar que hayan cubierto dicha hora o, en su defecto, por el precio marginal horario del mercado diario.

ANEXO I

Criterios para la aceptación y validación de las ofertas de resolución de desvíos

Las ofertas presentadas por los sujetos del mercado para la resolución de los desvíos generación-consumo serán sometidas a los criterios de validación recogidos en el presente anexo.

1. Comprobaciones aplicadas en el proceso de lectura de las ofertas

Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación para la venta de energía correspondiente a instalaciones de generación o por unidad de programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo para cada convocatoria de gestión de desvíos. De esta forma, si para una misma convocatoria se envía más de una vez información para una misma unidad de programación, la última información sustituirá a la anterior.

La oferta deberá ser enviada por el sujeto del mercado asociado a la unidad de programación a la que corresponde la oferta.

El periodo de tiempo que cubre la oferta deberá estar incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta.

Cada oferta estará compuesta por bloques consecutivos, cuyo número no deberá superar el máximo que, en su caso, establezca y publique el OS.

Sólo se permitirá un bloque de tipo todo o nada por oferta y sentido (subir/bajar), siendo obligatoriamente el bloque n.º 1. De existir más de uno, la oferta será rechazada.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos por la normativa vigente.

2. Comprobaciones en el preproceso de las ofertas

Estas comprobaciones se efectúan inmediatamente antes de la aplicación del algoritmo de asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e indisponibilidades de unidades físicas de producción, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se leyeron las ofertas.

Las comprobaciones que se realizan en esta etapa sobre las unidades de programación son las siguientes:

No violación de límites por seguridad.

No violación de limitaciones por indisponibilidad (comunicada por el sujeto del mercado responsable de la unidad de programación o, en su defecto, introducida por el OS, tras comunicación previa del sujeto del mercado).

No violación de los límites de potencia físicos del grupo (sólo en el caso de grupos generadores y unidades de bombeo).

No oferta de una energía a bajar mayor su programa de generación, o para las unidades de programación para la adquisición de energía para bombeo, oferta de energía a subir mayor que su programa de bombeo.

Las acciones a tomar cuando un bloque de oferta viole alguno de los límites anteriores dependerán de las condiciones de indivisibilidad del mismo:

Bloque divisible: El bloque será truncado hasta el punto en que deja de violar el límite Bloque indivisible: El bloque será rechazado completamente en aquellos períodos de programación en los que se produce la violación

Bloque de tipo todo o nada: el bloque de oferta será rechazado por completo, es decir, para todos los períodos de programación que abarque la oferta, aunque sólo se produzca la violación en algún período.

Cabe destacar que en el primer y en el último período de programación para los que se convoca el mercado de gestión de desvíos, todos los bloques de ofertas (a excepción de los bloques de tipo todo o nada) se considerarán divisibles. Por este motivo, en estos periodos de programación extremos, cuando se produzca una violación de algún límite, se truncará siempre el bloque de oferta.

3. Comprobaciones realizadas durante el proceso de asignación

Estas comprobaciones son realizadas por el propio algoritmo de asignación, y afectan a aquellos bloques de oferta que, por precio, deberían ser asignados. Durante este proceso se comprueba que la asignación no viole ninguna de las restricciones de energía máxima y de rampas de la oferta. Su aplicación puede provocar que la oferta no sea asignada en su totalidad o que sea rechazada.

Hay que señalar que si bien los rechazos afectan a los bloques de oferta, las comprobaciones son realizadas a nivel del programa correspondiente a la unidad de programación.

Las comprobaciones que se realizan en esta etapa son las siguientes:

Tras la asignación, la unidad programación no deberá violar con su oferta ninguna rampa de subida ni de bajada. Es decir, se tiene que cumplir que:

$$E(t+1) \leq E(t) + \text{Rampa Subida (t)}\quad E(t+1) \geq E(t) - \text{Rampa Bajada (t)}$$

Las energías E(t) y E(t+1) corresponden al programa de la unidad de programación tras la asignación de la oferta de gestión de desvíos.

Es decir:

$$E(t) = \text{Programa inicial (t)} + \text{Asignación Desvíos (t)}$$

Esta comprobación se efectúa, independientemente del signo del desvío, para todas las horas en las que se asigna, a excepción de la última.

Comprobación de que la energía asignada a la unidad de programación no exceda la limitación de energía máxima de la oferta. Una vez alcanzado este límite, no se asignarán más bloques de esta oferta.

Comprobación de que los bloques de tipo todo o nada hayan sido asignados en todos los periodos de programación. Cuando un bloque de este tipo no haya sido asignado en algún período de programación, bien por precio o por alguna de las restricciones anteriores, se procederá a su desasignación en todos aquellos períodos en los que hubiera resultado asignado.

En los casos en los que se violan algunas de estas limitaciones, el tratamiento aplicado al bloque de oferta es función del tipo de bloque en cuestión, teniéndose para ello en consideración los mismos criterios indicados en el apartado 2 de este mismo anexo, en función de que se trate de bloques divisibles, indivisibles o de tipo todo o nada.

ANEXO II

Algoritmo de asignación de ofertas para la resolución de desvíos generación-consumo

1. Características fundamentales del algoritmo de asignación

Las características principales que presenta este algoritmo de asignación de ofertas son las siguientes:

Proceso de asignación único en el que existen restricciones horizontales: de rampa y de energía total asignada.

Proceso de asignación iterativo en el que se realizan diferentes aplicaciones del algoritmo hasta alcanzar una solución válida.

Se admiten bloques de oferta indivisibles y de tipo todo o nada. Estos últimos son bloques que deben ser asignados completamente en todos los períodos de programación. No obstante, en el primer y en el último periodo de programación para los que se convoca el mercado de gestión de desvíos, todos los bloques indivisibles son considerados como divisibles.

Los bloques de oferta pueden incorporar condiciones de rampa máxima y de energía total asignada en el conjunto del horizonte del mercado.

Mercado marginalista en el que la liquidación por la prestación del servicio en cada período de programación viene determinado por el precio de la última oferta asignada parcial o totalmente para cubrir los requerimientos en dicho período.

Se admite un margen en la asignación de ofertas (± 10% de los requerimientos) de forma que se considera la asignación válida cuando se cubren los requerimientos publicados dentro del intervalo definido por este margen (90% <-> 110 % de los requerimientos publicados).

2. Descripción del funcionamiento del algoritmo

El procedimiento utilizado en el proceso de asignación de ofertas es el siguiente:

1. Hora a hora se colocan los bloques de oferta en orden creciente de precios (decreciente para requerimiento a bajar) hasta cubrir el requerimiento.

2. En cada hora se calcula la energía máxima que se puede asignar a cada bloque de forma que no se violen las restricciones de rampa y de energía total que pudieran presentar las ofertas.

3. A igualdad de precio, los bloques se ordenan según el siguiente criterio:

Tienen preferencia los bloques divisibles sobre los indivisibles.

A igualdad de tipo (ambos divisibles o indivisibles), tiene preferencia el bloque que oferte una menor energía.

A igualdad de las condiciones anteriores, en el proceso de asignación de ofertas, se dará prioridad a la no reducción de la producción (caso de asignación de ofertas a bajar) o al incremento de la producción (caso de asignación de ofertas a subir) de las instalaciones que

utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia.

4. En caso de existir varios bloques de ofertas al mismo precio, en el límite de cobertura, se prorratea la asignación entre ellos si son divisibles.

Sí uno o varios de estos bloques fuese indivisible (bombeo), se da preferencia a la cobertura con los divisibles. Sí asignados estos es aún necesaria la asignación de algún bloque indivisible se procederá como sigue: Tienen preferencia los bloques indivisibles de menor tamaño. Sí al colocar un bloque indivisible se sobrepasa el requerimiento en un valor menor al margen permitido, se asignará el bloque y se finalizará la asignación.

Sí se sobrepasa este valor, se retirará el bloque. Sí una vez retirado el bloque, no se alcanza el requerimiento, pero se está dentro del margen de variación admisible alrededor del requerimiento publicado, se considera finalizada la asignación.

Sí lo anterior no se cumple, se continúa con los bloques del precio siguiente, hasta completar la asignación.

5. Una vez alcanzados los requerimientos en un periodo de programación se pasa al siguiente hasta llegar al final del horizonte.

6. Una vez alcanzado el fin del horizonte se repite de nuevo el proceso de asignación hacia atrás. Cuando se realiza la asignación hacia atrás, en los bloques que presentan restricciones de rampa y/o energía total no se puede asignar más energía de la que se asignó en el proceso hacia delante.

7. Una vez alcanzado el primer período de programación, se analiza si la solución es válida (no se viola ninguna restricción). El proceso se repite hasta que se alcanza el número máximo de iteraciones o se alcanza una solución válida después de cuatro iteraciones.

8. Cuando se ha alcanzado una solución válida se comprueba que todos los bloques de oferta de tipo todo o nada se han asignado completamente en todos los periodos de programación. Sí hubiera varios bloques en esta situación, se elimina el que sea más costoso en su totalidad y se repite de nuevo todo el proceso.

P.O. 3.7 APLICACIÓN DE LIMITACIONES A LAS ENTREGAS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN SITUACIONES NO RESOLUBLES CON LA APLICACIÓN DE LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA

1. Objeto

Este procedimiento describe los flujos de información y los procesos necesarios para la aplicación de limitaciones a las entregas de producción, con el fin de garantizar la operación segura del Sistema.

Toda la generación del Sistema Eléctrico Peninsular Español, incluida aquélla objeto de este procedimiento, está sujeta de forma general a lo dispuesto en los Procedimientos de Operación y en particular en los procedimientos por los que se establece la programación de la generación, las restricciones técnicas y la gestión de desvíos.

El objeto de este procedimiento es establecer las medidas de operación del sistema en su conjunto y de estas unidades de producción en particular, de forma tal que se mantenga la operación segura y estable del sistema, en situaciones donde el OS considere que la disponibilidad de potencia para regulación terciaria disponible es insuficiente para asegurar el adecuado equilibrio entre la generación y el consumo en el sistema o para solventar situaciones de riesgo en el sistema cuando no se cumplen los criterios de seguridad fijados en el Procedimiento de Operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a:

a) Red Eléctrica en su condición de Operador del Sistema (OS).

b) Empresas propietarias de unidades de producción con obligación de estar adscritas a un centro de control de generación.

c) Centros de Control de las instalaciones de generación.

d) El transportista único y distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.

e) Las empresas propietarias de instalaciones de la red de distribución y los gestores de la red de distribución correspondientes.

3. Aplicación de limitaciones por razones de seguridad del sistema

El Operador del Sistema, en cumplimiento de lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece la solución de restricciones técnicas y como resultado de los análisis y la supervisión de la seguridad del sistema, aplicados en distintos horizontes temporales, puede identificar diferentes condiciones que supongan un riesgo cierto para la continuidad y calidad del suministro. En el ámbito de las restricciones técnicas descritas en el presente procedimiento, el Operador del Sistema dará las instrucciones oportunas de limitación de las entregas de energía a las unidades objeto de este procedimiento, por medio de los respectivos Centros de Control. Estas instrucciones se impartirán sólo en aquellos casos en los que no existan otros medios para evitar el riesgo identificado, actuando en tiempo real o con la antelación suficiente, bien porque ya se haya actuado sobre la generación y el consumo de bombeo, mediante la utilización del servicio de regulación terciaria y por motivos de seguridad considere que no debe utilizar más ese servicio para solventar el problema. El Operador del Sistema identificará las producciones máximas admisibles por nudo de la Red de Transporte o las admisibles en el conjunto del sistema eléctrico, según sea el caso concreto identificado.

En los casos de identificación de restricciones técnicas en un elemento de la red de distribución, siempre que el gestor de la red de distribución así lo solicite, el operador del sistema pondrá a disposición del gestor de esta red, las instrucciones impartidas al Centro de Control correspondiente.

En los Centros de Control se deberá disponer de registros de las consignas de limitación de programa comunicadas por el operador del sistema y por el correspondiente Centro de Control, así como del seguimiento, cumplimiento de estas instrucciones y volumen de las reducciones de producción, para que esta información pueda ser utilizada para la resolución de posibles conflictos.

3.1 Limitaciones de producción.

El Operador del Sistema informará a los Centros de Control afectados de la máxima producción que cada una de las unidades de producción bajo su control puede entregar de forma que no se supere la máxima producción admisible en cada uno de los nudos de la Red de Transporte o en el sistema eléctrico peninsular español en su conjunto. El reparto de dicha producción máxima se realizará, a igualdad de coste, atendiendo al orden de reducción determinado en el procedimiento de operación por el que se establece la solución de restricciones técnicas, entre unidades de la misma prioridad de despacho, de forma proporcional a la potencia programada o a la producción de la unidad al inicio de la restricción, según sea el ámbito temporal en el que tenga lugar la aplicación de la limitación de producción. El nuevo valor de producción limitado debe ser alcanzado en un plazo máximo de 15 minutos una vez recibida la instrucción de limitación de las entregas de energía.

En el caso de que a una instalación térmica, con acta de puesta en servicio previa a la publicación en el BOE de este procedimiento de operación, no le sea posible técnicamente reducir su producción hasta el valor de la limitación de entrega que le haya solicitado el OS, en un plazo máximo de 15 minutos, el Centro de Control al que se encuentre adscrita la unidad informará al Operador del Sistema de los valores de rampa de subida máxima y de rampa de bajada máxima técnicamente admisibles para la unidad de producción. Estos valores de rampa serán comprobados por el Operador del Sistema utilizando el histórico de programas de entrega de energía de la unidad de producción y podrán ser invalidados por el Operador del Sistema en caso de detectar de forma reiterada variaciones en dichos programas incompatibles con los valores de rampa declarados. Una vez validados, el Operador del Sistema se considerará dichos valores para la verificación del cumplimiento de las instrucciones de producción máxima.

Alternativamente a la metodología descrita, cada Centro de Control podrá realizar, a igualdad de coste, otro reparto interno de la limitación de entregas de producción solicitada por el OS, entre aquellas unidades de producción del mismo subgrupo del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio o normativa que lo sustituya, siempre que se asegure un efecto equivalente, o más favorable, en la resolución de la restricción técnica de que se trate, sobre las redes de transporte, distribución o sobre el sistema en su conjunto, de acuerdo con lo establecido en el punto 3.2 de este procedimiento de operación. En cualquier caso, el Operador del Sistema pondrá a disposición de cada Centro de Control, la información relativa a las entregas de energía de cada unidad de producción bajo la responsabilidad de dicho Centro de Control que se ha considerado para llegar a la producción máxima en conjunto.

En el caso de que un Centro de Control realice un reparto interno diferente al enviado por el Operador del Sistema tras recibir una instrucción de limitación de las entregas, el Operador del Sistema deberá recibir de dicho Centro de Control, antes de la 1.00 horas del día siguiente, la potencia asignada a cada unidad de producción en cada periodo horario para que esta información pueda ser tenida en consideración, siempre que dicho reparto cumpla con las condiciones establecidas. En otro caso, el Operador del Sistema considerará que el reparto realizado se corresponde con el por él enviado. El Operador del Sistema deberá comunicar a los Centros de Control el formato y las condiciones de dicho envío.

Sí las condiciones de operación permiten levantar parcialmente la limitación, el orden de levantamiento de dicha limitación será el inverso al empleado para establecer la limitación.

3.2 Motivos de reducción de la producción.

Dependiendo de la restricción técnica identificada por el Operador del Sistema se pueden distinguir los siguientes casos:

3.2.1 Congestión en la evacuación de generación.

Se entiende por congestión la identificación de sobrecargas inadmisibles, de acuerdo con los criterios de seguridad, en elementos de la Red de Transporte y/o de la Red de Distribución, debido a, por ejemplo, un exceso de producción en una zona respecto a la capacidad de evacuación de la misma, así como a la imposibilidad parcial o total de evacuación por indisponibilidad de las instalaciones que permiten dicha evacuación. La aplicación de las limitaciones de entregas de producción para la solución de dicha congestión se realizará según lo determinado en el procedimiento de operación por el que se establece la solución de restricciones técnicas, sin ninguna consideración adicional.

Cuando el gestor de la Red de Distribución de una zona detecte en el proceso de programación o bien en tiempo real un problema de congestión en la red bajo su responsabilidad, que no sea posible resolver por un medio diferente a la limitación de la producción de unidades objeto de este procedimiento, de acuerdo con lo determinado en el procedimiento de operación por el que se establece la solución de restricciones técnicas, lo comunicará al Operador del Sistema, dejando constancia escrita mediante fax o correo electrónico del incumplimiento de las condiciones de seguridad identificadas, y las causas a las que es debido, así como la potencia máxima de cada una de las unidades de producción o del conjunto de unidades de producción agregadas afectadas por la modificación identificando unívocamente cuáles son las unidades de producción a las que aplica dicha limitación. El Operador del Sistema procederá a ordenar la aplicación de limitaciones de las entregas de energía a los correspondientes Centros de Control, pudiendo, bajo petición, distribuir la solicitud realizada por el Distribuidor entre los Centros de Control afectados.

Cada Centro de Control podrá realizar otro reparto interno de la generación entre unidades que estén asociadas al mismo nudo de la Red de Transporte y/o de la Red de Distribución y que presenten la misma sensibilidad a la congestión detectada. Dicho reparto deberá respetar el orden de prioridad establecido en el artículo 6 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio y deberá ser autorizado por el Operador del Sistema previamente a que sea aplicado.

3.2.2 Estabilidad.

A los efectos de las limitaciones de producción orientadas a evitar o limitar repercusiones derivadas de problemas de estabilidad transitoria en el sistema, se considerarán las

perturbaciones definidas en el P.O.1.1. Dichas perturbaciones serán despejadas en un tiempo igual o inferior a 100 ms, no obstante, en las circunstancias que las que el sistema lo requiera, de acuerdo con la normativa vigente, el Operador del Sistema podrá postular tiempos de despeje de 250 ms. Adicionalmente, podrían detectarse situaciones no admisibles asociadas a valores de inercia mínima o de estabilidad de pequeña señal.

El Operador del Sistema evaluará con antelación suficiente y en tiempo real, con desagregación por nudo de la Red de Transporte, la máxima entrega de energía en dicho nudo que se puede integrar en el sistema sin comprometer su seguridad, atendiendo a pérdidas instantáneas de generación provocadas por huecos de tensión u otros motivos relacionados con la estabilidad transitoria. Para ello, tendrá en cuenta el comportamiento frente a perturbaciones de cada una de las unidades de producción, considerando los requisitos técnicos establecidos en los Procedimientos de Operación 12.2 y 12.3, con objeto de minimizar la modificación de generación necesaria, aplicando las limitaciones de entrega de producción, a igualdad de coste, en primer lugar a las instalaciones más sensibles a los huecos de tensión o que presenten un comportamiento ante perturbaciones menos favorable para el sistema en su conjunto.

Cada Centro de Control, a igualdad de coste, podrá realizar otro reparto interno de la generación entre unidades que estén asociadas al mismo nudo de la Red de Transporte y que presenten el mismo comportamiento frente a perturbaciones. Dicho reparto de las limitaciones de entregas de producción deberá respetar el orden de prioridad establecido en el artículo 6 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio y deberá ser autorizado por el Operador del Sistema previamente a que sea aplicado.

3.2.3 Excedentes de generación no integrables en el Sistema.

En determinadas circunstancias en las que se presente una demanda inferior a la programada y/o una producción de las unidades objeto de este procedimiento superior a la programada, el Operador del Sistema podrá precisar aplicar limitaciones de entregas de producción de la generación objeto del presente procedimiento una vez considere que el volumen de las ofertas de energía a bajar disponibles y sin utilizar para el servicio de regulación terciaria sea el mínimo imprescindible para mantener la seguridad del sistema. El ámbito de aplicación será el del conjunto del Sistema.

Cada Centro de Control podrá realizar otro reparto interno de la generación entre unidades de generación respetando, a igualdad de coste para el sistema, el orden de prioridad de despacho establecido en el artículo 6 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Para cada Centro de Control, la posibilidad de aplicar dicho reparto debe ser autorizado por el Operador del Sistema previamente a que comience por primera vez a aplicarse.

3.2.4 Pruebas de control de producción.

Con objeto de verificar la capacidad de los Centros de Control y de las unidades de producción para recibir órdenes de reducción de su producción, el Operador del Sistema podrá comprobar, en cualquier momento, el seguimiento de consignas de dichos centros de control.

4. Mecanismo excepcional de resolución

En el caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, causadas por fuerza mayor o por otra índole no prevista ni controlable, no sea posible resolver las restricciones mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante los agentes afectados y la CNMC, sin perjuicio de la retribución económica de las mismas que sea de aplicación en cada caso.

P.O. 3.8 PARTICIPACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DURANTE LA FASE DE PRUEBAS PREOPERACIONALES DE FUNCIONAMIENTO

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer los requerimientos específicos y la forma de participación de las instalaciones de producción de energía eléctrica en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el Operador del Sistema.

En concreto, este procedimiento hace referencia a la participación de las citadas instalaciones de producción en los siguientes procesos gestionados por el Operador del Sistema:

a) Solución de restricciones técnicas en los programas resultantes de los mercados diario e intradiario, y en la operación en tiempo real.

b) Servicios de regulación frecuencia-potencia y de control de tensión de la red de transporte.

c) Gestión de desvíos generación-consumo.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema (OS), al Operador del Mercado (OM) y a los sujetos del mercado,asociados a todas las instalaciones de producción que estén en fase de pruebas de funcionamiento previas a su operación comercial con punto de conexión a la red de transporte, y de aquellas otras que estando conectadas a la red de distribución tengan una potencia neta registrada superior a 50 MW.

3. Definiciones

Fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento:

Se considera que una instalación de producción está en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento durante el periodo de tiempo que transcurre desde la fecha en la que la instalación obtiene la inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) por parte del órgano competente, disponiendo la instalación del Acta de Puesta en Servicio para pruebas o Autorización de explotación provisional para pruebas, según resulte de aplicación, emitida por el Órgano Administrativo competente, y la fecha de inscripción definitiva de dicha instalación en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE).

Dentro del término de pruebas preoperacionales de funcionamiento se consideran todas las pruebas previas a la operación comercial del grupo, incluidas, entre otras, tanto aquellas pruebas que representen una entrega de energía a la red, como aquellas otras que estén directamente asociadas al funcionamiento de la instalación en unas determinadas condiciones de generación/absorción de potencia reactiva.

4. Requerimientos previos a la ejecución de las pruebas preoperacionales de funcionamiento

4.1 Autorización de pruebas: Todas las pruebas preoperacionales de funcionamiento que lleven asociada la conexión de la instalación de producción a la red de transporte, o bien a la red de distribución cuando su potencia neta registrada es superior a 50 MW, y con independencia de que den lugar o no a entregas de energía al sistema eléctrico, deberán ser previamente autorizadas por el OS.

Para ello, el sujeto del mercado asociado a la instalación deberá facilitar al OS información detallada del plan de pruebas previsto, en los plazos y forma indicados en el apartado 5 de este procedimiento. En los casos en los que la instalación de producción esté conectada a la red de distribución, el sujeto del mercado asociado a la instalación deberá aportar además la conformidad del correspondiente distribuidor para la realización de estas pruebas.

4.2 Requisitos generales previos: Como paso previo para la autorización de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, el OS verificará el cumplimiento de los siguientes requisitos:

1. Documentación disponible que acredite la inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) por parte del órgano competente, incluyendo Acta de Puesta en Servicio para pruebas o Autorización de explotación provisional para pruebas, según resulte de aplicación, emitida por el Órgano Administrativo competente.

2. En el caso de instalaciones conectadas a la red de distribución:

a) Cumplimiento de todos los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de Puntos de Medida del sistema eléctrico relativos a las características de la instalación de medida, verificación de los equipos de medida, alta en el Concentrador Principal y recepción de las medidas del correspondiente punto frontera en el sistema de medidas eléctricas SIMEL, de acuerdo a los procedimientos de operación vigentes, con detalle, en su caso, del Código de la Instalación de producción a efectos de Liquidación (CIL).

b) Disponibilidad en el sistema de control de energía del OS de las telemedidas en tiempo real de la instalación requeridas en los procedimientos de operación.

c) Verificación de la integración de la instalación en un centro de control, habilitado por el OS, que actúe como interlocutor con el OS para la operación en tiempo real, según se establece en los procedimientos de operación

d) Disponibilidad en la base de datos del OS de toda la información estructural de la instalación requerida en esta fase previa a la operación comercial, con arreglo a lo dispuesto en los correspondientes procedimientos de operación.

e) Certificación del distribuidor en cuya red evacue la instalación, del cumplimiento de los procedimientos de acceso y conexión a la Red de Distribución.

3. En el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte:

a) Cumplimiento de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte establecidos en la normativa vigente, debiendo disponer la instalación de producción de la autorización definitiva de conexión a la red de transporte en el Informe de Verificación de Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC) emitido por el OS, debiendo cumplir así, entre otros, los siguientes requisitos:

• Haber suscrito el contrato técnico de acceso con el transportista propietario del punto de conexión a la red de transporte, de acuerdo con la normativa vigente.

• Cumplimiento de todos los requerimientos establecidos en los anteriores apartados 2.a), 2.b), 2.c) y 2.d).

4. Verificación del alta de la correspondiente unidad de venta de energía.

5. Verificación de los requerimientos generales previos y comunicación de su cumplimiento:

Una vez cumplidos los requisitos generales previos indicados en el apartado anterior, el sujeto del mercado asociado a la instalación de producción dirigirá al OS la solicitud de autorización de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

El OS verificará el cumplimiento de dichos requisitos y comunicará el cumplimiento o incumplimiento de dichos requisitos.

En caso de cumplimiento, el OS emitirá la correspondiente autorización de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

En el caso de que la instalación de producción esté conectada a la red de distribución, el OS informará al distribuidor correspondiente de la autorización para la realización de las pruebas preoperacionales de funcionamiento en dicha instalación.

5. Comunicación del plan de pruebas y de las entregas de energía previstas

5.1 Comunicación semanal del plan de pruebas previsto: Con independencia de que la instalación participe o no directamente en el mercado para gestionar sus entregas de energía durante la fase de pruebas preoperacionales, el sujeto del mercado asociado a la

instalación de producción deberá facilitar al OS, y también al distribuidor, cuando la instalación esté conectada a la Red de Distribución, con carácter semanal, antes de la hora de cierre de Mercado Diario de cada viernes y para el horizonte que abarca toda la semana siguiente (de sábado a viernes, inclusive), la siguiente información correspondiente al plan de pruebas previsto para dicha semana.

Programa previsto para la ejecución de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, en el que se detalle:

a) Fecha y hora prevista de inicio de cada prueba.
b) Información general sobre el tipo de pruebas que está previsto realizar.
c) Programa de pruebas: energía prevista en cada periodo horario de programación.
d) Fecha y hora prevista de finalización de cada prueba
e) Consecuencias que se derivarían de un posible requerimiento de modificación del programa de pruebas previsto, para la solución de restricciones técnicas, sobre el propio programa de pruebas y su incidencia en la fecha prevista de inicio de la operación comercial del grupo.

El sujeto del mercado asociado a la instalación de producción deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, todas aquellas modificaciones que afecten al plan semanal de pruebas previamente comunicado.

5.2 Actualización de las previsiones de entrega de energía y comunicación de desvíos sobre programa: El sujeto del mercado asociado a la instalación de producción en fase de pruebas preoperacionales deberá facilitar al OS, antes de la hora límite establecida para la publicación del PDBF de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación del día D-1, con independencia de que haya gestionado o no sus programas de entrega de energía en el mercado diario, información actualizada de las previsiones horarias de entrega de energía a la red para el día D, correspondientes a las pruebas de funcionamiento que tenga previsto realizar la instalación.

Asimismo, deberá comunicar al OS los días D-1 y D, con la mayor antelación posible, información actualizada de las previsiones de entregas de energía a la red, en todos aquellos casos en los que la nueva previsión de energía horaria represente una variación mayor de 30 MWh, respecto al valor de la energía horaria previamente comunicada para dicha unidad.

En los casos en los que los programas de entrega de energía sean gestionados directamente en el mercado de producción español, el sujeto del mercado asociado a la instalación deberá comunicar al OS, de forma inmediata, cualquier desvío de producción respecto al programa que represente o vaya a representar una variación superior a 30 MWh con respecto al valor del programa horario previsto con anterioridad para la unidad, debiendo explicitar además el sujeto del mercado asociado a la correspondiente unidad de venta de energía, la duración prevista para este desvío.

Estas comunicaciones de desvío respecto a programa facilitadas al OS por el sujeto del mercado asociado a la instalación, darán lugar a redespachos de desvío comunicado aplicable sobre las correspondientes unidades de venta de energía, desvíos que serán gestionados de igual forma que los desvíos comunicados para las unidades de venta de energía correspondientes a instalaciones de producción en operación comercial.

5.3 Medios para la comunicación de esta información: La comunicación entre el Operador del Sistema, el Operador del Mercado y los sujetos del mercado asociados a unidades de venta de energía correspondientes a instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, se efectuará a través de los medios y con la estructura establecida en las versiones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los sujetos del mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información.

6. Comunicación de indisponibilidades

Todas las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, una vez que hayan finalizado satisfactoriamente las pruebas de funcionamiento continuo a plena carga durante 100 horas, deberán comunicar al OS todas

aquellas indisponibilidades de potencia activa y/o de potencia reactiva que afecten o puedan afectar a su capacidad de generación, con el fin de que el OS pueda conocer en todo momento los medios de producción y reservas de potencia disponibles.

7. Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos de operación del sistema

7.1 Proceso de solución de restricciones técnicas.

7.1.1 Solución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento (PDBF)

a) Presentación de ofertas:

Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento podrán presentar ofertas específicas para la resolución de las restricciones técnicas mediante el incremento y/o la reducción de su programa de producción.

b) Participación en la Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

En esta Fase 1, para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, el OS podrá aplicar limitaciones de producción mínima, de acuerdo con el procedimiento de operación de restricciones técnicas, sobre el programa de producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones de venta de energía, que representen un aumento de la energía programada en el PDBF para dicha unidad.

Sí en esta Fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, resultase necesario reducir producción para la solución de las restricciones identificadas, estas modificaciones no afectarán al programa de producción, o a la previsión de entregas de energía comunicada para los grupos que estén realizando pruebas preoperacionales de funcionamiento, siempre y cuando existan otros medios para resolver las restricciones técnicas identificadas.

En caso de que no se disponga de otros medios para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, por razones de seguridad del sistema el OS procederá a solicitar, en primer lugar, la reducción de la producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que hayan comunicado únicamente previsiones de entregas de energía, y no programas específicos de producción establecidos mediante participación en el mercado de producción y/o contratación bilateral. Cuando la anterior reducción de producción no sea suficiente, el OS procederá a aplicar también limitaciones de producción máxima sobre los programas de producción de las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales que hayan presentado una oferta de restricciones para la reducción de su programa, y por último, sobre los programas de producción de las instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que no hayan presentado dicha oferta, si bien, en ambos casos, estas limitaciones no generarán redespachos de energía, salvo en tiempo real, en caso de mantenerse aplicadas estas limitaciones de seguridad por persistir las condiciones desfavorables.

Para la aplicación de estas limitaciones de producción máxima, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales con programa de producción que haya presentado una oferta específica de restricciones para la reducción de su programa de producción, el OS tendrá en cuenta el orden de mérito de las ofertas de compra de energía presentadas para la solución de restricciones técnicas. Cuando coincidan varias ofertas al mismo precio o más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales que no haya presentado oferta, el OS tendrá en cuenta la fase concreta de pruebas en la que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución de restricciones que lleve asociado la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

c) Participación en la Fase 2: Reequilibrio de producción y demanda. En esta Fase 2 participarán aquellas instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones técnicas, conforme al procedimiento de operación de restricciones técnicas.

7.1.2 Solución de restricciones técnicas en el mercado intradiario: Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento no participarán en el proceso de solución de restricciones técnicas del mercado intradiario, salvo en el caso de que generen restricciones y se haya verificado previamente que dicha restricción no puede ser resuelta mediante la retirada de otras ofertas presentadas a la misma sesión, ni tampoco mediante la modificación posterior del programa de otras unidades de producción en aplicación del mecanismo de solución de restricciones en tiempo real. En esa situación se procederá a la retirada parcial, o total según sea necesario, de las ofertas correspondientes a la instalación de producción en fase de pruebas preoperacionales presentadas a la correspondiente sesión del mercado intradiario y que generen restricciones.

En el caso de que en la solución de la restricción pueda participar más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales, se resolverá la restricción en base al orden de precedencia económica de las ofertas casadas en dicha sesión del MI.

Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, no participarán en el proceso de reequilibrio generación-demanda posterior a la resolución de las restricciones técnicas de la correspondiente sesión del MI.

7.1.3 Solución de restricciones técnicas en tiempo real: En caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, no existan recursos de generación disponibles en el sistema para resolver las restricciones técnicas identificadas, el OS podrá solicitar a las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, el incremento o la reducción de su programa de producción, utilizando para ello las ofertas específicas de restricciones presentadas por dichas instalaciones y, en su defecto, en aplicación del mecanismo excepcional de resolución establecido en los procedimientos de operación.

Para la aplicación de este mecanismo, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales, el OS tendrá en cuenta las ofertas de restricciones que hayan sido presentadas para dichas instalaciones y el orden de mérito de las mismas, y en su defecto o cuando coincidan más de una oferta al mismo precio, la fase concreta de pruebas en que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución que lleve asociada la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

En caso de que puedan participar varias instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento y no hayan presentado todas una oferta específica de restricciones, el OS procederá a modificar prioritariamente los programas de producción de aquellas instalaciones que hayan presentado la correspondiente oferta de restricciones.

7.2 Prestación de servicios de balance y participación en el proceso de gestión de desvíos generación-consumo: Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento no podrán participar en los servicios de regulación primaria, secundaria y terciaria, control de tensión de la Red de Transporte y, gestión de desvíos generación-consumo, hasta su inscripción definitiva en el RAIPEE.

Los grupos en pruebas preoperacionales no podrán integrarse en una zona de regulación secundaria antes de estar inscritos con carácter definitivo en el RAIPPE.

Durante la operación en tiempo real, por razones de seguridad del sistema, y como último recurso cuando no se disponga de otros medios, el OS podrá, en aplicación del mecanismo excepcional de resolución, utilizar la reserva de regulación terciaria disponible en los grupos en pruebas preoperacionales y requerir la participación de estas instalaciones de producción en la resolución de los desvíos generación-consumo. Asimismo, el OS podrá requerir en estas condiciones su participación en el servicio de control de tensión de la Red de Transporte, siempre y cuando la instalación de producción se encuentre en condiciones técnicas de poder contribuir a la regulación de tensión.

P.O. 7.2 REGULACIÓN SECUNDARIA

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es reglamentar el servicio de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español. En el mismo se establecen los criterios relativos a los siguientes aspectos:

Provisión del servicio.
Asignación de la prestación.
Control y medida de la prestación del servicio.
Criterios de liquidación económica del servicio.

En este procedimiento se incluyen también los criterios técnicos referentes al sistema de Regulación Compartida Peninsular (RCP) y a las zonas de regulación secundaria, mediante los cuales se provee este servicio.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema (OS) y a las instalaciones de producción así como a los sujetos responsables de zonas de regulación.

3. Definiciones

3.1 Servicio de Regulación Secundaria. El Servicio de Regulación Secundaria es un servicio del sistema de carácter potestativo gestionado por mecanismos de mercado.

Los objetivos del servicio de regulación secundaria son:

Anular los desvíos en cada instante respecto a los programas de intercambio.
Mantenimiento de la frecuencia del sistema en su valor de referencia.

El servicio de regulación secundaria es prestado por las zonas de regulación (también denominadas zonas de control) en respuesta a los requerimientos del regulador maestro del OS. A este regulador maestro se le conoce con las siglas RCP (Regulación Compartida Peninsular).

3.2 Sistema de regulación compartida peninsular (R.C.P.).–La R.C.P. (Regulación Compartida Peninsular) es el sistema de control que funciona como regulador maestro de la regulación secundaria del sistema.

Por motivos de seguridad, el sistema está duplicado: el OS dispone de un regulador maestro principal en el Centro de Control Eléctrico (CECOEL), existiendo un sistema de respaldo de la regulación secundaria localizado en el Centro de Control de Respaldo (CECORE).

3.3 Zona de regulación. Una zona de regulación es una agrupación de unidades de producción que, en conjunto, tiene capacidad de regular en respuesta a las órdenes de un sistema de Control Automático de Generación (AGC) cumpliendo con los requisitos establecidos y permitiendo su evaluación desde un sistema de control de energía en tiempo real.

Las zonas de regulación están constituidas por unidades, previamente habilitadas por el OS y que responden a las señales de control enviadas por el correspondiente AGC y por unidades no habilitadas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria. En el anexo III, Reglamento de la Regulación Secundaria, se describe la respuesta dinámica exigida a las zonas de regulación.

3.4 Reserva de regulación secundaria. La reserva de regulación secundaria a subir/bajar es el valor máximo de variación de potencia en que es posible modificar la generación del conjunto de unidades de producción en control en el sentido correspondiente y con la velocidad establecida, en respuesta a los requerimientos del sistema de control.

3.5 Energía efectiva neta de regulación secundaria. La energía efectiva neta de regulación secundaria realizada en un periodo de programación, es el desvío en energía respecto a sus programas del conjunto de unidades de producción integradas en el lazo de control del correspondiente AGC debido al seguimiento de los requerimientos de la regulación secundaria.

No se considerará como energía efectiva neta de regulación secundaria los desvíos en unidades de producción de una zona de regulación que no estén directamente ligados con los cambios de generación requeridos por el AGC.

Cuando el signo de dicha energía neta en un período de programación resulte positivo, se denomina energía de regulación secundaria a subir, y en caso de resultar de signo negativo, energía de regulación secundaria a bajar.

4. Proveedores del servicio

Los proveedores del servicio de regulación secundaria son las zonas de regulación.

4.1 Constitución y modificación de las zonas de regulación.

Tanto la constitución como cualquier modificación que afecte a la composición de una zona de regulación, debe ser previamente autorizada por el OS.

En concreto, es necesaria la autorización por parte del OS en los siguientes casos:

• Constitución de una nueva zona de regulación.
• Modificación de la composición de una zona de regulación existente.
• Inclusión/exclusión de una unidad de programación sin participación activa en la prestación del servicio.
• Modificación de las unidades físicas que componen una unidad de programación incluida en zona de regulación.
• Habilitación de una nueva unidad física o agregación de unidades físicas para la participación activa en la regulación dentro de una zona.

Para la autorización de constitución o modificación de una zona de regulación deben cumplirse los requisitos incluidos en el anexo I.

La condición de habilitación de una zona de regulación quedará sin efectos en el caso de que ninguna de las unidades de producción integradas en dicha zona tenga capacidad técnica reconocida para la prestación activa del servicio de regulación secundaria.

4.2 Inclusión de unidades físicas de producción en una zona de regulación.

Para la inclusión de unidades físicas de producción en una zona de regulación se deberán cumplir los requisitos establecidos en el anexo I.

4.3 Habilitación de unidades para presentación de ofertas y participación activa en la regulación.

Dentro del conjunto de unidades de programación de generación integradas en una zona de regulación, únicamente podrán ofertar este servicio y responder a las consignas enviadas por el AGC aquellas unidades aptas para participar en los servicios de ajuste del sistema, de acuerdo con los criterios de aptitud establecidos mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y habilitadas para ello por el OS, mediante la superación de las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria aprobadas mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en la regulación secundaria de una unidad de producción, el responsable de la zona de regulación deberá contar con la autorización expresa del OS.

El OS informará de forma detallada al titular de la unidad de programación de la falta de capacidad técnica para la prestación del servicio de su unidad, del incumplimiento de forma reiterada de los requisitos exigidos, de la inadecuada calidad del servicio prestado y/o de la no remisión de la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación de este servicio, concediendo un plazo para introducir las mejoras necesarias. Sí no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar cualquiera de las habilitaciones previamente concedidas.

4.4 Información a suministrar al Operador del Sistema.

Las zonas de regulación y las unidades de producción que deseen participar en la prestación del servicio de regulación secundaria dentro de una zona, deberán suministrar al OS toda la información requerida por el procedimiento de operación 9, por el que se

establece la información intercambiada, para permitir el adecuado funcionamiento de la regulación secundaria del sistema.

El OS mantendrá actualizada una relación de las zonas de regulación autorizadas para la prestación del servicio de regulación secundaria, indicándose para cada una de ellas, las unidades de producción integradas en la misma (lista de unidades de programación de generación y unidades físicas que las componen). En esta relación se identificarán las unidades de producción habilitadas para la prestación de este servicio.

Esta información será facilitada a los responsables de cada una de las zonas de regulación habilitadas, y a otros sujetos del sistema eléctrico con el debido respeto de las condiciones de confidencialidad de información vigentes. Cualquier modificación que afecte a la composición de las zonas de regulación será comunicada al responsable de la zona de regulación en cuestión.

4.5 Transferencia del control al sistema de respaldo.

En situaciones que imposibiliten la correcta ejecución del programa desde el sistema principal de regulación secundaria, el OS procederá a transferir su control al sistema de respaldo a la mayor brevedad posible. Este hecho será comunicado por el OS a las empresas responsables de las zonas de regulación.

El paso desde el regulador maestro hasta el sistema de respaldo, y viceversa, obligará a las empresas responsables de las diferentes zonas de regulación, a conmutar el canal de comunicaciones de recepción de señales al sistema que en ese momento gestione el servicio.

5. Funciones del Operador del Sistema relativas al servicio de regulación secundaria

Las funciones del OS asociadas al servicio de regulación secundaria son:

• Autorizar la constitución y modificación de zonas de regulación.

• Habilitar a las unidades de producción para participar activamente en la prestación del servicio.

• Determinar y comunicar diariamente a los sujetos del mercado la reserva global requerida en el sistema para cada periodo de programación del día siguiente.

• Establecer la relación de reserva a subir y bajar requerida para las zonas de regulación y el valor máximo y mínimo de la banda de regulación admisible en cada oferta con arreglo a lo previsto en los procedimientos por los que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema.

• Gestionar el mercado de banda de regulación secundaria.

Como responsable del sistema maestro de control (RCP):

• Evaluar en tiempo real el requerimiento de regulación y establecer el reparto entre las zonas de regulación.

• Llevar a cabo el seguimiento de la respuesta de las zonas de regulación.

• Transferir el sistema de regulación secundaria al sistema de respaldo, y viceversa, cuando así sea necesario, e informar puntualmente de este hecho a los responsables de las zonas de regulación.

• Calcular los términos establecidos para la retribución y asignación de costes por la prestación del servicio de regulación.

• Garantizar el buen funcionamiento del sistema de regulación y su adecuación a los requerimientos del sistema eléctrico.

6. Presentación de las ofertas y asignación del servicio

6.1 Presentación de ofertas. Los sujetos del mercado responsables de zonas de regulación podrán presentar, para las unidades de programación de generación habilitadas (estando constituida cada una por una o más unidades de producción habilitadas para la prestación del servicio) incluidas en su zona de regulación, ofertas de banda de potencia de regulación secundaria, en MW, con su precio correspondiente, en €/MW, para cada uno de los períodos de programación del día siguiente.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos por la normativa de aplicación.

Estas ofertas deberán contener la información que aparece detallada en el anexo II del presente procedimiento.

El sujeto responsable de cada zona de regulación podrá presentar así para cada unidad de programación habilitada incluida en su zona una oferta de banda de potencia de regulación secundaria compuesta de diferentes bloques, pudiendo ser sólo uno de ellos indivisible. Estos bloques podrán ser aceptados de forma independiente, siendo el resultado de la asignación a cada unidad de programación el conjunto de todos los bloques aceptados para la misma.

La relación entre la reserva a subir y a bajar de una oferta podrá ser distinta de la establecida por el OS de forma global para el conjunto del sistema y para cada zona de regulación.

6.2 Criterios de asignación. El OS asignará aquellas ofertas que, en conjunto, representen un menor sobrecoste total.

Para la asignación de ofertas se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

Cada zona de regulación deberá cumplir la relación establecida entre la reserva a subir y a bajar para el conjunto del sistema.

Para la valoración de una oferta se tendrá en cuenta el precio de oferta de la banda de potencia.

En caso de igualdad de precio de varias ofertas, se realizará un reparto proporcional de la reserva asignada, en función de la banda ofertada en cada una de ellas.

Sí la asignación de una oferta de regulación secundaria con su redespacho asociado, en su caso, crease una restricción técnica en el sistema, no se considerará en el proceso de asignación.

La suma total de las bandas de potencia asignadas deberá estar comprendida en un intervalo de +/- 10% en torno a la banda de regulación total requerida.

La asignación a cada zona de regulación será la suma de las asignaciones realizadas a las unidades de programación de generación integradas en la correspondiente zona.

La asignación realizada por el OS será considerada firme, adquiriendo la zona de regulación la obligación de disponer de la banda asignada.

Sí para obtener la banda de potencia de regulación secundaria asignada se requiriera un redespacho de energía sobre el programa asignado a dicha unidad de programación en el Programa Viable Provisional (PVP), el sujeto responsable de dicha unidad de programación deberá acudir al Mercado Intradiario para obtener el redespacho necesario.

En caso de que no haya podido obtenerlo habiendo participado en el Mercado Intradiario como tomador de precio, el sujeto responsable de dicha unidad de programación lo comunicará al OS indicando asimismo el redespacho necesario. En este caso, el OS modificará el programa de la correspondiente unidad de programación según las necesidades del redespacho y resolverá el descuadre provocado mediante la convocatoria del mercado de gestión de desvíos, y si no se diesen las condiciones necesarias para esta convocatoria, resolverá el descuadre en tiempo real mediante la asignación, en su caso, de reserva de regulación terciaria, incurriendo el sujeto afectado en el coste del desvío correspondiente.

6.3 Comunicación de los resultados de la asignación. –El OS, en los plazos fijados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación de la generación, comunicará los resultados del proceso de asignación de ofertas de banda de potencia de regulación secundaria a los sujetos productores responsables de cada unidad de programación y a los responsables de las zonas de regulación en la que están incluidas.

El OS comunicará, además, a los responsables de cada zona de regulación, para cada periodo de programación del día siguiente, los coeficientes de participación de dicha zona en los requerimientos de reserva de regulación secundaria global del sistema eléctrico peninsular español, resultantes del proceso de asignación de ofertas de banda de potencia de regulación secundaria.

6.4 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas. Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas de banda de potencia de regulación secundaria, los sujetos responsables de las zonas de regulación podrán

presentar reclamaciones a este proceso, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

El OS gestionará, a la mayor brevedad posible, estas reclamaciones o cualquier anomalía que haya podido ser identificada en el proceso de asignación de ofertas, procediendo a efectuar un nuevo proceso de asignación, en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximo admisible establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la operación.

7. Mecanismo excepcional de asignación

En situaciones de emergencia para el sistema o en ausencia de ofertas suficientes o indisponibilidad del sistema informático de gestión, el OS podrá adoptar las decisiones que considere más oportunas para la utilización de la reserva de regulación secundaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos del mercado afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a que hubiera lugar por la citada prestación obligada del servicio y por las modificaciones de los programas de producción que hubiesen sido necesarias.

8. Mecanismo de reasignación de reserva en casos de pérdida de banda por seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real

La aplicación del mecanismo de solución de restricciones técnicas en tiempo real, contemplado en el procedimiento de operación de restricciones técnicas, sobre unidades de programación de generación que previamente habían adquirido compromisos firmes de reserva de regulación secundaria, al haberles sido asignadas ofertas en el mercado de banda de regulación secundaria, puede dar lugar a incumplimientos de dichos compromisos por parte de la correspondiente zona de regulación, por causas ajenas al propio sujeto.

Asimismo, la asignación de redespachos de energía por mecanismos de emergencia con posterioridad a la asignación de reserva de regulación secundaria [asignación de reserva de regulación terciaria o gestión de desvíos por aplicación del Mecanismo Excepcional de Resolución (MER)], según lo establecido en los procedimientos de operación, puede ocasionar a las unidades de programación de generación una pérdida total o parcial de la banda de potencia de regulación secundaria comprometida.

En estas situaciones, y dado que la prestación del servicio se realiza a nivel de zona de regulación y no de unidad de programación, en caso de disponer de reserva adicional de regulación secundaria suficiente, la zona de regulación podrá hacer frente con otros de sus grupos habilitados a los compromisos de banda de regulación secundaria adquiridos.

No obstante, si la zona de regulación no dispone de medios adicionales suficientes, se establece la aplicación de un mecanismo específico que permite al propietario de la zona de regulación solicitar la reducción de la banda de regulación secundaria comprometida en el mercado de banda de secundaria el día D–1 con objeto de evitar incumplimientos de la prestación del servicio de regulación secundaria, provocados tanto por aplicación del mecanismo de solución de restricciones en tiempo real como por aplicación de mecanismos de emergencia en tiempo real sobre unidades de programación de generación incluidas en su zona y que habían adquirido compromisos de banda de potencia de regulación secundaria.

En el anexo IV se describe en más detalle este mecanismo para evitar incumplimientos de las zonas de regulación debidos a causas ajenas a las mismas.

9. Seguimiento en tiempo real de la prestación del servicio

El control de la respuesta de la regulación secundaria y la medida del servicio prestado se llevará a cabo por zonas de regulación, conforme al Reglamento de la Regulación Secundaria (anexo III).

En dicho documento se establece el proceso de seguimiento de respuesta de las zonas de regulación así como el cálculo de las reservas puestas a disposición de la regulación por las zonas y la energía de regulación utilizada en cada periodo de programación.

10. Liquidación del servicio

En este apartado se describen con carácter general los principales aspectos relativos al servicio de regulación secundaria que tienen incidencia directa en la liquidación de este servicio.

La prestación del servicio de regulación secundaria llevará asociados tres conceptos de liquidación:

Asignación de reserva de regulación secundaria en el mercado correspondiente.

Variación de la reserva de regulación secundaria disponible en tiempo real respecto a la asignada.

Energía efectiva neta de regulación secundaria realizada por seguimiento de los requerimientos de regulación, en el correspondiente período de programación.

La liquidación del Servicio de Regulación Secundaria dará lugar a los derechos de cobro y obligaciones de pago definidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago.

Se detallan a continuación las magnitudes y precios aplicables a la prestación del servicio de regulación secundaria.

10.1 Asignación de reserva de regulación secundaria. La asignación de reserva de regulación secundaria a liquidar será la resultante del proceso de asignación descrito en el apartado 6.2 de este procedimiento, y será valorada al precio marginal resultante del proceso de asignación.

El precio marginal de la asignación de reserva de regulación secundaria, que se establecerá para cada período de programación, corresponderá al precio de la última oferta de regulación secundaria que haya sido necesario asignar de forma total o parcial en el correspondiente periodo de programación, para cubrir los requerimientos de reserva global de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español.

10.2 Variación de la reserva de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real. Como resultado del seguimiento efectuado por la RCP de la respuesta de cada zona de regulación en tiempo real para cada período de programación, se determinarán las siguientes magnitudes:

Incapacidad para contribuir a la regulación por parte de la zona en función del número de ciclos en los que la zona de regulación permanezca en estado OFF (salvo aquellos en los que lo esté por indicación del OS), siendo valorada dicha incapacidad al precio de la reserva de regulación secundaria correspondiente a dicho período, afectada por un coeficiente KS de valor igual a 1,5.

Reservas residuales puestas al servicio de la regulación secundaria: se calculará en cada ciclo el valor de la reserva residual en cada sentido del requerimiento de regulación se evaluará en términos globales del periodo de programación si el valor de la reserva residual a subir (o a bajar) es superior o inferior a la banda a subir (o a bajar) asignada a dicha zona de regulación. Los valores de reserva residual superior o inferior a la asignada serán valorados al precio de la reserva de regulación secundaria para cada período de programación, afectados por un coeficiente KS de valor igual a 1,5 en ambos casos.

10.3 Energía efectiva neta realizada por seguimiento de los requerimientos de regulación. La energía efectiva neta de regulación secundaría para cada uno de los sentidos, a subir o a bajar, se calcula como el valor acumulado en cada ciclo del desvío de generación enviado por la zona en estado ACTIVO o en EMERGENCIA sólo en caso de que haya agotado su reserva. Sí la zona está en EMERGENCIA sin haber agotado su reserva sólo se acumulará el desvío de los ciclos en los que la zona tiene un desvío favorable al sentido que le solicita la RCP. La energía efectiva neta de regulación secundaria realizada en cada período de programación como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de la regulación secundaria será valorada, con carácter general, al precio

marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario asignar en dicho período de programación, bien a subir o a bajar, para sustituir a la energía neta de regulación secundaria realizada.

El precio marginal de la energía de sustitución a subir en dicho periodo de programación se establecerá siempre sobre la escalera de regulación terciaria a subir, con independencia de que se haya utilizado o no energía de regulación terciaria a subir en dicho período de programación.

El precio marginal de la energía de sustitución a bajar en dicho periodo de programación se establecerá siempre sobre la escalera de regulación terciaria a bajar, con independencia de que se haya utilizado o no energía de regulación terciaria a bajar en dicho periodo de programación. El precio marginal horario de la energía de regulación secundaria a bajar así calculado estará en cualquier caso limitado por el valor de precio máximo (precio instrumental) vigente en el Mercado Diario.

10.4 Liquidación de asignaciones de banda y redespachos por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER). Las asignaciones de banda de potencia por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER) que haya sido necesario realizar en cada periodo de programación para obtener la reserva de regulación requerida, serán valoradas a un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15 por el precio marginal de la banda en el periodo horario correspondiente o, en su defecto, por el máximo precio de banda de la misma hora en los siete días anteriores.

Los redespachos de energía necesarios para obtener la banda de potencia asignada por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER) serán valorados:

Para redespachos de energía a subir: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, por el precio marginal horario del mercado diario.

Para redespachos de energía a bajar: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, por el precio marginal horario del mercado diario.

10.5 Distribución de los costes derivados de la provisión del servicio de regulación secundaria. La liquidación de los costes derivados de la provisión del servicio de regulación secundaria será repercutida de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago.

ANEXO I

Requisitos técnicos relativos al servicio de regulación secundaria

En todos los casos, es condición previa que el OS disponga de la información de la instalación establecida en la normativa vigente (Procedimiento de Operación 9).

1. Requisitos para constituir o modificar una zona de regulación secundaria.

• Tamaño de la zona de regulación, medido a través de su potencia instalada, que ha de ser igual o superior al mínimo requerido en la normativa vigente.

• Cumplimiento de los requisitos técnicos y funcionales del sistema de control del centro de control de generación tal y como se describe en el anexo1 del procedimiento de pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria aprobado mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

• Existencia de unidades físicas habilitadas para la participación activa en el servicio dentro de la zona de regulación.

2. Requisitos para la inclusión de unidades generadoras sin participación activa en el servicio de regulación secundaria.

Se deberá acreditar:

En el caso de unidades físicas cuya propiedad no coincida con la de la empresa titular de la zona de regulación en la que se solicita su inclusión, el sujeto titular de la unidad física o su correspondiente representante deberá adjuntar a la solicitud la conformidad expresa del

titular de la zona de regulación para la inclusión de dicha unidad física en la zona de regulación.

Adscripción al centro de control responsable de la zona de regulación.

Disponibilidad en el SIOS de los programas horarios de energía neta de dichas unidades de generación.

3. Requisitos para la participación activa en el servicio de regulación secundaria. Para la habilitación de una unidad de producción para su participación activa en la regulación secundaria se deben superar las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria aprobadas mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía

Se deberá verificar que todas las unidades de programación aportan una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 10 MW.

ANEXO II

Asignación del servicio complementario de regulación secundaria

1. Datos de entrada al proceso de asignación

1.1 Requerimientos de regulación secundaria del sistema. El OS determinará y comunicará diariamente a los sujetos del mercado la reserva global de regulación secundaria requerida en el sistema eléctrico peninsular español para cada período de programación del día siguiente. Además, establecerá la relación de reserva a subir y a bajar requerida para las zonas de regulación, y el valor máximo y mínimo de banda de potencia admisible en cada oferta. Para ello, el OS seguirá los criterios fijados en los procedimientos por los que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

La información comunicada a los sujetos del mercado se compondrá de los siguientes datos:

Requisitos de reserva a subir en el sistema $RSSUB_h$ (MW).

Requisitos de reserva a bajar en el sistema $RSBAJ_h$ (MW).

Valor máximo y mínimo de la banda de potencia de regulación secundaria por oferta (suma de la reserva a subir y a bajar de cada oferta individual), denominados respectivamente $RSBAN_{máx}$ (MW) y $RSBAN_{mín}$ (MW),

donde h = Índice del periodo de programación correspondiente.

1.2 Programa Viable Provisional (PVP). En el proceso de asignación, para establecer el punto de funcionamiento de cada unidad de producción, se toman en consideración los valores en energía del Programa Viable Provisional (PVP) para cada unidad de programación de generación (j), y para cada período de programación (h):

$$PVP_{hj}$$

1.3 Integración en zonas de regulación. Para la presentación de ofertas de reserva de regulación secundaria, la unidad de programación deberá estar habilitada previamente por el OS, debiendo estar integrada el 100% de la unidad de programación en una única zona de regulación que deberá haber sido también previamente habilitada como tal por el OS.

1.4 Ofertas presentadas por los sujetos productores. Las ofertas de regulación secundaria serán presentadas por el responsable de la zona de regulación en la que está incluida la unidad de programación y contendrán la siguiente información:

Número de la oferta.

Oferta de reserva a subir RNS_{subirh} (MW).

Oferta de reserva a bajar RNS_{bajarh} (MW).

Precio de la oferta de la banda de regulación PS_{bandah} (€MW). Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos por la normativa de aplicación.

Variación de energía necesaria respecto del programa PVP, VEP_h (+/- MWh).

Código de indivisibilidad de la oferta.

La suma de la reserva a subir y a bajar de una oferta (RNS_{subirh} + RNS_{bajarh}) deberá cumplir con los límites máximo y mínimo comunicados por el OS ($RSBAN_{máx}$ y $RSBAN_{mín}$).

2. Asignación de las ofertas de reserva de regulación secundaria: Funcionamiento del algoritmo de asignación

2.1 Criterios generales. Para la asignación de la reserva de regulación secundaria se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

Cada zona de regulación debe cumplir en cada período de programación la relación entre la reserva a subir y a bajar establecida RSB_h [RSB_h = $RSSUB_h$/$RSBAJ_h$ (p.u.)].

La asignación de ofertas resultante será la de menor coste que satisfaga el requerimiento del servicio de reserva de regulación secundaria.

El coste de una oferta de reserva de regulación secundaria será el producto de la banda total ofertada por el precio ofertado.

2.2 Desarrollo del proceso. El proceso de asignación cubre los siguientes pasos de forma secuencial:

Se eliminan del proceso aquellos bloques de oferta que no cumplan los valores máximo y mínimo de la banda ofertada establecidos por el OS.

Sí $RSBAN_{máx}$ < $RNS_{subirhni}$ + $RNS_{bajarhni}$, se elimina el bloque n de la oferta i.

Sí $RSBAN_{mín}$ < $RNS_{subirhni}$ + $RNS_{bajarhni}$, se elimina el bloque n de la oferta i.

Se establece una lista ordenada por costes de los bloques de oferta recibidos ara cada período de programación (h), estando calculado el coste como:

$$Coste_{hr} = PS_{bandahr} \times 1000$$

Donde, r = índice que toma un valor variable desde 1 al número total de bloques válidos aceptados.

Se asigna el requerimiento establecido según la prioridad definida por la lista ordenada. En cada asignación del bloque de una oferta se debe garantizar el cumplimiento de la relación entre la reserva a subir y la reserva a bajar para la zona de regulación a la que pertenezca dicha oferta, truncándose los valores en caso contrario y quedando el valor truncado pendiente de asignación en iteraciones posteriores. Por tanto, para cada bloque de oferta se cumplirá:

$Rsubir_{nh}$ = Mínimo [$RNS_{subirmh}$+∑$RNS_{subirmh}$, ($RNS_{bajarnh}$+∑$RNS_{bajarmh}$)*RSB_h]- $Rsubir_{mh}$

$Rbajar_{nh}$ = Mínimo [($RNS_{subirnh}$+∑$RNS_{subirmh}$)/RSBh, $RNS_{bajarmh}$+∑$RNS_{bajarmh}$]- $Rbajar_{mh}$

Donde:

n = Índice del bloque de oferta según la lista ordenada por costes.

m = Índice de los bloques de oferta de orden inferior a n, de la misma zona de regulación a la que pertenece la unidad de programación en la que se incluye el bloque de orden n.

$Rsubir_{nh}$ = Banda a subir asignada al bloque de oferta de orden n.

$Rbajar_{nh}$ = Banda a bajar asignada al bloque de oferta de orden n.

En caso de que el bloque de oferta a asignar incluya la condición de indivisibilidad, y la asignación del mismo suponga el incumplimiento de la relación subir/ bajar establecida para la zona de regulación a la que pertenece la oferta, se pospondrá su asignación, dada su condición de indivisible, quedando pendiente su posible asignación en iteraciones posteriores.

El proceso de asignación de reserva a subir y a bajar termina cuando el valor de ∑ $Rsubir_n$ y ∑ $Rbajar_n$ asignada de se encuentra en el intervalo ±10% en torno al valor de la reserva de regulación secundaria establecida como requerimiento ($RSSUB_h$ y $RSBAJ_h$):

$$1{,}1 \times RSSUB_h > \sum Rsubir_{nh} > 0{,}9 \times RSSUB_h$$

$$1{,}1 \times RSBAJ_h > \sum Rbajar_{nh} > 0{,}9 \times RSBAJ_h$$

En el caso de existir igualdad de coste entre varias ofertas en el cierre de la asignación, se repartirá el valor de cierre de manera proporcional a las bandas ofertadas.

La asignación total de reserva de regulación secundaria para cada zona de regulación, corresponderá a la suma de todas las asignaciones realizadas a unidades de programación de generación pertenecientes a dicha zona.

Los coeficientes de asignación de reserva de regulación secundaria por zona de regulación se calcularán según la siguiente fórmula:

$$K_{ZR} = \sum Rsubir_t / RSSUB \times 100$$

donde:

ZR = Código de la zona de regulación.
t = Índice de ofertas asignadas pertenecientes a la zona de regulación ZR.

3. Validación de ofertas de regulación secundaria

Previamente al proceso de lectura de ofertas, se comprobará que la unidad de programación y la zona de regulación a la que pertenece están habilitadas para la provisión del servicio de regulación secundaria.

Tanto durante el proceso de lectura de las ofertas de reserva de regulación secundaria como en el de asignación de dichas ofertas, se aplican una serie de comprobaciones. La violación de cualquiera de ellas, hará que la oferta sea rechazada total o parcialmente.

El incumplimiento de las comprobaciones realizadas en el proceso automático de lectura de la oferta implica su rechazo, sin que pueda aportarse, por las características del propio proceso, información precisa sobre la causa del rechazo. Por el contrario, a las ofertas rechazadas o truncadas en el proceso inmediatamente previo a la aplicación del algoritmo de asignación, o en el propio proceso de asignación, se les asocia un código de rechazo, visible en la última columna en la pantalla de asignaciones.

Las comprobaciones se realizan en cuatro etapas diferentes.

Durante el proceso de lectura de las ofertas.

En el preproceso de las ofertas previo a la aplicación del algoritmo de asignación. En el propio proceso de asignación.

Al finalizar el proceso de asignación.

A continuación se describen las comprobaciones aplicadas, así como los códigos de rechazo asociados a cada una de ellas.

3.1 Comprobaciones aplicadas en el proceso de lectura de las ofertas. En este mercado se admite una única oferta por unidad de programación de generación, compuesta de un número no limitado de bloques que pueden ofertar banda a subir y/o bajar para uno o varios períodos de programación.

Se contemplan las siguientes restricciones a las ofertas, cuya violación lleva consigo el rechazo del bloque de oferta afectado:

El precio de oferta de cada bloque no deberá superar el precio máximo de banda de regulación secundaria establecido y publicado en su caso.

La suma de la banda a subir y a bajar de cada bloque deberá estar comprendida entre las bandas máxima y mínima comunicadas por el OS junto a los requerimientos de reserva.

La unidad de programación de generación para la que se presente una oferta de reserva de regulación secundaria deberá estar integrada en una única zona de regulación, debiendo ser presentada la oferta por el responsable de dicha zona de regulación.

Los períodos de programación para los que se efectúa la oferta de reserva de regulación secundaria deben estar incluidos en el horizonte del mercado abierto vigente.

No se aceptarán ofertas de unidades de programación de generación no habilitadas para regular.

3.2 Comprobaciones en el preproceso de las ofertas. Estas comprobaciones se efectúan inmediatamente antes de la aplicación del algoritmo de asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e indisponibilidades de generación, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se leyeron las ofertas.

Las comprobaciones que se realizan en esta etapa son las siguientes:

Que la unidad de programación de generación no viole ninguna limitación por seguridad.

Que la unidad de programación de generación no viole ninguna limitación por indisponibilidad (comunicada por el sujeto responsable de la unidad de programación o, en su defecto, introducida por el OS, tras comunicación previa del sujeto).

Cuando un bloque de oferta incumpla alguna de estas comprobaciones, el bloque será rechazado de forma completa, independientemente de si es divisible o indivisible.

Los bloques correspondientes a las ofertas de reserva de regulación secundaria pueden tener asociado un redespacho de energía, siendo tenido en cuenta el valor de este redespacho al realizar el proceso de validación. El redespacho va asociado al bloque y se trata de forma independiente para cada uno de ellos.

3.3 Comprobaciones realizadas durante el proceso de asignación. Estas comprobaciones son realizadas por el propio algoritmo de asignación, y afectan a aquellos bloques de oferta que, por precio, deberían ser objeto de asignación.

Las comprobaciones asociadas son las siguientes:

Oferta no asignada en su totalidad por no poderse compensar con ofertas de su misma zona de regulación para mantener la relación subir/bajar establecida.

Rechazo por indivisibilidad en oferta de cierre. Este rechazo tiene lugar en el prorrateo final frente a otras ofertas con el mismo coste. Las ofertas divisibles son suficientes para alcanzar los requerimientos, por lo que las indivisibles no son asignadas.

Oferta divisible no asignada por ser desplazada por una indivisible. En el prorrateo final, si hay ofertas divisibles e indivisibles de una zona de regulación al mismo precio, se asignan en primer lugar las divisibles y, si no se alcanzan los requerimientos, se asignan a continuación las indivisibles. Sí con éstas se supera el máximo del 10% sobre el requerimiento publicado para dicho período de programación, se van retirando ofertas divisibles hasta conseguir que el conjunto de ofertas asignadas se encuentre dentro del margen del +/- 10% respecto al requerimiento publicado.

3.4 Comprobaciones realizadas al finalizar el proceso de asignación. Una vez finalizado el proceso de asignación, se realizan las siguientes comprobaciones de redondeo y asignación que pueden alterar ligeramente el resultado de la asignación derivado de la aplicación directa del algoritmo:

Asignación indivisible: A aquellos bloques indivisibles asignados a los que les quede por asignar banda, en un único sentido (a subir o a bajar, pero no en ambos), por debajo de un valor determinado (actualmente 2 MW) se les asigna esta banda pendiente.

Rechazo por asignación mínima: A aquellas ofertas a las que se les ha asignado banda en un único sentido (a subir o a bajar pero no en ambos), por debajo de un determinado valor mínimo (actualmente 1 MW), son eliminadas de la asignación.

Redondeo de asignación: Las bandas asignadas son redondeadas para obtener números enteros. El redondeo se hace al valor entero más próximo. Así, por ejemplo, 22,4 se redondearía a 22 y 22,5 ó 22,6 a 23. En ningún caso el valor resultante del redondeo puede ser superior a la oferta inicial.

ANEXO III

Reglamento de la regulación secundaria

1. Introducción

El correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos interconectados, desde el punto de vista de la seguridad y la fiabilidad de la operación, exige una adecuada coordinación de su regulación frecuencia-potencia.

La regulación secundaria forma parte de los sistemas automáticos de control frecuencia-potencia.

El sistema eléctrico español forma parte de la red síncrona europea continental y, por tanto, está obligado a cumplir los requisitos establecidos por ENTSOE, organismo encargado de la coordinación de los TSOs europeos.

El objetivo de la regulación secundaria es, tras un incidente, devolver la frecuencia y los intercambios con otros sistemas a los valores de consigna restaurando la reserva primaria utilizada. Para ello el sistema de regulación genera las señales de control adecuadas para modificar el estado de carga de los grupos conectados a él de forma que:

El valor de los intercambios de potencia con otros sistemas se mantenga en el valor programado.

El valor de frecuencia del sistema se mantenga en su valor de consigna, común y único en la red síncrona interconectada de Europa Continental.

El cumplimiento de los objetivos anteriores es equivalente a mantener el equilibrio generación-demanda del sistema interconectado.

El sistema de regulación secundaria en España es un sistema jerárquico donde existe un regulador maestro que envía sus señales de control a sistemas que, a su vez, controlan las unidades de producción conectadas a cada uno de ellos. El sistema de Regulación Compartida Peninsular, coordinado y controlado por el OS, juega el papel de regulador maestro. Cada regulador conectado a él, en adelante AGC (Sistema de Control Automático de Generación), coordina y controla el conjunto de unidades de producción que constituyen una zona de regulación. Para desempeñar esta función, el OS dispondrá de los medios e información adecuados para evaluar el requerimiento total de regulación del sistema y transmitir a los reguladores de zona, los valores de potencia que deben aportar.

El OS establece para cada período de programación la reserva de regulación secundaria requerida por el sistema tanto a subir como a bajar. Dicho requerimiento de reserva es provisto mediante la asignación de ofertas en el correspondiente mercado de banda de regulación secundaria. El reparto nominal del requerimiento total del sistema será igual al obtenido en el proceso de asignación de ofertas del correspondiente mercado de banda de regulación secundaria para el período de programación considerado.

En situaciones en las que, por motivos de seguridad, la asignación de reserva de regulación secundaria no pueda realizarse con criterios económicos, se aplicarán los mecanismos de emergencia reglamentariamente establecidos.

La instalación y mantenimiento de los equipos reguladores de zona y de los canales de comunicación con el «Regulador Maestro» serán responsabilidad de la empresa responsable de cada zona de regulación, hasta su frontera con el OS.

El sistema de regulación maestro RCP contará con un sistema principal en el CECOEL del OS y de un sistema de respaldo en el CECORE, localizado en Tres Cantos (Madrid) que asumirá la función de «Regulador Maestro» en caso de indisponibilidad del principal.

2. Asignación de banda de regulación secundaria

2.1 Concepto y necesidades. La reserva de regulación secundaria disponible en el sistema a subir/ bajar es el valor máximo de incremento/ reducción de potencia en que es posible modificar de forma automática la generación del sistema bajo control del sistema de regulación secundaria, de acuerdo con los requisitos de velocidad establecidos en el siguiente apartado.

En cada instante, la reserva de regulación secundaria disponible en el sistema será la suma de las reservas de cada una de las zonas que verifique un correcto seguimiento de las solicitaciones del sistema de regulación.

2.1.1 Modelo de respuesta de zona de regulación. La velocidad de respuesta requerida para el conjunto regulador-unidades de producción que participan en la regulación se establece de manera uniforme para todas las zonas que participan en la regulación.

Los reguladores de zona deben ser del tipo integral o proporcional - integral, fijándose la constante de tiempo de seguimiento de respuesta en 100 segundos. Es decir, se establece como modelo de comportamiento en la regulación el seguimiento de las solicitaciones emitidas por cada regulador de zona con una respuesta equivalente a la de un sistema lineal con constante de tiempo de 100 segundos.

El sistema de regulación comparará la respuesta en tiempo real de cada zona de regulación con el modelo anterior para establecer si su respuesta es adecuada o no y determinar en consecuencia su estado de regulación.

2.2 Reserva requerida de regulación. En función de la situación prevista en cada período de programación, el OS establecerá la reserva de potencia positiva RNTS (subir) y negativa RNTB (bajar) necesarias en el conjunto del sistema eléctrico peninsular español, según lo fijado en los procedimientos de operación por los que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

2.3 Asignación de reservas. Como parte del proceso de la Programación Diaria, se establecerán por períodos de programación las asignaciones de las reservas de regulación secundaria, tanto para el conjunto del sistema peninsular español como para cada unidad de programación de generación, en función de las ofertas de las unidades habilitadas para la prestación de este servicio que el OS reciba de los responsables de las zonas de regulación en las que están integradas cada una de estas unidades de programación de generación.

Una vez asignadas estas ofertas, se determinarán las reservas asignadas a cada zona de regulación.

Sí las circunstancias de la operación en tiempo real hacen necesarias nuevas asignaciones de reserva de regulación secundaria, el OS asignará más reserva de regulación secundaria entre las unidades de programación de generación habilitadas para la prestación del servicio, según los procedimientos reglamentarios establecidos.

2.4 Reparto de reservas entre zonas de regulación. La obligación de reserva de regulación secundaria de cada zona en cada período de programación será la suma aritmética de los valores asignados individualmente, en el mercado de banda de regulación secundaria, a las distintas unidades de programación de generación integradas en dicha zona de regulación.

En cada período de programación, el sistema de Regulación Compartida Peninsular dispondrá de los siguientes valores para cada una de las zonas de regulación:

RAS_i: Reserva asignada a subir a la zona i.

RAB_i: Reserva asignada a bajar a la zona i.

KA_i: Coeficiente de participación nominal de la zona i en la regulación del sistema peninsular español.

3. Funcionamiento del regulador maestro (RCP)

3.1 Evaluación del requerimiento de regulación del sistema. El sistema de RCP, en cada ciclo, evalúa el error de control de área del sistema eléctrico:

$$ACE = FNIDR - B\Delta f$$

donde:

FNIDR: Valor filtrado del desvío en las interconexiones del sistema respecto a su valor programado.

B (MW/Hz): Constante de «bias» del sistema español asignada por ENTSOE.

Δf: Desvío de frecuencia respecto a su valor de consigna.

En función del valor de ACE calculado y del estado de cada zona de regulación, se calcula el requerimiento de regulación PRR a repartir.

3.2 Determinación del estado de las zonas de regulación. Los posibles estados para una zona de regulación son:

ESTADO OFF: Incapacidad para contribuir a la regulación por parte de la zona. Una de las posibles causas es la indisponibilidad del AGC de la zona.

ESTADO OFF POR ORDEN DEL OS: El sistema considera, a petición del OS o como consecuencia de condicionantes de la operación o de indisponibilidad de equipos bajo la responsabilidad del OS, incapacidad para participar en la regulación por parte de la zona. Este estado será equivalente al modo OFF a efectos de la regulación, pero no será computado como tiempo en OFF a efectos de la liquidación del servicio.

ESTADO INACTIVO: Ausencia transitoria de participación en la Regulación Compartida Peninsular debido a fallos técnicos, principalmente en los canales de comunicación. En caso de mantenerse esta situación durante un cierto número de ciclos, la zona de regulación pasará a estado OFF, en caso de ser su responsabilidad la solución del problema, o a estado OFF por orden del OS, en caso de ser éste el responsable de esta anomalía.

ESTADO EMER: Falta de seguimiento adecuado de las solicitaciones de la Regulación Compartida debido al agotamiento de la reserva de la zona de regulación o a una insuficiente velocidad de respuesta de la misma.

ESTADO ACTIV: Seguimiento correcto de las solicitaciones de la Regulación Secundaria.

3.3 Cálculo del requerimiento de regulación a las zonas. Una vez calculado el requerimiento de regulación total del sistema y teniendo en cuenta que la señal de error del regulador de cada zona se calcula:

$$ACE_i = \frac{1}{G} NID_i - B_i \Delta \mathrm{f} + \mathrm{CRR_i}$$

El sistema de la RCP calculará el valor de CRR_i a enviar a cada zona de regulación de forma que se garantice que el conjunto de zonas de regulación contribuyan de forma suficiente al requerimiento total del sistema. Para ello se utilizarán como coeficientes de reparto nominales los calculados a partir de las asignaciones del correspondiente mercado de banda de regulación. Estos coeficientes nominales serán modificados en función de los estados de regulación de las zonas y de su capacidad para responder adecuadamente al requerimiento.

3.4 Asignación de márgenes suplementarios. En cada ciclo del algoritmo, el regulador maestro evaluará la reserva total disponible en el sistema y, en caso de ser insuficiente, reasignará reserva entre las zonas que acreditan disponibilidad de la misma. A partir de dicha reasignación, esta reserva será considerada del mismo modo que la reserva asignada en el correspondiente mercado de banda de regulación.

ANEXO IV

Reasignación de banda por aplicación del mecanismo excepcional de resolución (MER)

El propietario de una zona de regulación en la que están integradas una o más unidades de programación afectadas bien por la aplicación de limitaciones por seguridad en tiempo real o bien por asignación de redespachos de reserva de regulación terciaria o de gestión de desvíos por aplicación de MER, podrá solicitar al OS la aplicación del mecanismo de reducción de la banda de regulación secundaria para evitar el incumplimiento del compromiso de banda adquirido en el PVD por su zona de regulación.

Tras la solicitud de reducción de banda asignada por parte del propietario de la zona de regulación afectada, el OS analizará, tanto de forma individual para cada unidad de

producción, como de forma global para el conjunto de la correspondiente zona de regulación, la reducción de banda solicitada por el propietario de la zona de regulación, contrastándola con la banda de potencia perdida teóricamente por aplicación de limitaciones de seguridad para la solución de restricciones en tiempo real o por asignación de redespachos de energía (terciaria o desvíos) por aplicación del MER.

La banda máxima de reserva de regulación secundaria a reducir se calculará en cada período de programación como el mínimo de los dos valores anteriores para cada unidad de producción.

El mecanismo de reducción de banda sólo se aplicará cuando la limitación por seguridad o en su caso el redespacho de energía por MER cubra un período de programación completo, y la solicitud del sujeto la reciba el OS al menos 15 minutos antes del inicio del primer período de programación en el que sería aplicable.

Una vez validada por el OS la reducción de banda de regulación secundaria en las diferentes unidades de producción integradas en la correspondiente zona de regulación, se efectuarán las siguientes actuaciones:

Se generarán las desasignaciones de banda de regulación secundaria correspondientes, estableciéndose además, en base al orden de mérito de la asignación de ofertas realizada el día D-1 (vigente para el día D), las reducciones adicionales de banda que pudiera ser necesario aplicar en la misma zona de regulación para mantener la relación subir/ bajar establecida. Todas estas anotaciones de desasignación de banda llevarán asociado un precio igual al marginal del mercado de banda de regulación secundaria vigente para el correspondiente período de programación del día D.

Se calcularán y se enviarán a la RCP los nuevos coeficientes de participación nominales de las zonas de regulación en función de la reducción de banda de regulación aplicada en cada período de programación completo. Los nuevos coeficientes de participación nominales de las zonas se calcularán teniendo en cuenta las anteriores desasignaciones de banda, estando referidos, por tanto, estos nuevos coeficientes al nuevo valor global de reserva de regulación resultante, tras descontar al total de asignaciones del día D – 1 las desasignaciones descritas en el punto inmediato anterior.

En caso de que desaparezcan las causas que provocaron la aplicación del mecanismo de reducción de la banda (reduciéndose o desapareciendo la limitación por seguridad o la asignación del redespacho de energía de asignación de terciaria o desvíos por MER que provocaba un incumplimiento de la banda de reserva de potencia asignada en D-1), y no haya habido asignación adicional de banda de regulación secundaria en tiempo real por MER, el OS podrá decidir la posible restitución total o parcial de la banda comprometida en el PVD a partir del momento de la aceptación de esta acción por el sujeto responsable de la zona de regulación, calculándose de nuevo los coeficientes de participación nominales de las zonas de regulación, y modificándose las anotaciones de desasignación de banda que pudieran haberse efectuado previamente sobre dichos períodos.

P.O. 7.3 «REGULACIÓN TERCIARIA»

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es reglamentar el servicio complementario de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español. En el mismo se establecen los criterios relativos a los siguientes aspectos:

Provisión del servicio.
Asignación de la prestación.
Control y medida de la prestación.
Criterios de liquidación económica del servicio.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema (OS) y a las instalaciones de producción y de consumo de bombeo habilitadas para la prestación de este servicio.

3. Definiciones

3.1 Regulación terciaria. La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo.

3.2 Reserva de regulación terciaria. A los efectos de la prestación del servicio, se define la reserva de regulación terciaria como la variación máxima de potencia a subir o a bajar que puede efectuar una unidad de producción o una unidad de consumo de bombeo en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas.

A nivel global del sistema eléctrico peninsular español, la reserva total de regulación terciaria es el conjunto de las reservas de regulación terciaria disponibles en todas y cada una de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo disponibles en el sistema eléctrico peninsular español.

4. Proveedores del servicio

Podrán participar en este servicio complementario todas aquellas unidades de programación constituidas por instalaciones o agrupaciones que cumpliendo los criterios bajo los cuales pueden ser consideradas aptas para participar en los servicios de ajuste del sistema obtengan la correspondiente habilitación del Operador del Sistema.

El operador del sistema otorgará la habilitación a aquellas unidades de programación cuya instalación física o conjunto de instalaciones físicas acrediten su correspondiente capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio. Para obtener la habilitación para la prestación del servicio, las instalaciones de producción y de consumo de bombeo que deseen constituirse o integrarse en dicha unidad de programación deben cumplir los siguientes requisitos:

a) Disponer de la inscripción definitiva en la sección correspondiente del RAIPEE.

b) Ser una instalación apta para participar en los servicios de ajuste del sistema de acuerdo con los criterios establecidos mediante la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

c) Solicitud remitida al OS para la participación en el servicio de ajuste del sistema de regulación terciaria.

d) Integración de la instalación de producción y de consumo de bombeo en un centro de control.

e) Comunicación al OS de la información adicional requerida para los proveedores de este servicio en el Procedimiento de Operación por el que se establecen los intercambios de información y actualización de la misma cuando se produzca cualquier variación.

f) Verificación de que la unidad de programación en la que se integra dicha instalación de producción aporta una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 10 MW.

g) Resultado satisfactorio de las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y gestión de desvíos aprobadas mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía. En los casos en los que las pruebas para la participación en regulación terciaria y gestión de desvíos se hayan realizado de manera agregada, las instalaciones que componen dicha agregación deben incluirse en la misma unidad de programación.

Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en el servicio complementario de regulación terciaria de una unidad de producción o de consumo de bombeo, el responsable de la instalación deberá contar con la autorización expresa del OS.

Las unidades de producción están obligadas a comunicar y mantener actualizada la información requerida por el OS en el correspondiente procedimiento de operación para permitir el adecuado funcionamiento del servicio de ajuste del sistema de regulación terciaria.

El OS informará de forma detallada al titular de la unidad de programación de la falta de capacidad técnica para la prestación del servicio de su unidad, del incumplimiento de forma reiterada de los requisitos exigidos, de la inadecuada calidad del servicio prestado y/o de la no remisión de la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación de este servicio de ajuste del sistema, concediendo un plazo para introducir las mejoras necesarias. Sí no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar cualquiera de las habilitaciones previamente concedidas.

5. Determinación y publicación de los requerimientos de reserva de regulación terciaria

El OS establecerá y publicará el valor de la reserva de regulación terciaria mínima necesaria en el sistema para cada período de programación del día siguiente, conforme al procedimiento de operación 1.5 por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

6. Presentación de las ofertas de regulación terciaria

Los sujetos del Mercado deberán poner a disposición del OS la información relativa a la reserva de regulación terciaria correspondiente a sus unidades de programación habilitadas para la provisión de este servicio, tanto a subir como a bajar, en forma de ofertas de reserva de regulación terciaria a subir y/o a bajar, dentro de los plazos de tiempo fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

Así, todas las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo disponibles para atender el requerimiento de reserva de regulación terciaria estarán obligadas a presentar cada día, dentro del proceso de programación de la operación del día siguiente, una oferta de toda su reserva de regulación terciaria disponible, tanto a subir como a bajar, para cada uno de los períodos de programación del día siguiente.

Esta información de reservas de regulación terciaria facilitada por los sujetos del mercado asociados a unidades de programación proveedoras de este servicio deberá ser coherente con la información estructural comunicada por el correspondiente sujeto del mercado al OS, conforme al procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información, así como con la situación particular en tiempo real de cada unidad física de producción y de consumo de bombeo que integran las respectivas unidades de programación.

Las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo deberán ofertar, para cada período de programación, toda su reserva disponible de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, en MW, y el precio de la energía correspondiente, en €/MWh.

En caso de que el OS detectase que la reserva de regulación terciaria disponible en el programa previsto no permite cubrir los requerimientos necesarios, ordenará, en aplicación del procedimiento de restricciones técnicas, el acoplamiento de grupos térmicos adicionales, para permitir disponer de la reserva de regulación terciaria requerida en el sistema eléctrico peninsular español.

El precio de oferta por la asignación de reserva de regulación terciaria a bajar tiene carácter de precio de recompra de la energía no producida equivalente.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos en la normativa de aplicación.

Las ofertas de reserva de regulación terciaria podrán estar limitadas en energía, con lo que su asignación en un determinado período puede implicar la anulación o modificación de la oferta para los subsiguientes períodos. La limitación abarcará, como mínimo, un período de programación siendo anulada la oferta en los períodos de programación siguientes, en caso de ser ésta asignada.

En el anexo I de este procedimiento se resumen los principales criterios de validación de ofertas que son aplicados en las distintas fases del proceso de asignación.

7. Actualización de las ofertas de regulación terciaria.

Los sujetos del mercado asociados a las unidades de producción proveedoras del servicio deberán actualizar sus ofertas de regulación terciaria, dentro del propio día de operación, siempre que su reserva se haya visto modificada por una de las siguientes causas:

• Utilización de dicha capacidad por asignaciones en el Mercado Intradiario (MI) o en el mercado de gestión de desvíos.
• Indisponibilidad de la unidad de producción o de consumo de bombeo.
• Aportación de banda de regulación secundaria.
• Otras causas justificadas.

El período para la actualización de las ofertas de regulación terciaria correspondientes a cada período de programación finalizará 60 minutos antes del inicio de cada período de programación, salvo en aquellos casos en los que el OS comunique a los sujetos, a través del sistema de información del OS, una prolongación de este periodo de actualización de ofertas, prolongación que en cualquier caso deberá contemplar un margen de, al menos, 25 minutos antes del inicio del horizonte de programación inmediato siguiente.

8. Asignación de ofertas de regulación terciaria.

En el anexo II de este procedimiento se resumen las principales características del algoritmo utilizado para la asignación de las ofertas de regulación terciaria.

Como criterios generales, cabe señalar los siguientes:

• El OS asignará la prestación del servicio con criterios de mínimo coste, teniendo en cuenta las ofertas existentes en el momento de proceder a su asignación.
• En caso de que la asignación de una oferta de regulación terciaria origine una restricción técnica en el sistema, ésta no será asignada.
• Cuando se asigne a una unidad de programación correspondiente a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo una oferta de regulación terciaria en un sentido, en el caso de que posteriormente, dentro de la misma hora, se presente la necesidad de asignar reserva de regulación terciaria en sentido opuesto, se asignará esta última mediante la reducción, en primer lugar, de las asignaciones que se hubieran efectuado con anterioridad en sentido contrario, sin afectar al precio marginal de la reserva de regulación terciaria en este nuevo sentido, siempre que dicha desasignación parcial o total sea suficiente. La valoración económica de asignaciones de regulación terciaria a subir y a bajar será únicamente por la energía efectivamente solicitada en el intervalo de tiempo en el que se ha mantenido la asignación.
• La asignación de una oferta de reserva de regulación terciaria en un instante determinado, mantenida durante un cierto período de tiempo, equivale a la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa de energía previo de dicha unidad de programación. Este redespacho es calculado en base al producto de la variación de potencia asociada a la oferta de regulación terciaria asignada por el tiempo en el que se mantiene dicha asignación. Se determinará así la energía de regulación terciaria programada como la resultante de considerar una rampa de variación de potencia de 15 minutos a partir del momento de asignación de la oferta, manteniéndose después de pasados dichos 15 minutos, el valor final de potencia sin variación hasta el instante final de asignación o, en su caso, hasta el instante de desasignación de la oferta de regulación terciaria previamente asignada, en el caso de que esta desasignación tenga lugar antes de llegado el instante final de asignación establecido inicialmente.

9. Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas

Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas de regulación terciaria, los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

El OS gestionará, a la mayor brevedad posible, estas reclamaciones o cualquier anomalía que haya podido ser identificada en el proceso de asignación de ofertas, procediendo a efectuar un nuevo proceso de asignación, en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximo admisible establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la operación.

10. Liquidación del servicio

El tratamiento económico del servicio complementario de regulación terciaria está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago.

10.1 Liquidación de la provisión del servicio. Las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo habilitadas para la provisión del servicio complementario de regulación terciaria, podrán modificar su programa de energía por la asignación de ofertas de regulación terciaria.

La energía de regulación terciaria utilizada será valorada al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada período de programación, distinguiendo la reserva a subir de la reserva a bajar, y siendo calculado dicho precio marginal de acuerdo con el mecanismo especificado en el anexo II de este procedimiento.

En el caso de aparecer una restricción técnica en tiempo real, programándose para su resolución ofertas de reserva de regulación terciaria, estas ofertas no intervendrán en la formación del precio marginal de utilización de la energía de regulación terciaria en el período de programación correspondiente.

El mismo criterio de liquidación será aplicable a aquella reserva de regulación terciaria que, a pesar de la obligatoriedad de la presentación de dicha oferta, no haya sido ofertada y para la que el OS haya requerido la utilización de la correspondiente reserva de regulación terciaria. El OS informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de estos incumplimientos en la oferta de toda la regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, disponible en la unidad.

Se revisarán las asignaciones de este servicio para verificar el cumplimiento efectivo del mismo. En concreto, se verificará el cumplimiento del valor del saldo neto de las asignaciones de gestión de desvíos y regulación terciaria por zona de regulación o para cada conjunto de unidades de programación del mismo sujeto de liquidación.

El cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago.

10.2 Distribución de los costes derivados de la provisión del servicio de regulación terciaria. La liquidación de los costes derivados de la modificación del programa de energía de unidades de programación por la asignación de ofertas de regulación terciaria será repercutido de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago.

11. Control del cumplimiento del servicio asignado

El OS comprobará el cumplimiento del requisito solicitado de regulación terciaria mediante las telemedidas de potencia activa registradas en su sistema de control de energía en tiempo real, verificándose la idoneidad de las respuestas de la unidad de programación correspondiente a las instalaciones de producción o de consumo de bombeo, tanto en términos de variación de la potencia (escalón de potencia), como del cumplimiento del tiempo máximo (15 minutos) en el que dicha modificación de potencia debe tener lugar.

12. Mecanismo excepcional de asignación

En los casos en los que, por razones de urgencia, ausencia de ofertas por fuerza mayor, o de otra índole no prevista o controlable, no sea posible la asignación de ofertas de regulación terciaria, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más

oportunas, para la utilización de la reserva de regulación terciaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a la que hubiera lugar por la citada prestación del servicio y por las modificaciones de los programas de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o de consumo de bombeo que fuesen necesarias.

Las asignaciones de energía de regulación terciaria que, en su caso, pueda aplicar el OS por mecanismo excepcional de asignación serán valoradas:

Para asignaciones de energía de regulación terciaria a subir: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15 sobre el precio marginal horario resultante de las asignaciones de regulación terciaria a subir que se hayan realizado en dicha hora o, en su defecto, sobre el precio marginal horario del mercado diario.

Para asignaciones de energía de regulación terciaria a bajar: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85 sobre el precio marginal horario resultante de las asignaciones de regulación terciaria a bajar que se hayan realizado en dicha hora o, en su defecto, sobre el precio marginal horario del mercado diario.

ANEXO I

Criterios de validación de las ofertas de reserva de regulación terciaria

Las ofertas presentadas por los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación para la prestación del servicio complementario de regulación terciaria serán sometidas a los criterios de validación recogidos en el presente anexo.

La participación en este proceso se llevará a cabo a través del envío de bloques de ofertas para distintos períodos de programación, constituyéndose las ofertas como las agrupaciones de los bloques ofertados para un mismo período de programación.

1. Validación de los bloques de oferta

Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación para la venta de energía correspondiente a unidades de generación o por unidad de programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo para cada fecha de convocatoria. De esta forma, si para una misma fecha de convocatoria se envía más de una vez información para una misma unidad de programación, la última información sustituirá a la anterior.

La oferta deberá ser enviada por el sujeto del mercado asociado a la unidad de programación a la que corresponde la oferta.

El período de tiempo que cubre la oferta deberá estar incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta.

Solo se admitirán como válidas las ofertas con fecha y período de programación igual o superior al siguiente período de programación en curso, y que abarquen todos los períodos de programación del día siguiente.

Cada uno de los bloques de una oferta de regulación terciaria a subir, deberá de respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos en la normativa de aplicación.

Sí uno o varios bloques de una oferta de regulación terciaria han sido asignados bien en el mercado de regulación terciaria, bien por seguridad para resolver una restricción técnica identificada en tiempo real, sólo se admitirá después la recepción de nuevos bloques que complementen la oferta, pero no modificaciones de los bloques ya existentes en el momento de la asignación.

En caso de incumplimiento de alguno de los criterios de validación anteriormente expuestos, la oferta será rechazada.

2. Comprobaciones previas a la asignación de las ofertas.

Estas comprobaciones se efectúan al establecer las escaleras de ofertas de regulación terciaria a subir y a bajar, y siempre antes de la asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e

indisponibilidades de unidades de producción, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se leyeron las ofertas.

Las comprobaciones que se realizan antes de la asignación de las ofertas son las siguientes:

• No violación de límites por seguridad.

• No violación de limitaciones por indisponibilidad (comunicada por el sujeto del mercado asociado a la unidad de programación proveedora del servicio o, en su defecto, introducida por el OS, tras comunicación previa del sujeto del mercado asociado a de dicha unidad de programación).

• No violación de los límites de potencia físicos del grupo (sólo en el caso de grupos térmicos y unidades de bombeo).

• No oferta de una energía a bajar mayor de su programa de generación, o para las unidades de programación para la adquisición de energía para bombeo, oferta de energía a subir mayor que su programa de bombeo.

• Cuando un bloque de oferta viole alguno de estos límites, el bloque será truncado hasta el punto en que deje de violar el límite.

En este mercado, al poder efectuarse asignaciones de duración inferior a un período de programación, al aplicar la validación se tiene en cuenta el perfil de potencia de la unidad de programación.

ANEXO II

Algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria

1. Características fundamentales del algoritmo de asignación

Las características principales de este algoritmo de asignación de ofertas son las siguientes:

El algoritmo asigna ofertas de potencia (MW), no de energía.

El proceso de asignación abarca un determinado período de programación.

Admite asignaciones de duración inferior a un período de programación. En este caso, el horizonte de asignación abarca el período comprendido entre los minutos de inicio y final de la asignación establecidos por el operador, o bien, hasta el final del período de programación en cuestión, en el caso de que el operador no establezca de forma explícita un instante final de asignación distinto del instante final de dicho período de programación.

Mercado marginalista en el que el precio de la asignación de ofertas en cada período de programación viene determinado por el precio de la oferta de precio más elevado (o de menor precio, si se trata de reserva de regulación terciaria a bajar) que haya sido asignada de forma parcial o total en dicho período de programación.

Proceso de asignación meramente económico. El algoritmo no impone ninguna restricción.

No se admiten bloques de oferta indivisibles.

2. Descripción del funcionamiento del algoritmo

El procedimiento utilizado en el proceso de asignación de ofertas es el siguiente:

Construcción de una lista con todos los bloques válidos que ofertan en el período de programación en cuestión (escalera de terciaria a subir y a bajar).

Ordenación de la escalera por precio de oferta:

El criterio de ordenación depende del tipo de oferta. Así, los bloques que ofertan reserva de regulación terciaria a subir se ordenan de menor a mayor precio y los que ofertan reserva de regulación terciaria a bajar se ordenan de mayor a menor precio de oferta.

Cuando previamente a una asignación, se hubiera realizado una asignación de reserva de regulación terciaria en sentido opuesto, tienen preferencia los bloques asignados

anteriormente. Es decir, para ir en dirección contraria, siempre se desasigna lo que se hubiera asignado previamente antes de asignar nuevas ofertas en sentido opuesto.

Cuando existen varios bloques de oferta con el mismo precio, éstos se ordenan en primer lugar dando prioridad a la no reducción de la producción (caso de asignación de ofertas a bajar) o al aumento de la producción (caso de asignación de ofertas a subir) de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, y después por orden de llegada de los ficheros de oferta.

Una vez finalizada la asignación, se convierte la potencia asignada en el correspondiente redespacho en energía y se genera así la correspondiente asignación de energía de regulación terciaria.

El precio de la asignación de ofertas depende del tipo de oferta. Así las asignaciones de los bloques que ofertan regulación terciaria a subir van asociadas al precio marginal de la reserva de regulación terciaria a subir, mientras que las de los bloques que ofertan regulación terciaria a bajar van asociadas al precio marginal de la reserva de regulación terciaria a bajar.

Aunque dentro de un mismo período de programación se realicen varias sesiones de asignación de ofertas de reserva de regulación terciaria, sólo existirá en dicho período de programación un único precio marginal de regulación terciaria a subir (si se han asignado en dicho período de programación ofertas de regulación terciaria a subir) y otro de regulación terciaria a bajar (si se han asignado en dicho período de programación ofertas de regulación terciaria a bajar). Estos precios serán los extremos de las asignaciones de ofertas realizadas en dicho período de programación (oferta de precio más elevado, en el caso de la regulación terciaria a subir, y oferta de menor precio, en el caso de la regulación terciaria a bajar). Puede ocurrir que no haya precio marginal en algún sentido (subir o bajar), en el caso de que no haya sido preciso asignar ofertas de dicha escalera (escalera de terciaria a subir ó a bajar), al haber existido únicamente asignaciones y desasignaciones de ofertas en la escalera de regulación terciaria contraria.

P.O. 9 INFORMACIÓN INTERCAMBIADA POR EL OPERADOR DEL SISTEMA

1. Objeto

El objeto de este Procedimiento es definir la información que debe intercambiar el Operador del Sistema (OS) con el objeto de realizar las funciones que tiene encomendadas, así como la forma y los plazos en los que debe comunicarla o publicarla. Dicha información incluye, entre otras, la correspondiente a los datos estructurales de las instalaciones del sistema eléctrico, la relativa a la situación en tiempo real de las mismas (estado, medidas, etc.), la información intercambiada para la adecuada operación del sistema, la información necesaria para la elaboración de las estadísticas relativas a la operación del sistema, la requerida para el análisis de los incidentes del sistema eléctrico, así como la que se refiere a los datos para las liquidaciones de las entregas y tomas de energía asociadas a las transacciones efectuadas en el mercado de producción de energía eléctrica.

Se establece en este Procedimiento, con el detalle que procede en cada caso, la forma en que se realizará el intercambio de la información entre el OS y los distintos sujetos del sistema eléctrico español, el modo de acceso a la información, la forma de estructurarla y organizarla (bases de datos), su carácter (público o confidencial) y su tratamiento posterior (análisis, estadísticas e informes).

2. Ámbito de aplicación

Dentro del ámbito del Sistema Eléctrico Peninsular:

Operador del Sistema (OS).
Operador del Mercado (OM).
Gestores de las redes de distribución.
Transportista único y distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.

Sujetos del Mercado y resto de sujetos del sistema definidos en la regulación del sector eléctrico.

3. Procesos de gestión de información en los que interviene el operador del sistema

Los procesos de intercambio de información en los que interviene el OS se pueden agrupar de la siguiente forma:

a) Datos Estructurales del Sistema Eléctrico.
b) SIOS: Sistema de Información de la Operación del Sistema.
c) Concentrador Principal de Medidas Eléctricas.
d) Sistema de Control de la Operación en Tiempo Real (STR).
e) Otras informaciones que deban enviar los sujetos del sistema.
f) Estadísticas e Información Pública relativa a la Operación del Sistema.
g) Análisis e información de incidentes en el sistema eléctrico.
h) Liquidación bajo responsabilidad del OS.

En lo que se refiere a los epígrafes a, b, c, d, e y f, los sujetos del Sistema deberán facilitar al OS toda la información requerida, de acuerdo con lo establecido en el presente Procedimiento, y serán responsables de hacer llegar al OS sin dilación, cualquier posible actualización de la información previamente comunicada.

En el caso de los requerimientos de información correspondientes a los epígrafes b, c, d, e y f, los sujetos del sistema serán responsables de depositar en los propios sistemas de información del OS la información recogida en el presente Procedimiento, así como de proveer los mecanismos de comunicación necesarios y hacerse cargo de sus costes.

Los sujetos garantizarán que:

a) La información suministrada es la correcta.
b) La información está disponible para el OS con el mínimo retraso de tiempo posible y con el estampado de tiempos adecuado.
c) Los sistemas de comunicaciones son redundantes, fiables y seguros.
d) La transmisión de información se ajusta a las características de protocolos de comunicación y frecuencia de envío de información definidas por el OS.

4. Datos estructurales del sistema eléctrico

Son los datos de las instalaciones de la red de transporte y de la red observable, así como de los grupos generadores, consumidores y elementos de control y protección, que el OS precisa para ejercer sus funciones, facilitando los análisis de seguridad y los estudios de funcionamiento del sistema eléctrico.

4.1 Responsabilidades: El OS es responsable de recopilar, mantener y actualizar los datos estructurales del sistema eléctrico. La información se estructura y organiza en la Base de Datos Estructurales del Sistema Eléctrico (BDE).

Los sujetos titulares o representantes de unidades de programación para la venta de energía en el mercado de producción, los consumidores conectados a la red de transporte, el transportista único, los distribuidores (incluidos los que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte), y los gestores de las redes de distribución, vendrán obligados a suministrar al OS la información necesaria de los elementos de su propiedad o a los que representen para mantener el contenido de la BDE actualizado y fiable.

4.2 Contenido y estructura de la Base de Datos: La BDE incluirá los registros de todos los elementos dados de alta en el sistema eléctrico gestionado por el OS.

Igualmente incluirá los registros de los elementos en proyecto y construcción y de los elementos planificados, con los valores disponibles, si bien éstos se considerarán provisionales hasta su puesta en servicio. Estos últimos registros tendrán carácter confidencial, y se darán de alta para facilitar la realización de los estudios de planificación de la red de transporte y los diferentes análisis de previsiones del sistema eléctrico.

El contenido de la BDE responderá a la siguiente estructura:

• Sistema de Producción.

– Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red (hidráulica, térmica, solar térmica).

– Instalaciones eólicas, fotovoltaicas y en general todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a la red.

– Información básica necesaria para la programación de la operación y la participación en los servicios de ajuste del sistema.

• Red de Transporte.

– Subestaciones.
– Parques.
– Líneas y cables.
– Transformadores.
– Elementos de control de potencia activa o reactiva.

• Instalaciones de Consumo conectadas a la Red de Transporte.
• Red Observable.

– Subestaciones.
– Parques.
– Líneas y cables.
– Transformadores.
– Elementos de control de potencia reactiva.

La estructura y relación de datos que deben suministrar al OS los diferentes sujetos del sistema se recogen en el documento «*Contenido de la base de datos estructural del operador del sistema*», incluido en el Anexo I.

4.3 Proceso de carga: El OS definirá el soporte informático empleado y habilitará las plantillas de las fichas de datos con los formatos necesarios.

El OS pondrá a disposición del sujeto propietario o representante del elemento al que se refiere toda la información de que disponga acerca de cada elemento.

Los sujetos efectuarán una comprobación de la información disponible y cumplimentarán las fichas relativas a sus instalaciones con la mejor información disponible.

Una vez cumplimentadas y validadas las fichas por parte de cada sujeto, éste comunicará al OS el resultado de su revisión.

4.4 Actualización de la información: La actualización de la información contenida en la BDE puede ser propiciada por cualquiera de las tres circunstancias siguientes:

Por haberse producido modificaciones de diseño en algún elemento.
Por alta o baja de algún elemento.
Por haberse detectado un valor erróneo en algún campo.

Cuando se produzca alguna de las tres circunstancias anteriores, el sujeto propietario del elemento correspondiente o el sujeto que actúe en su representación deberá comunicar al OS las modificaciones necesarias a incorporar.

El OS pondrá a disposición de cada sujeto los datos actualizados de los elementos de su propiedad o de aquellos a quienes represente recogidos en la base de datos con objeto de que los sujetos puedan comprobar su adecuada correspondencia con los datos reales de las instalaciones y, en su caso, comunicar al OS las modificaciones necesarias a introducir.

4.5 Confidencialidad de la información: La información contenida en la BDE tendrá carácter confidencial para todos los sujetos excepto para:

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que podrá disponer de toda la información.

La Administración competente en materia de energía, que podrá disponer de toda la información.

Los gestores de las redes de distribución, que podrán disponer de los datos de las instalaciones ubicadas en la red de distribución bajo su ámbito de gestión

Aquellos terceros a los que el OS tenga necesidad de ceder información para el ejercicio de sus funciones y obligaciones, minimizando, en todo caso, el volumen de información transmitida, y contando siempre con la autorización de los titulares de la información generada y la firma de un acuerdo de confidencialidad y limitación de uso entre el receptor de la información y el OS. No obstante, cuando la información consista en los modelos que caracterizan el comportamiento estático y dinámico de las instalaciones o equipamiento y configuración de los sistemas de protección, siempre que no se trate de los códigos de programa fuente de los modelos que caracterizan el comportamiento estático y dinámico de las instalaciones, ni de los informes de validación de la idoneidad de cualquier modelo de estudio o de simulación, será suficiente con la firma de un acuerdo de confidencialidad y limitación de uso, entre el receptor de la información y el OS.

Todos los sujetos del sistema, que podrán disponer de los datos relativos a las instalaciones en servicio de la red de transporte.

5. Sistemas de información del operador del sistema

Los datos que, en el cumplimiento de sus funciones, el OS debe manejar para realizar los procesos que tiene encomendados, a partir de la comunicación de los contratos bilaterales establecidos con anterioridad al mercado diario, la casación de las ofertas presentadas al mercado en el horizonte diario e intradiario, contratos bilaterales con entrega física comunicados al OS con posterioridad al mercado diario y programas en las interconexiones internacionales, incluyendo, los procesos asociados a la asignación de capacidad en dichas interconexiones, hasta el establecimiento de cada una de las programaciones horarias y la asignación de los servicios de ajuste del sistema, serán gestionados por los Sistemas de Información del Operador del Sistema (SIOS).

El Sistema de Información e·sios realizará los procesos de subasta, cálculo, registro y archivo de datos intermedios y resultados de los procesos antes indicados.

El Sistema de Información e·sica llevará a cabo las subastas explicitas para la asignación de capacidad en aquellas interconexiones internacionales en las cuales este proceso sea de aplicación.

El Sistema de Información SIOSbi realizará el archivo, gestión y publicación de la información histórica asociada a los procesos anteriores.

La información gestionada y almacenada por el SIOS será asimismo utilizada con posterioridad en los procesos liquidatorios que son responsabilidad del OS.

El SIOS constituye el único medio del OS para la realización de los intercambios de información con los sujetos del mercado (SM), el OM y otros sujetos del sistema eléctrico.

En la ejecución de los procesos e intercambios de información indicados en el párrafo anterior, sobre los datos gestionados y almacenados por el SIOS, el OS deberá garantizar:

a) Confidencialidad absoluta y a toda prueba de la información propiedad de cada sujeto del mercado (SM).

b) Acuse de recibo a cada sujeto de mercado de sus ofertas, con indicación de fecha y hora.

c) Sistema de acceso remoto, rápido, fiable y fácilmente utilizable.

Con objeto de garantizar la máxima disponibilidad, los Sistemas de Información del SIOS son sistemas redundantes. Además, el e·sios dispondrá de un sistema de respaldo en una localización diferente del sistema principal. El OS informará a los usuarios de los modos de acceso a ambos sistemas.

Con una periodicidad a establecer por el OS, los procesos realizados por el e·sios se ejecutarán en el centro de respaldo, siendo responsabilidad de los sujetos del mercado (SM), el OM y otros sujetos del sistema eléctrico el disponer de los medios de comunicación con este centro de respaldo utilizando los modos de acceso definidos por el OS.

5.1 Bases de datos de los sistemas de información del Operador del Sistema: El OS mantendrá en sus bases de datos toda la información necesaria para la correcta gestión de la programación de la operación, los servicios de ajuste del sistema y la gestión de los intercambios internacionales que están bajo su responsabilidad.

Las bases de datos del SIOS cumplirán los siguientes requisitos:

a) Dimensionamiento adecuado para permitir el almacenamiento de toda la información.
b) Toda la información de las bases de datos estará validada.
c) Integridad referencial de los datos grabados.
d) Gestión histórica asociada a toda la información.

5.2 Accesos al SIOS: El acceso al SIOS por parte de los sujetos del mercado, del OM, de otros sujetos del sistema eléctrico o del público en general, se hará en función del carácter de la información a la que se tiene acceso, ya sea pública o confidencial de acuerdo con los criterios que se recogen en el apartado 5.8.

5.3 Medios de intercambio de información: La comunicación entre el OS, el OM y los Sujetos del Mercado y otros sujetos o entidades participantes en el mercado de producción, así como la divulgación de la información pública de libre acceso se hará por medios electrónicos de intercambio de información, utilizando en cada momento las tecnologías que, en conformidad con los requisitos indicados en el apartado 5, sean más adecuadas.

La adopción de nuevos medios electrónicos de intercambio de información, así como la suspensión de la utilización de alguno de los existentes, se comunicará a los usuarios con la suficiente antelación de forma que éstos puedan realizar las oportunas modificaciones en sus sistemas de información.

El OS publicará los medios electrónicos de intercambio de información disponibles y sus características, aquéllos nuevos que vayan a ser implementados y los que vayan a ser suspendidos, así como los plazos previstos para ello.

5.4 Comunicaciones: Para la realización de los intercambios de información, el OS dispondrá de diversos medios alternativos de uso común para acceder tanto al sistema principal como al de respaldo y comunicará a los usuarios los detalles técnicos necesarios para el acceso y los procedimientos de actuación en caso de conmutación entre los dos sistemas.

La instalación, mantenimiento y configuración de los canales de comunicación para acceder al SIOS será responsabilidad y correrá a cargo de los usuarios, salvo acuerdo bilateral expreso contrario. El OS indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos a instalar en sus instalaciones.

5.5 Servicios de acceso: Según el tipo de información, existirán dos servicios de acceso: Privado y público.

El servicio privado estará reservado únicamente a los sujetos del mercado, el OM y otros sujetos del sistema eléctrico.

Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por el OS.

Los servicios de acceso, tanto privados como públicos utilizarán las tecnologías más adecuadas en cada caso.

Para la utilización del servicio de acceso privado será necesario un certificado digital personal otorgado por el OS de acuerdo a la normativa en vigor. Para la utilización del servicio de acceso público no será necesario ningún tipo de certificado.

5.5.1 Seguridad del servicio de acceso privado: En la actualidad, el sistema de seguridad del servicio de acceso privado se basa en la utilización de los siguientes elementos:

a) Canal de comunicación cifrado para asegurar la privacidad de la información intercambiada.
b) Uso de certificados digitales para la autenticación al realizar las conexiones con el SIOS, la firma de los documentos electrónicos que constituyen los intercambios de información, y garantizar el no repudio de dichos documentos.

Los certificados del apartado b) anterior, se emitirán almacenados en un fichero en alguno de los formatos estándar del mercado. El fichero estará protegido por una contraseña para evitar su utilización indebida. Los depositarios del certificado serán los responsables de la gestión de esta contraseña, pudiendo modificarla cuando lo crean conveniente. Los SM y otros sujetos y entidades de mercado de producción podrán solicitar uno o varios certificados digitales.

Será responsabilidad del titular de cada certificado la guarda y custodia del mismo. Asimismo, en caso de robo o extravío deberá comunicar este hecho lo antes posible al OS, para que éste proceda a dar de baja, a la mayor brevedad posible, el certificado.

Los certificados digitales serán emitidos por el OS actuando como Autoridad Certificadora. Los usuarios reconocen al OS como Autoridad Certificadora de confianza por el mero hecho de la utilización del certificado digital.

Los certificados digitales se emitirán con fecha de caducidad. Será responsabilidad del usuario del certificado controlar dicha fecha de caducidad y solicitar, en su caso, la renovación del certificado con una antelación no inferior a 5 días laborables respecto a la fecha de caducidad.

Asimismo, será responsabilidad del SM ó entidad de mercado solicitar la anulación de los certificados cuando lo consideren conveniente (por ejemplo, cese de actividad de usuarios responsables de los certificados).

5.6 Gestión de la información: El OS podrá establecer con el exterior intercambios de información en ambos sentidos:

- Información comunicada por el OS.
- Información comunicada al OS.

La información intercambiada por el OS podrá tener distinto carácter:

- Público.
- Confidencial en los términos que se establecen en los apartados 5.8 y 5.10.

5.7 Intercambios de información: Todos los intercambios de información se realizarán mediante documentos electrónicos de contenido y formato determinados, que serán publicados por el OS en el SIOS. Utilizando estos documentos electrónicos los SM, OM y otros sujetos o entidades participantes en el mercado de producción remitirán al SIOS la información correspondiente, por los medios que se establezcan, y en los horarios especificados en los correspondientes Procedimientos de Operación.

Los documentos electrónicos intercambiados con los Sujetos del Mercado y otros sujetos y entidades del mercado eléctrico, su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS se describen en un único documento denominado «Intercambio de Información con el Operador del Sistema», organizado en una serie de volúmenes:

- Volumen 1. Mercados de Producción.
- Volumen 2. Liquidaciones.
- Volumen 3. Control de Tensión.

Estos volúmenes y sus modificaciones serán publicados, con la antelación suficiente antes de su entrada en vigor, en la web pública www.esios.ree.es del Sistema de Información del OS.

Los documentos electrónicos intercambiados con los participantes en los procesos de asignación de capacidad en las interconexiones mediante subastas explícitas serán publicados en el sistema e·sica: www.esica.eu.

Los documentos intercambiados con el Operador del Mercado, su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS se describen en el documento denominado «Modelo de Ficheros para el Intercambio de Información entre el OS y el OM» que será publicado conjuntamente por el OS y el OM por los medios que cada operador establezca.

5.8 Criterios de publicidad de la información: Los criterios de publicidad de la información gestionada por el OS sobre los procesos relacionados con el Mercado de Producción Eléctrica son los establecidos en el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, en el informe 1/2001 de la CNE (actual CNMC) sobre las propuestas de modificación de las Reglas de funcionamiento del mercado con objeto de adaptarlas al Real Decreto-Ley 6/2000, en el Escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 19 de noviembre de 2004 y lo dispuesto en la regulación europea en relación con la transparencia de la información sobre el mercado de producción de energía eléctrica. Estos criterios son los siguientes:

- El OS hará público el resultado de los procesos de operación del sistema eléctrico, al ser éstos objeto de su responsabilidad, con respeto a los plazos que se determinan.

• El OS, en el ámbito de su competencia, hará públicos los datos agregados comprensivos de volúmenes y precios, así como los datos relativos a las capacidades comerciales, intercambios intracomunitarios e internacionales por interconexión y, en su caso, por sistema eléctrico, así como las curvas agregadas de oferta y demanda correspondientes.

• El OS, antes de estar obligado a hacerla pública, garantizará el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los sujetos del mercado, tal y como se establece en el apartado 2k) del artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

5.9 Información pública: Información que el OS hace pública sobre los procesos de operación del sistema eléctrico.

Esta información, que depende del periodo al que afecta la información y del momento en que se hace pública, será publicada en la web pública del Sistema de Información del OS (www.esios.ree.es).

5.9.1 En tiempo real: La información que el OS publicará tan pronto esté disponible es la siguiente:

• La previsión de la demanda del sistema peninsular español con un horizonte de 30 horas y la demanda real registrada para cada hora.

• La previsión de la producción eólica y solar térmica y solar fotovoltaica del sistema peninsular español con horizonte temporal comprendido entre la hora siguiente a dicha publicación y el período horario final del día siguiente.

• Indisponibilidades de unidades de generación o consumo de bombeo:

– Indisponibilidades programadas de 100 MW o más, incluidas las variaciones de 100 MW o más en la indisponibilidad programada de dichas unidades.

– Indisponibilidades no programadas de 100 MW o más.

– Indisponibilidades totales programadas desagregadas conforme a las categorías establecidas en el apartado 5.9.3.

– Indisponibilidades totales no programadas desagregadas conforme a las categorías establecidas en el apartado 5.9.3.

• Indisponibilidades de unidades de consumo:

– Indisponibilidades programadas de 100 MW o más, incluidas las variaciones de 100 MW o más en la indisponibilidad programada de dichas unidades.

– Indisponibilidades no programadas de unidades con una potencia nominal en el punto de suministro de 100 MW o más.

• Fechas de inicio y fin para indisponibilidades que modifiquen la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales en un valor igual o superior a 100 MW.

• Las fechas de inicio y fin para planes de mantenimiento que modifiquen la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales en un valor igual o superior a 100 MW.

• La capacidad programable del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear, actualizada en tiempo real.

• La capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales, actualizada en tiempo real.

• Las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas intradiarias de capacidad de la interconexión con Francia, en la forma y plazos que se establecen en las Reglas Conjuntas de asignación de capacidad de la interconexión entre España y Francia.

• Los programas brutos y agregados de intercambios internacionales actualizados en tiempo real.

• Las rentas de congestión procedentes de la gestión de las interconexiones internacionales.

• Los flujos físicos medidos para cada hora en las interconexiones Francia-España, Portugal-España y España-Marruecos.

• El resultado agregado de la solución de restricciones técnicas en tiempo real y la comunicación de otras anotaciones (indisponibilidades y desvíos) realizadas durante la operación en tiempo real.

• El resultado agregado, curvas de ofertas, y precio marginal de los mercados de los servicios de ajuste del sistema de regulación terciaria y de gestión de desvíos.

– Programas horarios de intercambios transfronterizos de energías de balance en cada una de las interconexiones del sistema eléctrico español.

– Ofertas de energías de balance a subir y a bajar enviadas a la plataforma común de servicios transfronterizos de balance.

– Ofertas de energías de balance activadas por el operador del sistema eléctrico español en cada una de las interconexiones del sistema eléctrico español.

– Ofertas de energías de balance presentadas por el operador de sistema, activadas por los operadores de los sistemas eléctricos vecinos interconectados (información por interconexión).

• Los Programas Horarios Operativos (P48) desagregados que resultan tras la incorporación de todas las asignaciones efectuadas en firme en tiempo real.

• El precio de los desvíos respecto a programa, así como el volumen de los desvíos generación-demanda.

• Valores horarios de generación agregados en función de las categorías indicadas en el apartado 5.9.3.

5.9.2 Diariamente.

Con periodicidad diaria se publicará la siguiente información:

• La información sobre el día siguiente, y la semana móvil siguiente, correspondiente a:

– Capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales con una antelación no inferior a una hora respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario.

– Previsión de la demanda del sistema peninsular español con una antelación no inferior a dos horas respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario.

– La previsión de la producción eólica, solar térmica y solar fotovoltaica del sistema peninsular español con una antelación no inferior a las 18h00 CET del día anterior al de suministro.

• Después el correspondiente mercado o proceso de gestión técnica:

– Resultado agregado del programa de entrega de energía a través del enlace Península-Baleares.

– Resultado agregado de la subasta de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales físicos de aquellas interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de asignación de capacidad.

– Resultados agregados de la solución de restricciones técnicas en el PDBF y tras cada una de las sesiones de mercado intradiario.

– Resultado agregado, curvas de ofertas y precio marginal de la asignación de reserva de potencia de regulación secundaria.

– Resultado agregado, curvas de ofertas y precio marginal de la asignación de reserva de potencia adicional a subir.

– Resultado agregado de la asignación diaria de ofertas de recursos adicionales para el control de tensión de la red de transporte.

– Programa diario base de funcionamiento (PDBF), Programa diario viable provisional (PDVP) y Programas Horarios Finales (PHF), desagregados para cada uno de los tipos de producción indicados en el apartado 5.9.3.

El día D+1 la información correspondiente al día D:

– Resultado agregado y precio marginal de la energía de regulación secundaria utilizada.

5.9.3 A los tres días.

• Una vez transcurridos tres días se publicará la información horaria correspondiente al resultado de la programación de los mercados de servicios de ajuste del sistema del día D, agregada en función de las siguientes categorías:

– Hidráulica.
– Eólica.
– Solar fotovoltaica.
– Solar térmica.
– Otras renovables (biomasa, biogás,…).
– Nuclear.
– Turbinación Bombeo.
– Ciclo Combinado.
– Carbón.
– Fuel-Gas.
– Cogeneración.
– Residuos.
– Consumos de Bombeo.
– Enlace Península-Baleares.
– Saldos de energía en las interconexiones.
– Ajuste de programas.
– Adquisiciones de comercializadores de referencia correspondientes al suministro nacional.
– Adquisiciones de otros comercializadores destinadas al consumo nacional.
– Adquisiciones de consumidores directos en mercado.
– Consumos de servicios auxiliares de las unidades de producción.

Asimismo el OS publicará los valores horarios de las entregas de energía de cada una de las unidades de generación de potencia neta igual o superior a 100 MW.

5.9.4 Semanalmente.

• El OS publicará en su página web la potencia de generación eléctrica disponible de instalaciones de potencia neta igual o superior a 100 MW agregada conforme a las categorías establecidas en el apartado 5.9.3.
• Antes de las 18:00 horas CET de cada jueves se publicarán en la web pública del Operador del Sistema español los valores de capacidad de intercambio previstos para cada período de programación de las dos semanas eléctricas inmediatas siguientes (de sábado a viernes), con comienzo a las 00:00 horas CET del sábado siguiente, agregado por estado fronterizo y para cada sentido de flujo de potencia.
• Asimismo antes de las 18:00 horas CET de cada jueves, se publicarán en la web pública del Operador del Sistema español los valores de capacidad de intercambio previstos para el siguiente año móvil, con resolución horaria, agregado por estado fronterizo y diferenciando cada sentido de flujo.
• Cada viernes, al menos dos horas antes del cierre del mercado diario, el OS publicará en su página web los valores máximo y mínimo de demanda prevista para cada uno de los días de la semana natural siguiente.

5.9.5 Mensualmente.

• Con periodicidad mensual se publicarán las previsiones de demanda referidas a meses completos, en los primeros quince días del mes anterior a aquél al que se refiere la previsión. Asimismo se publicarán previsiones de demanda para cada una de las semanas del mes siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal, a más tardar una semana antes del mes de entrega.
• Con carácter mensual, dentro de los primeros 10 días de cada mes, se publicarán los planes de mantenimiento de las unidades de producción de potencia neta igual o superior a 200 MW previstos en horizonte de año móvil.
• El OS publicará las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas mensuales de capacidad de la interconexión entre España y Francia, en la forma y plazos que se establecen en las Reglas Conjuntas de asignación de capacidad.

• El OS publicará los costes derivados en un mes dado de las acciones coordinadas de balance que haya sido necesario aplicar para la solución de congestiones en las interconexiones.

• El OS publicará en su página web la potencia de generación eléctrica disponible de las instalaciones de potencia neta igual o superior a 100 MW agregada conforme a las categorías establecidas en el apartado 5.9.3.

• Asimismo, mensualmente se publicarán las cuotas mensuales por sujeto obtenidas como resultado de los mercados o procesos de operación del sistema.

• El primer día del mes M+2 se publicarán las cuotas por sujeto en el mes M sobre los siguientes mercados o procesos de operación del sistema:

– Solución de restricciones técnicas en el Programa Base de Funcionamiento (PBF).
– Solución de restricciones técnicas en el mercado intradiario.
– Solución de restricciones técnicas en tiempo real.
– Gestión de los desvíos entre generación y consumo.
– Reserva de regulación secundaria.
– Energía de regulación secundaria utilizada.
– Energía de regulación terciaria.
– Reserva de potencia adicional a subir.
– Recursos adicionales asignados de potencia reactiva.
– Energía reactiva.

5.9.6 Trimestralmente:

• El OS publicará en su página web la potencia de generación eléctrica disponible de instalaciones de potencia neta igual o superior a 100 MW, agregada conforme a las categorías establecidas en el apartado 5.9.3.

5.9.7 A los tres meses:

• Antes de transcurridos 3 meses se publicará la información relativa a:

– Los costes de los servicios del sistema asociados a la contratación de reservas y a la activación de energías de balance, y
– El excedente neto, tras liquidar las cuentas de compensación con las partes responsables del balance.

En caso de que la liquidación sea provisional, las cifras se actualizarán tras la liquidación final.

• Una vez transcurridos tres meses desde el día a que se refiera, se publicará la información confidencial recogida en el apartado 5.10.2 que es comunicada a cada sujeto del mercado (SM), incluyendo las ofertas presentadas por los SM a los mercados de servicios de ajuste del sistema.

5.9.8 Anualmente. Se publicará la siguiente información:

• Previsiones de demanda para cada una de las semanas del año siguiente, indicando valor máximo y mínimo, en los primeros quince días del mes anterior al inicio del año siguiente y con una semana de antelación a las asignaciones de capacidad anuales.

• El OS también publicará en los primeros quince días del mes anterior al inicio del año siguiente el margen de las previsiones para el año siguiente.

• Se publicará anualmente, a más tardar una semana antes de finalizar el año, la suma de la capacidad de generación instalada (MW) para todas las unidades de producción existentes de capacidad de generación instalada igual o superior a 1 MW, por tipo de producción.

• Las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas anuales de capacidad de la interconexión entre España y Francia, en la forma y plazos que se establecen en las Reglas Conjuntas de asignación de capacidad.

• La potencia de generación eléctrica disponible de instalaciones de potencia neta igual o superior a 100 MW, agregada conforme a las categorías establecidas en el apartado 5.9.3.

5.10 Información confidencial.

La información confidencial es aquélla que se comunica a los sujetos del sistema de forma individual sin que pueda tener acceso a ella el resto de sujetos, hasta una vez transcurridos tres meses desde el momento de su comunicación de forma confidencial, de acuerdo con lo establecido en el apartado 5.9.7.

Los casos PSS/E (software para el análisis de sistemas eléctricos de potencia) utilizados para los análisis de restricciones técnicas del Programa Base de Funcionamiento (PBF) serán puestos por el OS a disposición de los sujetos del mercado antes de transcurridos tres días hábiles desde el día D de operación. Los criterios de comunicación que deben ser adoptados en función de los sujetos o de su participación en los mercados de servicios de ajuste del sistema son los que se muestran a continuación:

5.10.1 Al Operador del Mercado (OM).

Se le comunicará toda la información necesaria para la adecuada gestión del mercado diario e intradiario y aquella otra adicional en cumplimiento de lo establecido en la normativa legal vigente.

5.10.2 A los sujetos del mercado.

Se les comunicará la información detallada correspondiente a las unidades de su propiedad, o a las que representen, en relación a los siguientes procesos de programación de la operación del sistema, a los servicios de ajuste del sistema y a los programas de intercambios internacionales, procesos todos ellos establecidos en los Procedimientos de Operación:

- Solución de restricciones técnicas (limitaciones y redespachos).
- Gestión de los desvíos entre generación y consumo.
- Servicio complementario de regulación secundaria.
- Servicio complementario de regulación terciaria.
- Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir.
- Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte.
- Otras anotaciones realizadas durante la operación en tiempo real (indisponibilidades de unidades de producción y de consumo, comunicadas por los SM, incluyendo las de instalaciones de bombeo de potencia neta inferior a 100 MW, desvíos comunicados, etc.).

A los propietarios de unidades de producción compartidas que no sean sin embargo los responsables del envío de ofertas para la participación de la unidad en los mercados de servicios de ajuste del sistema se les comunicará la información del resultado de la participación de dichas unidades de producción en los mercados de servicios de ajuste del sistema, pero no se les comunicará la información de las correspondientes ofertas presentadas a estos mercados.

A los propietarios de unidades afectas a contratos bilaterales físicos internacionales que no sean sin embargo los responsables de la comunicación de ofertas para las subastas de capacidad de intercambio de aquellas interconexiones en las que no existe aún un mecanismo coordinado de asignación de capacidad, se les comunicará únicamente la información del resultado del proceso de solución de congestiones en dichas interconexiones.

A los participantes en las subastas explícitas de capacidad de intercambio se les comunicará la información detallada correspondiente al resultado de sus pujas.

El OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado titulares de unidades de producción conectadas a la red de transporte la situación prevista de la red de transporte, que incluirá las indisponibilidades programadas y fortuitas.

5.10.3 A otros sujetos o entidades participantes en el proceso de programación de la operación.

5.10.3.1 Entidad agregadora de la Subasta de Emisiones Primarias de Energía (EASEP): El OS comunicará a la EASEP la información actualizada correspondiente a Sujetos del Mercado en el mercado de producción y Unidades de Programación Genéricas necesarias para la participación en la Subasta de Emisiones Primarias, cuando el ejercicio de las opciones de compra sea por entrega física.

Mensualmente, la EASEP comunicará al OS la relación de los SM tenedores de opciones de compra de emisiones primarias, derivadas de la adjudicación en dichas subastas y de las posibles transferencias bilaterales de dichas opciones y el valor de potencia máxima asociado a cada pareja SM comprador - SM vendedor, cuando el ejercicio de las opciones sea por entrega física.

Diariamente, el OS recibirá de la EASEP la nominación de los contratos bilaterales CBEP asociados al ejercicio de las opciones de compra de energía tras las subastas de energía primaria, cuando el ejercicio de las opciones sea por entrega física.

5.10.3.2 A los gestores de las redes de distribución.

Se les comunicará la información de las instalaciones de generación de potencia neta registrada superior a 50 MW y de las instalaciones de red correspondientes a la red bajo su gestión y a la red observable por ellos mismos. La información de generación se desagregará por unidad e incluirá las indisponibilidades de grupos. La información sobre la situación de la red incluirá las indisponibilidades tanto programadas como fortuitas.

Se les facilitará también la información correspondiente a las unidades físicas que integren en el mercado de producción la generación de instalaciones de producción de potencia neta registrada inferior o igual a 50 MW, así como las indisponibilidades asociadas, en caso de que corresponda.

El OS, en caso de considerar necesaria la inclusión de información que no corresponda a la propia zona del gestor de una red de distribución, presentará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), y someterá a la aprobación de la Dirección General de Política Energética y Minas, su propuesta de red observable para este gestor, incluyendo la exposición de motivos por los cuales se considera necesaria la inclusión de esta información adicional.

El OS, con carácter mensual, facilitará a los gestores de la red de distribución la información relativa a la adscripción a centros de control de las instalaciones inscritas en dichos centros.

5.11 Intercambio de datos de medidas.

Información que se intercambia entre el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas y el SIOS del OS.

5.12 Gestión de Información Estructural del SIOS.

Para el correcto funcionamiento de los servicios y procesos gestionados por el OS es necesario conocer y mantener la información relativa a los Sujetos del Mercado (SM), Unidades de Programación (UP), Unidades de Oferta (UO) y Físicas (UF), Contratos Bilaterales, así como una serie de datos adicionales y parámetros técnicos necesarios para la programación de la operación del sistema. Toda esta información se recoge bajo el nombre de Datos Estructurales.

Los datos tratados se agruparán de la siguiente manera:

Información sobre Sujetos del Mercado: datos de los sujetos del mercado y en su caso, de sujetos que actúan en representación de otros.

Información sobre Unidades de Programación y su relación con las Unidades de oferta utilizadas en los mercados diario e intradiario (incluidas las Unidades de Programación Genéricas).

Información sobre unidades de programación y su desagregación en unidades físicas y unidades físicas equivalentes.

Información de carácter diverso: Tipos de mercado, tipos de unidad, tarjetas de seguridad.

Diversos tipos de parámetros que afectan al sistema.

Información sobre las distintas sesiones que componen y definen los diferentes mercados gestionados por el OS.

5.13 Visualización de la información estructural: Mediante la página Web de Sujetos de Mercado del e·sios: https://sujetos.esios.ree.es, los SM podrán acceder a la información estructural confidencial correspondiente a:

Unidades de Programación (incluidas Unidades de Programación Genéricas) de su propiedad o a las que representen en el mercado de producción.

Unidades físicas de su propiedad o a las que representen en el mercado de producción.

Contratos bilaterales en los que participen Unidades de Programación de su propiedad o a las que representen en el mercado de producción.

Unidades de Prestación del Servicio de Control de Tensión.

Asimismo, mediante la página Web pública del e·sios: http://www.esios.ree.es, estará accesible la información estructural no confidencial de los SM, correspondiente a Unidades de Programación, Unidades físicas, Zonas de Regulación y Sujetos del Mercado del sistema eléctrico español.

5.14 Solicitud de modificación de información estructural del SIOS:

La modificación de la información estructural será solicitada mediante el correspondiente formulario disponible en la página Web de Sujetos del Mercado del e·sios: https://sujetos.esios.ree.es, debidamente cumplimentado por el SM y acompañado del soporte documental justificativo del cambio.

Una vez revisada la modificación solicitada por el SM, el OS comunicará al SM la fecha para la cual se realizará el cambio solicitado, o bien, en su caso, el motivo de la no realización del mismo.

6. Concentrador principal de medidas eléctricas

El Concentrador Principal de Medidas Eléctricas es el sistema con el que el OS gestiona la información de medidas del sistema eléctrico español de acuerdo con los requisitos establecidos en la normativa legal vigente.

6.1 Contenido de la base de datos del Concentrador Principal de Medidas Eléctricas:

La base de datos del Concentrador Principal recoge los datos necesarios para la gestión del sistema de medidas y contendrá al menos lo siguiente:

a) La información estructural residente en el Concentrador Principal para fronteras de las que el OS es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el RD 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o normativa que lo sustituya:

Puntos de Medida.
Puntos frontera.
Relaciones de puntos de medida con los puntos frontera.
Contadores.
Registradores.
Transformadores de medida.

b) La información de medidas residente en el Concentrador Principal para fronteras de las que el OS es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el RD 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o normativa que lo sustituya:

Medidas horarias en los puntos de medida.
Datos horarios de las medidas calculadas en los puntos frontera.
Datos horarios de las medidas calculadas en las Unidades de Programación.

c) La información estructural residente en el Concentrador Principal para fronteras o agregaciones, según corresponda, de las que el OS no es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el RD 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o normativa que lo sustituya.

d) La información de medidas residente en el Concentrador Principal para fronteras o agregaciones, según corresponda de las que el OS no es el encargado de la lectura, de acuerdo a lo indicado en el RD 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o normativa que lo sustituya.

e) Adicionalmente dispondrá de otra información que incluirá al menos:

Datos horarios de las medidas calculadas en las Unidades de Programación.
Pérdidas de la red de transporte.
Acumulados entre actividades.
Perfiles de consumo.

6.2 Acceso a la información del Concentrador Principal de Medidas.

El OS gestiona el acceso a la información de medidas residente en el Concentrador Principal de acuerdo a lo indicado a la normativa vigente.

6.3 Información de libre acceso.

El OS publica diversos informes de carácter general elaborados a partir de los datos de energía e inventarios disponibles en el Concentrador Principal.
Dicha información está disponible en la dirección de Internet del OS (http://www.ree.es).

6.4 Información para los participantes del sistema de medidas.

La información contenida en el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas es de carácter confidencial, de forma que únicamente cada participante del sistema de medidas podrá acceder a los datos de los puntos frontera y/o agregaciones de los que es partícipe.
Cada participante del sistema de medidas podrá consultar, entre otras, la información siguiente residente en el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas que le corresponda, de acuerdo a lo indicado en el RD 1110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico o aquel que lo sustituya:

Medidas horarias de los puntos de medida de los que el OS es encargado de la lectura.
Medidas horarias de los puntos frontera de los que el OS es el encargado de la lectura.
Configuración de cálculo de los puntos frontera de los que el OS es encargado de la lectura.
Inventario de los puntos de medida de los que el OS es encargado de la lectura.
Inventario de CUPS tipos 1 y 2 y de agregaciones para fronteras de las que el OS no es el encargado de la lectura.
Medidas horarias para fronteras de las que el OS no es el encargado de la lectura.

En la dirección de Internet del OS se indican los requisitos y procedimiento a seguir para la utilización de dicho acceso seguro al Concentrador Principal de Medidas Eléctricas.
Adicionalmente el OS publicará e intercambiará información de medidas con los concentradores secundarios de acuerdo al protocolo definido en el Procedimiento de Operación P.O. 10.4 y usuarios del Concentrador Principal. El contenido y formato de los distintos datos de medidas intercambiados por los participantes del sistema de medidas serán los recogidos en última versión del documento «Ficheros para el Intercambio de Información de Medidas». La redacción de este documento es responsabilidad del OS y estará disponible en la sección de documentación de medidas eléctricas de su página web.

6.5 Gestión de la información.

El Concentrador Principal recibe y gestiona la información intercambiada entre los puntos frontera del sistema eléctrico español de acuerdo con los requisitos establecidos en la normativa legal vigente.

6.6 Alta de puntos frontera, agregaciones y resto de datos estructurales.

El alta, baja y/o modificación de fronteras y agregaciones junto con el resto de datos estructurales se realizará de acuerdo a la legislación vigente atendiendo a los documentos y guías de desarrollo publicadas en la sección de documentación de medidas eléctricas de la página web del OS.

6.7 Recepción de medidas del Concentrador Principal.

El envío de datos de medidas al concentrador principal se realizará de acuerdo a los medios, protocolos y plazos establecidos en la legislación vigente.

6.8 Otras consideraciones sobre la información de medidas.

La información sobre medidas eléctricas estará disponible en el Concentrador Principal durante un periodo mínimo de seis años naturales, contados a partir del 1 de enero del año siguiente a la fecha de cada medida. El acceso a información de más de dos años de antigüedad podrá requerir un procedimiento especial.

7. Sistema de Tiempo Real (STR)

El OS deberá recibir en su Sistema de Tiempo Real de forma automática, toda la información de las instalaciones de transporte, la red observable –según se define ésta última en el procedimiento de operación P.O. 8.1 por el que se definen las redes operadas y observadas por el OS– y de las instalaciones de producción con obligación de envío de telemedidas en tiempo real o de adscripción a un centro de control de generación que le sea precisa para operar en el sistema eléctrico. Para ello, el OS dispondrá de la correspondiente Base de Datos del Sistema de Tiempo Real (BDTR).

La información en tiempo real relativa a las instalaciones de producción, deberá ser captada por medios propios y facilitada al OS a través de los enlaces ordenador-ordenador entre el OS y un centro de control de generación. Para la realización de esta función estos centros de control de generación podrán ser propios o de terceros que representen al titular de la instalación, conforme a lo dispuesto en la normativa del sector eléctrico. La información en tiempo real que se debe facilitar al OS se especifica en el documento «*Información a enviar al OS en tiempo real*», incluido en el Anexo II del presente Procedimiento.

Cada instalación debe estar asociada a un único centro de control. En el caso de que la instalación de producción esté integrada en una zona de regulación, su centro de control será el despacho de generación del propietario de dicha zona de regulación.

En el caso de instalaciones de producción sin obligación de adscripción a un centro de control, estas telemedidas en tiempo real podrán ser transmitidas a través de los centros de control de la empresa distribuidora, si así lo acordaran con ésta.

7.1 Contenido y estructura de la Base de Datos del Sistema de Tiempo Real (BDTR): En la Base de Datos del Sistema de Tiempo Real se recibirá la información que a continuación se indica y con las especificaciones técnicas que asimismo se reflejan. Esta información se complementará con la información estructural necesaria para la correcta identificación de las instalaciones. La solicitud de alta o modificación de esta información en tiempo real se enviará al OS al menos 15 días antes de la fecha en la cual se haga efectiva.

7.2 Requerimientos Técnicos: El intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema se realizará mediante el protocolo estándar de comunicaciones denominado ICCP-TASE2, por medio de los bloques de intercambio de información definidos como 1 y 2.

Para llevar a cabo dicho intercambio de información, el Centro de Control que se comunique con el OS, establecerá con cada uno de los Centros de Control del OS (Principal y Respaldo) dos líneas de comunicación del tipo punto a punto, redundantes entre si y dedicadas exclusivamente al intercambio de esta información. Las características técnicas de estas 4 líneas, serán idénticas, y deberán de estar securizadas y aisladas totalmente de internet. El operador del sistema facilitará previamente al establecimiento del enlace información técnica adicional desarrollando lo indicado anteriormente.

Un centro de control no podrá compartir ni su sistema de control ni las comunicaciones con el OS ni el personal que constituya el turno cerrado de operación con otro centro de control. El turno de operación estará físicamente en la dirección postal comunicada por el centro de control al OS.

La periodicidad de la información a intercambiar para los datos de regulación secundaria será igual o inferior al ciclo del regulador maestro. El resto de la información en tiempo real será intercambiado con una periodicidad a determinar por el OS con cada sujeto del mercado, que en ningún caso superará los 12 segundos.

El OS mantendrá la confidencialidad de la información recibida. No obstante, podrá enviar a los sujetos del mercado aquella información que soliciten, siempre y cuando éstos justifiquen que dicha información es imprescindible para garantizar el desarrollo de sus funciones en lo que se refiere a la operatividad del sistema (control de tensión, planes de

salvaguarda, emergencia y reposición del servicio) y se cuente con la autorización del titular de la información generada.

7.3 Información necesaria: Se requerirá información de las instalaciones que se enumeran a continuación:

Red de Transporte.
Red Observable.
Instalaciones de Generación.
Nivel de llenado de los embalses en las centrales de bombeo.

7.3.1 Definición y criterios generales de captación normalizada de señales y medidas: En este procedimiento se entiende por posición el conjunto de los elementos asociados a línea, transformador, reactancia, barras o acoplamiento de barras que son precisos para su maniobra y operación.

El estado (abierto/cerrado) de los interruptores y seccionadores se dará mediante 2 bits. El resto de las señales se dará con uno solo.

Dada su singularidad, se han considerado de forma separada los Compensadores Síncronos y Condensadores.

En cuanto a la forma de captación de las señales se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Bajo el epígrafe de transformadores se consideran incluso los de grupos y los de consumo.

b) Se ha realizado la siguiente clasificación de la información a captar:

1. Señalizaciones: Incluye los estados (abierto/cerrado) o indicaciones de dispositivos que no constituyen anomalías o estados de mal funcionamiento. Se incluyen aquí los estados topológicos de la red (estados abierto/cerrado de interruptores y seccionadores).

2. Medidas: Incluye las medidas analógicas o digitales para magnitudes numéricas discretas de la instalación (p.ej. indicación de tomas de transformadores).

7.3.2 Criterios de validación de calidad de telemedidas de potencia activa de generación recibidas en tiempo real: La información a enviar al OS deberá tener una calidad mínima para considerar el cumplimiento de los requisitos de envío de telemedidas en tiempo real establecidos.

De forma general la determinación de la validez de las telemedidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realizará mensualmente determinando su error con respecto al acumulado mensual de las energías horarias liquidables registradas en los equipos de medida que cumplen lo dispuesto en el reglamento unificado del puntos de medida del sistema eléctrico, en adelante equipos de medida horaria.

Se define para una instalación/agrupación:

Telemedida horaria integrada para la hora h (THIh): Es la integral horaria de las telemedidas de potencia activa recibidas en tiempo real por el OS durante la hora h, y representa, por tanto, la energía producida por la instalación/agrupación en la hora h calculada a partir de las telemedidas en tiempo real.

Energía horaria registrada para la hora h (EHRh): Es la energía horaria registrada por los equipos de medida horaria calculada como la diferencia entre la «energía exportada» AS y la «energía importada» AE.

Horas totales (H): Conjunto total de las horas del mes m.

Horas registradas (I): Subconjunto de las horas del mes m en las que se dispone para la instalación/agrupación de medida de energía horaria liquidable registrada.

El OS considerará que la calidad de las telemedidas del mes m para un determinada instalación/agrupación es válida sólo si se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

$$\left| \frac{\sum_{\forall i \epsilon I} EHR_i - \sum_{\forall i \epsilon I} THI_i}{\sum_{\forall i \epsilon I} EHR_i} * 100 \right| \leq 10$$

$$\frac{I}{H} * 100 \geq 10$$

Para cada periodo de liquidación contemplado en los procedimientos de medidas, el OS pondrá en conocimiento de los centros de control los incumplimientos en la validación de la calidad de las telemedidas de potencia o si no se cumplen las condiciones para la validación de las mismas. Asimismo informará a la CNMC para los efectos oportunos si durante 3 meses continuados se producen estos incumplimientos.

Adicionalmente el OS podrá realizar las verificaciones que estime convenientes y estén a su alcance para asegurar que las telemedidas enviadas se corresponden con el perfil de las producciones realmente realizadas. En el caso de identificar, a criterio del OS, una manipulación fraudulenta de las telemedidas enviadas, esta situación se pondrá en conocimiento de la CNMC para los efectos oportunos.

8. Otras informaciones que los sujetos deben enviar al operador del sistema

El OS será responsable de recopilar toda aquella otra información relativa a la operación del sistema descrita en este apartado.

Es responsabilidad de los productores, del transportista único y de los gestores de las redes de distribución facilitar al OS la información que éste le requiera y que se derive de la operación de las instalaciones de su propiedad o bajo el ámbito de su gestión. Será obligatorio el envío al OS, por parte de los gestores de la red de distribución y del transportista único, del listado de agrupaciones de instalaciones de producción de potencia neta no superior a 50 MW conectadas a sus redes.

En caso de no poder disponer de algunos de estos datos, harán llegar al OS su mejor estimación de los mismos.

Los datos que se indican a continuación serán enviados al OS bajo la forma de valores agregados diarios, en tres horizontes temporales: A los tres días (día D+4, siendo D el día de programación), antes del día 20 del mes M+1, y antes del día 20 del mes de enero de cada año, al objeto de mantener las series estadísticas relativas a los balances energéticos y al funcionamiento del sistema, así como para realizar la previsión de cobertura y análisis de seguridad.

8.1 Datos a enviar a los tres días:

Los sujetos del sistema facilitarán al OS todos los datos necesarios para la elaboración de las estadísticas oficiales, utilizando para ello los cauces de intercambio de información establecidos. Todos los valores de las magnitudes enumeradas a continuación se darán con la mayor desagregación posible en unidades físicas.

- Producciones de los grupos térmicos en barras de alternador (b.a.)
- Producciones de las centrales hidráulicas (CCHH) (b.a.).
- Potencia máxima que puede mantener cada unidad de programación hidráulica de potencia superior a 30 MW durante cuatro horas consecutivas.
- Consumos propios de generación.
- Consumos de centrales de bombeo.
- Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.
- Demanda del trasvase Tajo-Segura
- Información hidrológica:

Reservas hidroeléctricas por embalses (en hm^3 y MWh), teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.

Vertidos.

- Incidentes en la Red de Transporte.

8.2 Datos a enviar antes del día 20 del mes M+1:

Los datos mensuales que se indican a continuación serán enviados al OS antes del día 20 del mes siguiente con el máximo nivel de desagregación posible en unidades físicas:

• Producción diaria bruta de grupos térmicos.
• Producción diaria hidroeléctrica (CCHH) (b.a.).
• Pérdidas de turbinación en centrales.
• Consumos propios de generación.
• Consumos y producción de centrales de bombeo.
• Demanda del trasvase Tajo-Segura
• Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.
• Reservas hidroeléctricas por embalses (en hm^3 y MWh), teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.
• Entrada de combustible en centrales / grupos térmicos (en toneladas, metros cúbicos y termias (PCI y PCS)), desglosado por clases de combustible y origen en las centrales de carbón y por clase de combustible para el resto.
• Consumo de combustible en centrales / grupos térmicos (en toneladas, metros cúbicos y termias (PCI y PCS)), desglosado por clases de combustible y origen en las centrales de carbón y por clase de combustible para el resto.
• Existencias de combustible en centrales / grupos térmicos (en toneladas, metros cúbicos y termias (PCI y PCS)), desglosado por clases de combustible y origen en las centrales de carbón y por clase de combustible para el resto.
• Plan previsto de entregas mensualizadas de carbón de consumo garantizado para los próximos doce meses (expresadas en toneladas y en termias (PCI y PCS) y cantidades del cupo del año en curso realmente entregadas hasta la fecha.
• Variaciones previsibles de la disponibilidad de los grupos de producción (térmicos, hidráulicos y de bombeo), de acuerdo con lo indicado en el procedimiento de operación por el que se establecen los planes de mantenimiento de las unidades de producción.

8.3 Datos anuales.

Serán enviados al OS antes del día 20 del mes de enero de cada año los datos de Capacidad máxima de cada embalse, teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.

9. Estadísticas e información pública relativa a la operación del sistema

El OS publicará los datos que más adelante se indican sobre la operación realizada, incluyendo el comportamiento de la red de transporte y de los medios de generación.

9.1 Información diaria.

La información que el OS publicará diariamente es la siguiente:

Curva de carga del sistema.

9.2 Información a los tres días:

El OS publicará el día D + 4 (siendo D el día de programación) la información del balance eléctrico de producción desglosado por tipo de producción/combustible, correspondiente al día D y el estado de las reservas hidroeléctricas.

9.3 Información semanal.

Índice de llenado medio semanal agregado de todos los depósitos de agua e instalaciones de almacenamiento hidroeléctrico (MWh), incluyendo la cifra correspondiente a la misma semana del año anterior

9.4 Información mensual.

Mensualmente el OS publicará la siguiente información:

Estadísticas de Operación del Sistema Eléctrico.
Disponibilidad del equipo térmico de generación.
Tasa de Disponibilidad de las líneas, transformadores y elementos de gestión de activa y reactiva de la red de transporte.
Estadísticas de incidentes.

Calidad de servicio referente a energía no suministrada (ENS) y tiempo de interrupción medio (TIM) de la Red de Transporte.

9.5 Información anual.

El OS publicará anualmente la siguiente información:

Estadísticas de Operación del Sistema Eléctrico
Tasa de Disponibilidad del equipo generador.
Tasa de Disponibilidad de la red de transporte.
Evolución anual de la potencia de cortocircuito en los nudos de la red de transporte.
Calidad de servicio referente a energía no suministrada (ENS) y tiempo de interrupción medio (TIM) de la Red de Transporte.
Límites térmicos estacionales de la red de transporte.

Además, el OS mantendrá actualizadas y disponibles series históricas de:

Potencia instalada en el sistema.
Energía generada por tipo de producción/combustible.
Consumo de bombeo.
Intercambios internacionales.
Demanda del sistema eléctrico.
Producible hidroeléctrico.
Reservas hidroeléctricas.
Tasas de disponibilidad del equipo generador.
Tasas de disponibilidad de la red de transporte.
Calidad de servicio referente a energía no suministrada (ENS) y tiempo de interrupción medio (TIM) de la Red de Transporte.

10. Análisis e información de incidencias

10.1 Incidencias: Los eventos que definen aquellas incidencias del sistema eléctrico que son objeto de información, en el ámbito de este procedimiento, por parte del sujeto titular de las instalaciones afectadas o del responsable del suministro a los consumidores finales afectados son los siguientes:

a) La pérdida de una o varias instalaciones de transporte y/o de otros elementos del sistema eléctrico (generación y/o transformación transporte-distribución) cuando ésta resulte en una violación de los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema eléctrico establecidos en el correspondiente procedimiento de operación o en una pérdida directa de suministro.
b) Cualquier otra circunstancia que resulte en:

a. Daño mayor a cualquiera de los elementos del sistema eléctrico.
b. Fallo, degradación, o actuación incorrecta del sistema de protección, de automatismos o de cualquier otro sistema que no requiera intervención manual por parte del operador.
c. Cualquier acto que pueda sospecharse provocado por sabotaje electrónico o físico, terrorismo dirigido contra el sistema eléctrico o sus componentes con intención de interrumpir el suministro, o reducir la fiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

10.2 Comunicación al Operador del Sistema: En el caso de que se produzca alguna incidencia de las definidas en el apartado anterior, el sujeto titular de las instalaciones o responsable del suministro afectado deberá facilitar al OS, y en un plazo de 2 horas, la mejor información de que disponga sobre las causas y efectos del evento. Esta información que constituye el informe preliminar de la incidencia contendrá, al menos, los aspectos a), b), c) y d) que se recogen en el Anexo III de este procedimiento y que resulten de aplicación.
El OS podrá, cuando así lo estime necesario, realizar consultas adicionales con objeto de clarificar el contenido de dicho informe preliminar quedando el emisor del mismo obligado a atender la consulta en ese momento o tan pronto como disponga de la información adicional necesaria.
Cuando el OS determine que el evento constituye una incidencia significativa para el sistema eléctrico, procederá a notificarlo al sujeto titular o representante de la instalación o al

responsable del suministro a los consumidores finales afectados. Dicho sujeto deberá remitir un informe escrito al OS en un plazo no superior a 15 días hábiles a contar desde el requerimiento. En dicho informe se revisará y completará la información remitida en el informe preliminar (Anexo III) y se incluirán las posibles acciones identificadas por el sujeto para evitar o minimizar los efectos de incidencias similares que pudieran producirse en el futuro.

10.3 Comunicación del Operador del Sistema: Cuando se produzca una incidencia de las definidas en el apartado 10.1, el OS incluirá la información correspondiente en un «Parte Diario de Incidencias» que se pondrá a disposición de los sujetos del mercado antes de las 12 horas del día siguiente a la ocurrencia de la misma.

Cuando el OS considere una incidencia de especial relevancia elaborará un informe escrito, una vez disponga de la información definitiva de la misma. Este informe incluirá las medidas a tomar para evitar la repetición de la incidencia o la minimización de sus consecuencias en caso de que vuelva a presentarse una situación similar en el futuro. Este informe se remitirá a los sujetos afectados, a la CNMC y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en un plazo no superior a 60 días hábiles tras la ocurrencia de la incidencia.

Los informes correspondientes a las incidencias más significativas serán presentados y analizados en las reuniones del Grupo de Análisis de Incidencias que convocará el OS.

10.4 Investigaciones Conjuntas

Para aquellas incidencias en que, por su importancia o naturaleza, el OS lo juzgue necesario, éste propondrá a la mayor brevedad posible la realización de un análisis conjunto con los restantes sujetos involucrados o afectados. Los resultados de dicho análisis se incorporarán al informe que elabore el OS sobre la incidencia.

11. Información de las liquidaciones responsabilidad del operador del sistema

11.1 Información confidencial: La información confidencial correspondiente a las liquidaciones efectuadas por el OS es aquella que se comunica a los sujetos del mercado de forma individual sin que pueda tener acceso a ella el resto de sujetos.

Todos los procesos asociados a esta información quedan definidos en los procedimientos de liquidaciones.

11.2 Información pública: La información agregada de liquidaciones que se pone a disposición de los sujetos se pondrá asimismo a disposición del público en general en el mismo día.

ANEXO I

Contenido de la base de datos estructural del operador del sistema

El objeto de este documento es determinar el contenido de la base de datos estructural del operador del sistema para el adecuado ejercicio de sus funciones.

Notas generales y abreviaturas

• Como norma general, los datos deben expresarse en unidades del sistema internacional, salvo que expresamente se indique algo diferente.

• De los datos de impedancia se debe indicar la tensión a la que están referidos o los valores de base, en su caso.

• Los datos facilitados al OS deberán ser, en su caso, coherentes con los incluidos en los Registros Administrativos Ministeriales correspondientes.

Índice del Anexo I

1. SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

1.1 INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN BASADAS EN GENERADORES SÍNCRONOS CONECTADOS DIRECTAMENTE A LA RED (HIDRÁULICA, TÉRMICA, SOLAR TÉRMICA).

1.1.1 EMBALSES.
1.1.2 CENTRALES Y GRUPOS HIDRÁULICOS.

1.1.2.1 DATOS GENERALES E HIDRÁULICOS DE LA INSTALACIÓN.

1.1.2.1.1 CENTRALES DE POTENCIA INFERIOR O IGUAL A 5 MW Y QUE NO ESTÉN CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.
1.1.2.1.2 CENTRALES DE MÁS DE 5 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.2.2 DATOS DE CADA GRUPO Y DE LOS EQUIPOS DE REGULACIÓN PRIMARIA.

1.1.2.2.1 CENTRALES DE POTENCIA INFERIOR O IGUAL A 5 MW Y QUE NO ESTÉN CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.
1.1.2.2.2 CENTRALES DE MÁS DE 5 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.
1.1.2.2.3 CENTRALES DE MÁS DE 10 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE. DATOS ADICIONALES A LOS DEL APARTADO ANTERIOR.

1.1.2.3 DATOS PRINCIPALES DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE TENSIÓN (EN EL CASO DE CENTRALES DE MÁS DE 10 MW O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE).
1.1.2.4 OTROS DATOS: PLANES DE REPOSICIÓN, TRANSFORMADOR, LÍNEA O CABLE, PROTECCIONES Y DATOS NECESARIOS PARA PROGRAMACIÓN.

1.1.3 UNIDADES TÉRMICAS.

1.1.3.1 DATOS GENERALES DE LA INSTALACIÓN.

1.1.3.1.1 CENTRALES DE POTENCIA INFERIOR O IGUAL A 5 MW Y QUE NO ESTÉN CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.
1.1.3.1.2 CENTRALES DE MÁS DE 5 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.
1.1.3.1.3 DATOS ADICIONALES EN EL CASO DE CENTRALES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.3.2 DATOS DE CADA GENERADOR.

1.1.3.2.1 CENTRALES DE POTENCIA INFERIOR O IGUAL A 5 MW Y QUE NO ESTÉN CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.
1.1.3.2.2 CENTRALES DE MÁS DE 5 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.
1.1.3.2.3 CENTRALES DE MÁS DE 10 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE. DATOS ADICIONALES A LOS DEL APARTADO ANTERIOR.

1.1.3.3 DATOS DE CADA GRUPO Y DE LOS EQUIPOS DE REGULACIÓN PRIMARIA.

1.1.3.3.1 CENTRALES DE MÁS DE 5 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.
1.1.3.3.2 CENTRALES DE MÁS DE 10 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE. DATOS ADICIONALES A LOS DEL APARTADO ANTERIOR.

1.1.3.4 DATOS PRINCIPALES DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE TENSIÓN (EN EL CASO DE CENTRALES DE MÁS DE 10 MW O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE).
1.1.3.5 OTROS DATOS: PLANES DE REPOSICIÓN, TRANSFORMADOR, LÍNEA O CABLE, PROTECCIONES Y DATOS NECESARIOS PARA PROGRAMACIÓN.

1.1.4 SOLAR TÉRMICA.

1.1.4.1 DATOS DE LA INSTALACIÓN Y DE LOS GRUPOS.

1.1.4.1.1 GENERAL.
1.1.4.1.2 DATOS ADICIONALES EN EL CASO DE GENERADORES O AGRUPACIÓN DE GENERADORES DE MÁS DE 5 MW DE POTENCIA TOTAL O CONECTADOS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.4.1.2.1 GENERAL.

1.1.4.1.2.2 DATOS DE CADA GRUPO Y DE LOS EQUIPOS DE REGULACIÓN PRIMARIA

1.1.4.1.3 CENTRALES DE MÁS DE 10 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE. DATOS ADICIONALES A LOS ANTERIORES.

1.1.4.1.3.1 GENERAL.
1.1.4.1.3.2 DATOS ADICIONALES EN EL CASO DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.4.2 DATOS PRINCIPALES DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE TENSIÓN PARA PLANTAS DE MÁS DE 10 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RDT.
1.1.4.3 OTROS DATOS: PLANES DE REPOSICIÓN, TRANSFORMADOR, LÍNEA O CABLE, PROTECCIONES Y DATOS NECESARIOS PARA PROGRAMACIÓN.

1.1.5 DATOS NECESARIOS PARA LOS PLANES DE REPOSICIÓN DEL SERVICIO.
1.1.6 DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE GRUPO.

1.1.6.1 CENTRALES DE MÁS DE 50 MW DE POTENCIA NO CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.6.1.1 CENTRALES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.7 DATOS DE LA LÍNEA O CABLE DE EVACUACIÓN.

1.1.7.1 CENTRALES DE MÁS DE 50 MW DE POTENCIA NO CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.
1.1.7.2 CENTRALES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.8 DATOS DE LAS PROTECCIONES.

1.1.8.1 CENTRALES DE POTENCIA INFERIOR O IGUAL A 50 MW QUE NO ESTÉN CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.
1.1.8.2 CENTRALES DE MÁS DE 50 MW DE POTENCIA O CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.
1.1.8.3 DATOS ADICIONALES EN EL CASO DE CENTRALES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.1.8.3.1 PROTECCIONES DE LA CENTRAL.
1.1.8.3.2 PROTECCIONES ASOCIADAS A LA INSTALACIÓN DE ENLACE.
1.1.8.3.3 TELEDISPARO ANTE CONTINGENCIAS EN LA RED.

1.2 INSTALACIONES EÓLICAS, FOTOVOLTAICAS Y EN GENERAL TODAS AQUELLAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN CUYA TECNOLOGÍA NO EMPLEE UN GENERADOR SÍNCRONO CONECTADO DIRECTAMENTE A RED.

1.2.1 PLANTAS FOTOVOLTAICAS MAYORES DE 50 KW Y HASTA 1 MW DE POTENCIA.
1.2.2 CARACTERÍSTICAS DE CADA INSTALACIÓN.
1.2.3 DATOS DEL TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN A LA RED.
1.2.4 DATOS DE LA LÍNEA O CABLE DE CONEXIÓN A LA RED.
1.2.5 DATOS DE LAS PROTECCIONES.

1.2.5.1 PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN.
1.2.5.2 PROTECCIONES ASOCIADAS A CADA UNIDAD GENERADORA (AEROGENERADOR, INVERSOR, ETC.).
1.2.5.3 PROTECCIONES ASOCIADAS A LA INSTALACIÓN DE ENLACE.

1.2.6 DATOS ADICIONALES EN EL CASO DE INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.2.6.1 CARACTERÍSTICAS DE CADA INSTALACIÓN.
1.2.6.2 DATOS DEL TRANSFORMADOR DE LA INSTALACIÓN.
1.2.6.3 DATOS DE LA LÍNEA O CABLE DE EVACUACIÓN DE CADA INSTALACIÓN.
1.2.6.4 DATOS DEL TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN A LA RED.
1.2.6.5 DATOS DE LA LÍNEA O CABLE DE EVACUACIÓN (EN SU CASO).

1.2.6.6 DATOS DE LAS PROTECCIONES.

1.2.6.6.1 PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN.
1.2.6.6.2 PROTECCIONES ASOCIADAS A LA INSTALACIÓN DE ENLACE.
1.2.6.6.3 TELEDISPARO ANTE CONTINGENCIAS EN LA RED.

1.2.7 DATOS PRINCIPALES DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE TENSIÓN PARA LAS INSTALACIONES DE MÁS DE 10 MW.

1.3 INFORMACIÓN BÁSICA NECESARIA PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN Y LA PARTICIPACIÓN EN LOS MERCADOS DE SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA

1.3.1 INFORMACIÓN GENERAL.
1.3.2 SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS Y MERCADO DE RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR.
1.3.3 REGULACIÓN PRIMARIA.
1.3.4 REGULACIÓN SECUNDARIA.
1.3.5 REGULACIÓN TERCIARIA Y GESTIÓN DE DESVÍOS.
1.3.6 CONTROL DE TENSIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE.

2. RED DE TRANSPORTE.

2.1 SUBESTACIONES.
2.2 PARQUES.
2.3 LÍNEAS Y CABLES.
2.4 TRANSFORMADORES.
2.5 ELEMENTOS DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA O REACTIVA.

3. INSTALACIONES DE CONSUMO CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.
4. RED OBSERVABLE.

4.1 SUBESTACIONES.
4.2 PARQUES.
4.3 LÍNEAS Y CABLES.
4.4 TRANSFORMADORES.
4.5 ELEMENTOS DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA.

1. SISTEMA DE PRODUCCIÓN

1.1 INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN BASADAS EN GENERADORES SÍNCRONOS CONECTADOS DIRECTAMENTE A LA RED (HIDRÁULICA, TÉRMICA, SOLAR TÉRMICA).

1.1.1 EMBALSES.

- Nombre del embalse.
- Empresa o empresas propietarias o concesionarias.
- Nombre.
- NIF/CIF.
- Dirección.
- Porcentaje de participación.
- Cuenca (río).
- Situación: Provincia, término municipal, paraje o predio.
- Fecha de terminación.
- Capacidad en energía eléctrica (MWh).
- Serie histórica de aportaciones parciales al embalse en términos mensual y semanal (m^3).
- Volumen máximo (hm^3).
- Volumen mínimo (hm^3).
- Curva cota de embalse en función de volumen útil (mínimo 3^{er} grado).
- Cota máxima de explotación (m).
- Cota mínima de explotación (m).
- Caudal mínimo ecológico a mantener aguas abajo.

• Coeficiente de regulación (días), definido como el cociente entre el volumen del embalse y la aportación media anual al embalse.

• Tiempo de vaciado del embalse (horas) con turbinación a plena carga de la propia central.

• Uso (Hidroeléctrico, Mixto).

• Restricciones de explotación (detracciones, riegos, etc.).

1.1.2 CENTRALES Y GRUPOS HIDRÁULICOS.

1.1.2.1 Datos generales e hidráulicos de la instalación.

1.1.2.1.1 Centrales de potencia inferior o igual a 5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

• Nombre de la Central.

• Domicilio de la Central: Municipio, código postal y provincia.

• Empresa o empresas propietarias:

○ Nombre.

○ NIF/CIF.

○ Dirección.

○ Porcentaje de participación.

• Empresa o empresas explotadoras:

○ Nombre.

○ NIF/CIF.

○ Dirección.

• Cuenca (río) en que está ubicada la central.

• Embalse asociado.

• Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).

• Unidad de Programación Hidráulica a la que pertenece, en su caso.

• N.º de grupos.

• Potencia nominal.

• Caudal nominal (m^3 /s).

• Salto neto nominal (m).

1.1.2.1.2. Centrales de más de 5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

• Nombre de la Central.

• Domicilio de la Central: Municipio, código postal y provincia.

• Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): Planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).

• Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).

• Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).

• Empresa o empresas propietarias:

○ Nombre.

○ NIF/CIF.

○ Dirección.

○ Porcentaje de participación.

• Empresa o empresas explotadoras:

○ Nombre.

○ NIF/CIF.

○ Dirección.

• Cuenca (río) en que está ubicada la central.

• Esquema del subsistema hidráulico.

• Embalse asociado.
• Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
• Unidad de Programación Hidráulica a la que pertenece, en su caso.
• Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.
• Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.
• Canal de conducción / galería de presión (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).
• Depósito o cámara de carga (SÍ/NO). En caso afirmativo, volumen.
• Tubería forzada (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).
• N.º de grupos.
• Potencia nominal.
• Caudal nominal (m^3/s).
• Salto neto nominal (m).
• Caudal máximo de turbinación (m^3/s).
• Caudal mínimo de turbinación (m^3/s).
• Salto bruto máximo (m).
• Salto bruto mínimo (m).
• Salto neto máximo (m).
• Salto neto mínimo (m).
• Pérdidas en las conducciones en función del caudal.
• Curvas de rendimiento en función del caudal y del salto neto (alternativa: tablas de potencia para distintos saltos netos y distintos caudales para cada salto neto).
• En el caso de grupos reversibles o de bombeo:

○ Potencia nominal.
○ Altura efectiva nominal (m).
○ Caudal nominal de bombeo (m^3/s).
○ Caudal máximo de bombeo (m^3/s).
○ Caudal mínimo de bombeo (m^3/s).
○ Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal.
○ Curvas de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura manométrica (alternativa: Tablas de potencia para distintos alturas manométricas y distintos caudales para cada altura manométrica).
○ Índice de acumulación por bombeo (%), definido como la relación entre la energía eléctrica que puede producirse con el agua acumulada por bombeo y la energía consumida para su elevación.

• Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte:

○ Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
○ Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
○ Esquema unifilar de protección de la instalación.

1.1.2.2 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.

1.1.2.2.1. Centrales de potencia inferior o igual a 5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

• Número de identificación en el RAIPEE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).
• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).
• Potencia aparente en bornas del alternador (MVA).
• Potencia nominal en turbinación (MW).
• Tensión nominal (kV).
• Máxima tensión de generación (kV).
• Mínima tensión de generación (kV).
• Velocidad nominal.
• Caudal nominal (m^3/s).
• Salto nominal (m).
• Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).

• En el caso de grupos reversibles o de bombeo:

○ Potencia nominal.
○ Altura efectiva nominal (m).
○ Caudal nominal de bombeo (m^3/s).

1.1.2.2.2 Centrales de más de 5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

• Número de identificación en el RAIPEE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).
• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).
• Tipo de turbina.
• Velocidad nominal (rpm).
• Potencia nominal en turbinación (MW).
• Caudal nominal (m^3/s).
• Salto neto nominal (m).
• Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).
• Caudal máximo de turbinación (m^3/s).
• Caudal mínimo de turbinación (m^3/s).
• Salto bruto máximo (m).
• Salto bruto mínimo (m).
• Salto neto máximo (m).
• Salto neto mínimo (m).
• Pérdidas en las conducciones en función del caudal.
• Curvas de rendimiento en función del caudal y del salto neto (alternativa: tablas de potencia para distintos saltos netos y distintos caudales para cada salto neto).
• En el caso de grupos reversibles o de bombeo:
• Tipo de bomba.
• Potencia nominal.
• Velocidad nominal (rpm).
• Altura efectiva nominal (m).
• Caudal nominal de bombeo (m^3/s).
• Caudal máximo de bombeo (m^3/s).
• Caudal mínimo de bombeo (m^3/s).
• Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal.
• Curvas de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura manométrica (alternativa: Tablas de potencia para distintos alturas manométricas y distintos caudales para cada altura manométrica).
• Potencia aparente en bornas del alternador (MVA).

○ Máxima generación de reactiva a plena carga (MVAr) en b.c.
○ Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVAr) en b.c.
○ Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVAr) en b.c.
○ Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVAr) en b.c.
○ Factor de potencia nominal.
○ Posibilidad de funcionamiento como compensador síncrono (SI/NO).
○ Potencia absorbida en funcionamiento como compensador síncrono (MW).
○ Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria.
○ Características de la turbina: fabricante y modelo.
○ Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SI/NO).

• En caso de disponer de regulación primaria propia, indíquese:

○ Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...
○ Estatismo permanente:

▪ Rango de ajuste.
▪ Valor ajustado.
▪ Posibilidad de telemedida del valor ajustado.

○ Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.

○ Características del regulador: Fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio,...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico,...).

○ Compensaciones dinámicas: función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie,...). Se ha de especificar el rango de cada parámetro y su valor de ajuste o consigna.

1.1.2.2.3 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte. Datos adicionales a los del apartado anterior.

• Esquema de bloques del regulador de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará de la siguiente forma:

○ A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,

○ O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

• En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de velocidad-turbina conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

• Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transverso en p.u. base máquina (Xd, Xq, X'd, X'q, X''d y X''q. Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

• Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transverso (s) (T'd, T'q, T''d y T''q. Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

• Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transverso (s) (T'd0, T'q0, T''d0 y T''q0. Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

• Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: Máquina eléctrica, excitatriz y turbina.

• Reactancia de fuga no saturada (p.u.) (Xl).

• Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u., según figura 1.

• Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u., según figura 1.

• Curvas de capacidad P-Q (límites de funcionamiento del generador).

$$S(1.2) = \frac{A_{1,2} - B_{1,2}}{B_{1,2}}$$

$$S(1.0) = \frac{A_{1,0} - B_{1,0}}{B_{1,0}}$$

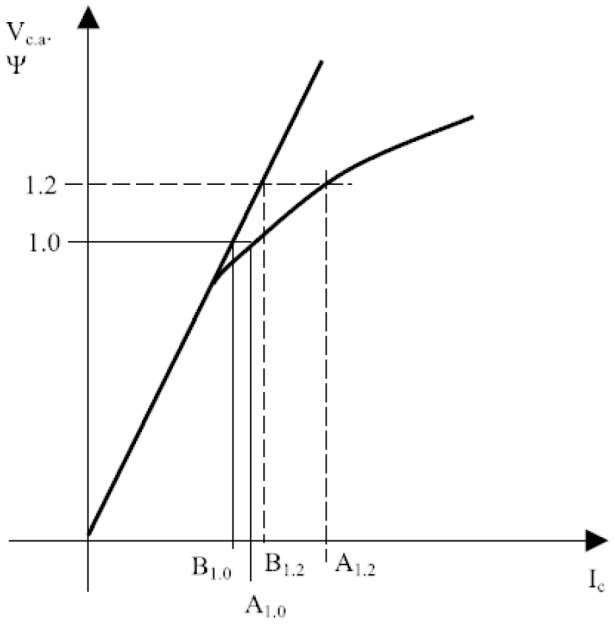


Figura 1. Factores de saturación

1.1.2.3 Datos principales de los equipos de control de tensión (en el caso de centrales de más de 10 MW o conectadas a la red de transporte).

• Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.

• Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador de potencia (PSS), si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará de la siguiente forma:

○ A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,

○ O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

• En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de tensión-excitatriz y al sistema estabilizador de potencia (PSS), conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.1.2.4 Otros datos: Planes de reposición, transformador, línea o cable, protecciones y datos necesarios para programación (véanse apartados correspondientes).

1.1.3 UNIDADES TÉRMICAS.

Nota: Las unidades solares térmicas se tratan en el apartado 1.1.4.

1.1.3.1 Datos generales de la instalación.

• Para cogeneraciones: Véanse también instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte.

1.1.3.1.1 Centrales de potencia inferior o igual a 5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

• Denominación de la central.

• Empresa o empresas propietarias:

○ Nombre.
○ NIF/CIF.
○ Dirección.
○ Porcentaje de participación.

• Empresa o empresas explotadoras:

○ Nombre.
○ NIF/CIF.
○ Dirección.

• Número de identificación en el RAIPEE.
• Domicilio de la central: municipio, código postal y provincia.
• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
• Combustibles principal y alternativo.
• Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).

1.1.3.1.2 Centrales de más de 5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

• Denominación de la central.
• Empresa o empresas propietarias:

○ Nombre.
○ NIF/CIF.
○ Dirección.
○ Porcentaje de participación.

• Empresa o empresas explotadoras:

○ Nombre.
○ NIF/CIF.
○ Dirección.

• Número de identificación en el RAIPEE.
• Domicilio de la central: Municipio, código postal y provincia.
• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
• Combustibles principal y alternativo.
• Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
• Localización geográfica (solicitudes de acceso): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).
• Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).
• Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos (p.e. turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores), así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
• Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anual y estacionales si procede).
• Estructura de consumo de combustible en arranque: porcentaje en términos de consumo de cada uno de los combustibles utilizados.
• Fórmula de consumo en arranque: Expresión que permite calcular este consumo en función del tiempo de arranque (el transcurrido desde la última parada).

$$Ct = C0 \times (1-e-t/\tau).$$

• Consumo térmico en el arranque en frío de cada unidad térmica y del conjunto (termias) C0.
• Eficiencia neta (consumo específico neto) referida a PCI de cada unidad térmica y del conjunto para distintos regímenes de carga (Kcal/kWh).
• Capacidad máxima de almacenamiento de combustibles principal y alternativo (T).
• Reserva de energía eléctrica (parque de almacenamiento de combustibles) (MWh) para combustibles principal y alternativo.

• Número máximo de horas de funcionamiento a plena carga sin suministro externo para combustibles principal y alternativo.
• Régimen de funcionamiento previsto.

1.1.3.1.3 Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.

• Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso).
• Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
• Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
• Esquemas unifilares de protección de la instalación hasta el punto de conexión a la red, incluidos servicios auxiliares y transformador de arranque, en su caso.

1.1.3.2 Datos de cada generador.

1.1.3.2.1 Centrales de potencia inferior o igual a 5 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

• Potencia aparente instalada (MVA).
• Potencia activa neta instalada en b.c. (MW).
• Mínimo técnico en b.c. (MW).
• Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVAr) en b.a.
• Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVAr) en b.a.

1.1.3.2.2 Centrales de más de 5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

• En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden serlo los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos de potencia activa y reactiva, para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, con turbina de vapor fuera de servicio.
• Potencia aparente instalada (MVA).
• Tensión nominal de generación (kV).
• Máxima tensión de generación (kV).
• Mínima tensión de generación (kV).
• Potencia activa instalada en b.a. (MW).
• Potencia activa neta instalada en b.c. (MW).
• Potencia activa neta efectiva de invierno en b.c. (MW).
• Potencia activa neta efectiva de verano en b.c. (MW).
• Mínimo técnico en b.a. (MW).
• Mínimo técnico en b.c. (MW).
• Mínimo técnico especial en b.a. (MW).
• Mínimo técnico especial en b.c. (MW).
• Tiempo que puede mantenerse el mínimo técnico especial (h).
• Máxima generación de reactiva a plena carga (MVAr) en b.a.
• Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVAr) en b.a.
• Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVAr) en b.a.
• Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVAr) en b.a.
• Consumo de servicios auxiliares en b.a. a plena carga, potencia activa (MW).
• Consumo de servicios auxiliares en b.a. a plena carga, potencia reactiva (MVAr).
• Consumo de servicios auxiliares en b.a. a mínimo técnico, potencia activa (MW).
• Consumo de servicios auxiliares en b.a. a mínimo técnico, potencia reactiva (MVAr).
• Factor de potencia nominal.

1.1.3.2.3 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte. Datos adicionales a los del apartado anterior.

• Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transverso en p.u. base máquina (Xd, Xq, X'd, X'q, X''d y X''q. Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
• Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transverso (s). (T'd, T'q, T''d y T''q. Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

• Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transverso (s). (T'd0, T'q0, T''d0 y T''q0. Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
• Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: Máquina eléctrica, excitatriz y turbina.
• Reactancia de fuga no saturada (p.u.). (Xl).
• Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u., según figura 1 (en apartado 1.1.2.2.3).
• Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u., según figura 1 (en apartado 1.1.2.2.3).
• Curvas de capacidad P-Q (límites de funcionamiento del generador).

1.1.3.3 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.

1.1.3.3.1 Centrales de más de 5 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

• En el caso de ciclos combinados multiejes, la información aquí solicitada se enviará por separado para cada turbina de gas y de vapor.
• Características de la turbina de gas (en su caso): Fabricante y modelo.
• Características de la turbina de vapor (en su caso): Fabricante y modelo.
• Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO).
• En caso de disponer de regulación primaria propia, indíquese:

○ Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...
○ Estatismo permanente:

▪ Rango de ajuste.
▪ Valor ajustado.
▪ Posibilidad de telemedida del valor ajustado.

○ Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.

• Características del regulador (o de los reguladores, en su caso): Fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio,...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico).
• Compensaciones dinámicas: Función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie,...). Se ha de especificar el rango de cada parámetro y su valor de consigna.

1.1.3.3.2 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte. Datos adicionales a los del apartado anterior.

• Esquema de bloques del regulador (o de los reguladores, en su caso) de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará de la siguiente forma:

○ A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
○ O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

• En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de velocidad-turbina, conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.1.3.4 Datos principales de los equipos de control de tensión (en el caso de centrales de más de 10 MW o conectadas a la red de transporte).

En el caso de ciclos combinados multiejes, la información aquí solicitada se enviará por separado para cada turbina de gas y de vapor.

• Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.
• Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador (PSS), si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará de la siguiente forma:

○ A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS.
○ O bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

• En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de tensión-excitatriz y al sistema estabilizador de potencia (PSS), conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.1.3.5 Otros datos: Planes de reposición, transformador, línea o cable, protecciones y datos necesarios para programación (véanse apartados correspondientes).

1.1.4 SOLAR TÉRMICA.

Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red mayores de 1 MW o conectados a la red de transporte o que participen, individualmente o de forma agrupada, en los servicios de ajuste del sistema.

1.1.4.1 Datos de la instalación y de los grupos.

1.1.4.1.1 General.

• Nombre de la central.
• Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).
• Empresa o empresas propietarias:

○ Nombre.
○ NIF/CIF.
○ Dirección.
○ Porcentaje de participación.

• Número de identificación en el RAIPEE.
• Unidad de oferta a la que pertenece, en su caso.
• Domicilio de la central: Municipio, código postal y provincia.
• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
• Tipo de central.
• Año final de la concesión.
• Normativa aplicable.
• Compañía Distribuidora.
• Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
• Número de grupos.
• Datos de los sistemas de almacenamiento energético y apoyo mediante combustible complementario en el caso de centrales termosolares con capacidad de almacenamiento:

○ Método de almacenamiento energético (vapor, aceite, sales,…).
○ Curvas de tiempo de recuperación de la energía primaria almacenada.
○ Curvas de pérdida de energía primaria almacenada.

• Tipo de apoyo con combustible complementario, potencia suministrable con dicho combustible y autonomía del mismo (en horas a potencia nominal).
• Potencia máxima que puede suministrar el sistema de almacenamiento y energía máxima que puede acumular.
• % de sobredimensionamiento de la planta para el almacenamiento.
• Potencia aparente instalada (MVA) de las unidades generadoras.
• Tensión nominal (kV).
• Máxima tensión de generación (kV).
• Mínima tensión de generación (kV).
• Velocidad nominal.

• Potencia acogida al RD 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos o reglamentación alternativa que sea de aplicación (MW).
• Potencia no acogida (MW).
• Potencia activa neta y mínimo técnico (MW) disponibles para la red: distribución estadística por deciles de potencias o energías horarias vertidas a la red desde que la planta entró en funcionamiento o estimada.

1.1.4.1.2 Datos adicionales en el caso de generadores o agrupación de generadores de más de 5 MW de potencia total o conectados a la red de transporte.

1.1.4.1.2.1 General.

• Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).
• Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red.
• Régimen de funcionamiento previsto (ciclos diarios, semanales, estacionales, si procede).
• Rampa de subida (MW/min).
• Rampa de bajada (MW/min).
• Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.
• Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.
• Máxima generación de reactiva a plena carga (MVAr) en el punto de conexión a la red.
• Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVAr) en el punto de conexión a la red.
• Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVAr) en el punto de conexión a la red.
• Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVAr) en el punto de conexión a la red.

1.1.4.1.2.2 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.

• Características de la turbina: Fabricante y modelo.
• En caso de disponer de regulación propia, indíquese:

○ Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...
○ Estatismo permanente:

▪ Rango de ajuste.
▪ Valor ajustado.
▪ Posibilidad de telemedida del valor ajustado.

○ Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia. La insensibilidad del regulador (mHz) no ha de ser superior a 10 mHz.
○ Características del regulador: Fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio,...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico.).
○ Compensaciones dinámicas: Función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie,…). Se ha de especificar el rango de cada parámetro y su valor actual.

1.1.4.1.3 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte. Datos adicionales a los anteriores

1.1.4.1.3.1 General.

• Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transverso en p.u. base máquina (Xd, Xq, X'd, X'q, X''d y X''q. Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
• Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transverso (s). (T'd, T'q, T''d y T''q. Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

• Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transverso (s). (T'd0, T'q0, T''d0 y T''q0. Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
• Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: máquina eléctrica, excitatriz y turbina.
• Reactancia de fuga no saturada (p.u.) (Xl).
• Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u., según figura 1 (en apartado 1.1.2.2.3).
• Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u., según figura 1 (en apartado 1.1.2.2.3).
• Curvas de capacidad P-Q (límites de funcionamiento del generador).
• Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria.
• Esquema de bloques del regulador de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará de la siguiente forma:

○ A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionado por el propio OS,
○ O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento elaborado al efecto por el OS.

• En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de velocidad-turbina, conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.1.4.1.3.2 Datos adicionales en el caso de conexión a la red de transporte.

• Datos de la instalación en el punto de conexión a la red.
• Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
• Diagrama unifilar de detalle con todos los elementos componentes de la instalación de enlace desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
• Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos (p.ej. turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores), así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
• Esquema unifilar de protección de la instalación.

1.1.4.2 Datos principales de los equipos de control de tensión para plantas de más de 10 MW de potencia o conectadas a la RdT.

• Para cada grupo:

○ Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.
○ Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador de potencia (PSS), si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará de la siguiente forma:

▪ A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
▪ O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de tensión-excitatriz y al sistema estabilizador de potencia (PSS), conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.1.4.3 Otros datos: Planes de reposición, transformador, línea o cable, protecciones y datos necesarios para programación (véanse apartados correspondientes).

1.1.5 DATOS NECESARIOS PARA LOS PLANES DE REPOSICIÓN DEL SERVICIO

Este apartado aplica a generadores o agrupaciones de generadores de más de 50 MW de potencia total, o conectados a la red de transporte.

• Alimentación de SSAA (salvo CCHH).

• Esquema simplificado y descripción del proceso de alimentación de SSAA en los siguientes supuestos:

○ Normal.
○ Arranque.
○ Otras alternativas (Grupos Diesel/Baterías/Otras).

• Tensión de alimentación de SSAA.
• Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia activa (MW).
• Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia reactiva (MVAr).
• Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia activa (MW)
• Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.
• Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia reactiva (MVAr)
• Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.
• Capacidad de arranque autónomo.

Medios propios para energizar los servicios auxiliares necesarios para el arranque:

○ Batería.
○ Grupo Diesel.
○ Otros.

• Diagramas unifilares.
• Tiempo de autonomía (horas).
• Tipo de arranque:

○ Por control remoto.
○ Operación local (se indicará la disponibilidad horaria de personal).

• El tiempo mínimo garantizado de funcionamiento continuo a plena carga durante el proceso de reposición (reservas mínimas de energía primaria).
• Posibilidad de realizar un determinado número de arranques consecutivos en un tiempo determinado (en caso de posibles disparos durante el proceso de reposición): número de ciclos de arranque y parada, y duración del ciclo.
• En el caso de CCHH: Número mínimo de grupos que han de funcionar en paralelo.
• Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de grupos.
• Reconexión del grupo a la red (salvo CCHH).

○ Tiempo mínimo de arranque en frío (desde que se recibe alimentación en los SSAA hasta listo para sincronización).
○ Tiempo mínimo de arranque en caliente (desde que se recibe alimentación en los SSAA hasta listo para sincronización).
○ Tiempo máximo de parada para que el arranque sea en caliente.

• Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios.
• Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar la planta en situación de isla.
• Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes (salvo CCHH).
• Otros datos (salvo CCHH).

○ Características de los motores y cargas de servicios auxiliares y datos sobre protecciones y ajustes, en su caso.
○ Dependencia de infraestructuras ajenas de suministro de combustible para el proceso de reposición.

1.1.6 DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE GRUPO.

Este apartado aplica a centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

1.1.6.1 Centrales de más de 50 MW de potencia no conectadas a la red de transporte.

• Potencia nominal (MVA).
• Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
• Grupo de conexión.
• Pérdidas debidas a la carga (kW).
• Tensión de cortocircuito (% en base máquina).
• Impedancia homopolar (% en base máquina)

1.1.6.1.1 Centrales conectadas a la red de transporte.

• Véanse transformadores de transporte.

1.1.7 DATOS DE LA LÍNEA O CABLE DE EVACUACIÓN.

Este apartado aplica a centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

1.1.7.1 Centrales de más de 50 MW de potencia no conectadas a la red de transporte.

• Véanse líneas y cables de red observable.

1.1.7.2 Centrales conectadas a la red de transporte.

• Véanse líneas y cables de transporte.

1.1.8 DATOS DE LAS PROTECCIONES.

1.1.8.1 Centrales de potencia inferior o igual a 50 MW que no estén conectadas a la red de transporte.

• Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.
• Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.
• Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.
• En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:

○ Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.
○ Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.

1.1.8.2 Centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

• Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.
• Relés de mínima tensión: Ajustes.
• Protección de mínima frecuencia: Ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.
• Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.
• Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.
• En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:

○ Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.
○ Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.
○ Esquema unifilar de protección de la instalación.

1.1.8.3 Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.

1.1.8.3.1 Protecciones de la Central.

• Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.
• Protección ante pérdida de sincronismo: Indicar tipo de protección, número de deslizamientos para el disparo y si ante éste el grupo queda sobre auxiliares.
• Relé de sobretensión: Ajustes.

• Protección de secuencia inversa: Indicar estado de coordinación de esta protección con el reenganche monofásico y los relés de discordancia de polos de la red.
• Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes.

1.1.8.3.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

• Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de la red.
• Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador de generación. Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.
• Relé de mínima tensión: Ajustes.

1.1.8.3.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

• Capacidad de teledisparo (SÍ/NO).
• Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal.
• Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

1.2 INSTALACIONES EÓLICAS, FOTOVOLTAICAS Y EN GENERAL TODAS AQUELLAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN CUYA TECNOLOGÍA NO EMPLEE UN GENERADOR SÍNCRONO CONECTADO DIRECTAMENTE A RED.

1.2.1 PLANTAS FOTOVOLTAICAS MAYORES DE 50 KW Y HASTA 1 MW DE POTENCIA.

• Nombre de la central.
• Número catastral de la finca.
• Empresa o empresas propietarias:

○ Nombre.
○ NIF/CIF.
○ Dirección.
○ Porcentaje de participación.

• Número de identificación en el RAIPEE.
• Domicilio de la central: Municipio, código postal y provincia.
• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
• Compañía Distribuidora.

1.2.2 CARACTERÍSTICAS DE CADA INSTALACIÓN.

• Nombre de la instalación.
• Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).
• Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).
• Empresa propietaria:

○ Nombre.
○ NIF/CIF.
○ Dirección.

• Número de identificación en el RAIPEE.
• Fecha de inscripción en el Registro Administrativo correspondiente.
• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
• Domicilio de la instalación: Municipio, código postal y provincia.
• Coordenadas UTM de la poligonal del parque, huerta, etc.
• Compañía Distribuidora.
• Potencia instalada: Aparente bruta (MVA) y activa neta (MW). La potencia aparente debe incluir toda la compensación de reactiva de la instalación.
• Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).

• Régimen de operación previsto de la instalación:
• Horas de utilización (a plena potencia) referidas a período anual y estacionales.
• Curva de potencia activa en función del recurso primario (velocidad del viento en el caso de plantas eólicas, irradiancia en el caso de huertas solares, etc.) incluyendo indicación de las velocidades máximas de viento para las cuales los aerogeneradores, paneles, captadores parabólicos, etc., dejan de aportar potencia.
• Cumplimiento de los requisitos de respuesta ante huecos de tensión (sí/no).
• Datos de cada modelo de cada unidad generadora (aerogenerador, inversor, etc.):
• Número de unidades generadoras del mismo modelo.
• Fabricante y modelo.
• Tecnología: Máquina de inducción o asíncrona de jaula de ardilla, máquina de inducción o asíncrona de deslizamiento variable, máquina de inducción o asíncrona doblemente alimentada, aerogeneradores con conversión total de potencia (full converter), inversores, etc. En caso de otras tecnologías no indicadas, aportar breve descripción.
• Potencia activa instalada de cada unidad generadora (kW).
• Potencia aparente instalada de cada unidad generadora (kVA) incluyendo, en su caso, su compensación de reactiva interna.
• Curva de potencia reactiva en función de la potencia activa considerando, en su caso, la compensación de reactiva interna de cada unidad generadora.
• En el caso de instalaciones de más de 10 MW o conectadas a la red de transporte, se aportará un modelo de la instalación que debe describir su comportamiento dinámico desde el punto de vista del sistema eléctrico al que se conecta, ante cualquier perturbación en el mismo. Esta información se aportará de la siguiente forma:

○ A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionado por el propio OS,
○ O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado al efecto por el OS.

En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

• Compensación de reactiva en bornas de cada unidad generadora excluida, en su caso, la compensación interna:
• Compensación estática y dinámica de potencia reactiva (valores nominales en MVAr).
• Posibilidad de regulación.
• Compensación de reactiva en bornas de la instalación excluida, en su caso, la asociada a cada unidad generadora:

• Compensación estática y/o dinámica de potencia reactiva total (valor nominal en MVAr).
• Posibilidad de regulación.
• Baterías de condensadores (sí/no).

○ Potencia total (MVAr).
○ Número de escalones.
○ Tipo de control de los escalones.

• Sistemas de compensación o regulación continua basados en electrónica de potencia (FACTS) (sí/no).

○ Potencia total instalada (MVAr).

1.2.3 DATOS DEL TRANSFORMADOR DE CONEXIÓN A LA RED.

• Empresa o empresas propietarias:

○ Nombre.
○ NIF/CIF.
○ Dirección.

• Potencia nominal (MVA).
• Tensión nominal (kV) de primario y secundario.

• Grupo de conexión.
• Pérdidas debidas a la carga (kW).
• Tensión de cortocircuito (% en base máquina).
• Impedancia homopolar (% en base máquina).

1.2.4 DATOS DE LA LÍNEA O CABLE DE CONEXIÓN A LA RED.

• Véanse líneas y cables de red observable.

1.2.5 DATOS DE LAS PROTECCIONES.

1.2.5.1 Protecciones de la instalación.

• Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas al parque (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.
• Relé de mínima tensión: Indicar fases en que mide y ajustes.
• Relé de sobretensión: Ajustes.
• Protección de mínima frecuencia: Ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.
• Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.
• Dispositivos automáticos de reposición por frecuencia: Confirmar que no existen o que están deshabilitados.

1.2.5.2 Protecciones asociadas a cada unidad generadora (aerogenerador, inversor, etc.).

• Relé de mínima tensión: Indicar fases en que mide y ajustes.
• Relé de sobretensión: Ajustes.
• Protección de mínima frecuencia: Ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.
• Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.
• Dispositivos automáticos de reposición por frecuencia: Confirmar que no existen o que están deshabilitados.
• Disparo por sobrevelocidad en su caso. Valor de disparo.

1.2.5.3 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

• Relé de mínima tensión: Ajustes.
• En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:

• Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.
• Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.

1.2.6 DATOS ADICIONALES EN EL CASO DE INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE.

1.2.6.1 Características de cada instalación.

• Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
• Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
• Intensidad de cortocircuito aportada por la instalación a un cortocircuito en el punto de conexión a la red.
• Informe con el contenido máximo de distorsión armónica garantizado:

○ Bien a través de una previsión a nivel de instalación, según se indica en CEI 61000-3-6, de los armónicos de tensión e intensidad (magnitud y orden del 2 al 50) y de la tasa de distorsión armónica.
○ Bien realizar medidas a nivel de instalación de los armónicos de tensión e intensidad (magnitud y orden del 2 al 50) y de la tasa de distorsión armónica, en períodos mínimos de una semana según se indica en CEI 61000-4-30.

• Nivel de tensión (kV) de la red interna de conexión de las unidades generadoras.

• Esquema unifilar de protección de la instalación de producción y de la instalación de enlace.

1.2.6.2 Datos del transformador de la instalación (en caso de ser éste el transformador de conexión a la red, véase punto 1.2.6.4).

• Potencia nominal (MVA).
• Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
• Grupo de conexión.
• Pérdidas debidas a la carga (kW).
• Tensión de cortocircuito (% en base máquina).
• Impedancia homopolar (% en base máquina).

1.2.6.3 Datos de la línea o cable de evacuación de cada instalación (en caso de ser ésta la línea o cable de conexión a la red de transporte, véase punto 1.2.6.5).

Véanse líneas y cables de red observable.

1.2.6.4 Datos del transformador de conexión a la red.

Véanse transformadores de transporte.

1.2.6.5 Datos de la línea o cable de evacuación (en su caso).

Véanse líneas y cables de transporte.

1.2.6.6 Datos de las protecciones.

1.2.6.6.1 Protecciones de la instalación de producción.

Condiciones de sincronismo para el acoplamiento. Automatismos y ajustes.

1.2.6.6.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

• Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal. Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.
• Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.

1.2.6.6.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

• Capacidad de teledisparo (SI/NO).
• Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal (indicar también tiempos de apertura de interruptor).
• Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

1.2.7 DATOS PRINCIPALES DE LOS EQUIPOS DE CONTROL DE TENSIÓN PARA LAS INSTALACIONES DE MÁS DE 10 MW.

El OS podrá solicitar una descripción de la implementación física del control de tensión de régimen permanente establecido en la instalación mostrando como participan las dinámicas fundamentales de los generadores individuales (inversores en su caso) así como las dinámicas del control en el punto de conexión a la red de la instalación de producción. En tal caso, se aportarán los correspondientes esquemas de bloques con los valores correspondientes de los parámetros que en el esquema están representados.

1.3 INFORMACIÓN BÁSICA NECESARIA PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN Y LA PARTICIPACIÓN EN LOS MERCADOS DE SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA.

1.3.1 INFORMACIÓN GENERAL.

Datos correspondientes a la unidad física.

• Nombre y código de la unidad física asociada.
• Nombre de la instalación.
• Código de inscripción en el registro administrativo correspondiente.
• Subgrupo asociado.

• Provincia.
• CIL.
• Potencia neta máxima de la UF.
• Potencia reactiva máxima y mínima de la UF.
• Tipo de producción.
• Punto frontera.
• En su caso, indicación de los modos de funcionamiento multieje.

Datos correspondientes a la unidad de programación.

• Nombre y código de:

○ Unidad de programación a la que pertenece.
○ Sujeto titular / Sujeto representante.
○ Unidad de oferta asociada.

• Potencia neta máxima de la UP (suma de las potencias máximas de las UF que la componen).
• Mínimo técnico de la UP.
• Tipo de producción (nuclear, carbón, fuel-gas, ciclo combinado, hidráulica, turbinación bombeo, consumo bombeo, cogeneración, solar fotovoltaica/ térmica, eólica terrestre/marina, biomasa, biogás, residuos).
• En caso de unidades de programación de ciclo combinado, indicar si se trata de centrales multieje.
• Indicación de si la instalación es:

○ Renovable/no renovable.
○ Cogeneración de alta eficiencia.

• En su caso, centro de control al que pertenece.

Indicación de si la instalación se encuentra en periodo de pruebas preoperacionales.

1.3.2 SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS Y MERCADO DE RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR.

• Subestación/parque de conexión a la red (nombre, kV).
• Zona eléctrica a la que pertenece.
• Tiempos de arranque (min.) mínimo exigible por el OS:

○ Desde orden de arranque hasta sincronización (en frío/en caliente).
○ Desde sincronización hasta mínimo técnico (en frío/en caliente).
○ Desde sincronización hasta plena carga (en frío/en caliente).

En caso de unidades de programación térmicas con más de un modo de funcionamiento, se han de aportar los tiempos de arranque solicitados para cada uno de los posibles modos de funcionamiento.

• Tiempo de parada de programación (min) desde plena carga hasta desconexión.
• Indicar el valor del programa de entrega de energía mínimo necesario para la provisión efectiva al sistema de reserva de potencia adicional a subir.

1.3.3 REGULACIÓN PRIMARIA.

Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO). En caso afirmativo, indicar:

• Insensibilidad del regulador (mHz). No ha de ser superior a 10 mHz.
• Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):

○ Rango de ajuste.
○ Valor ajustado: confirmar que el valor ajustado es cero.
○ Posibilidad de telemedida del valor ajustado

En caso de no disponer de regulación primaria propia, aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora, indicando:

○ Unidad que presta el servicio.
○ Confirmación de insensibilidad no superior a 10 mHz.
○ Confirmación de banda muerta voluntaria nula.

1.3.4 REGULACIÓN SECUNDARIA.

• Zona de regulación en la que, en su caso, se encuentra integrada.
• En caso de participación activa en el servicio:

○ Información detallada de la conexión del sistema de regulación con el AGC, características de la señal de consigna, procesamiento de la señal, límites.
○ Potencia activa máxima y mínima de regulación en b.a. (MW).
○ Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: Rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.

1.3.5 REGULACIÓN TERCIARIA Y GESTIÓN DE DESVÍOS.

• Zona de regulación en la que, en su caso, se encuentra integrada.
• En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden serlo los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos solicitados, para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, arranque de la segunda turbina de gas en caso de estar funcionando con una turbina de gas y la turbina de vapor.
• En caso de participación activa en el servicio:

○ Tiempo de arranque:

• En frío (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).
• En caliente (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).

○ Tiempo mínimo de arranque de programación.

• Desde sincronización hasta mínimo técnico (min). Desglosar arranque en frío y en caliente.
• Desde sincronización hasta plena carga (min). Desglosar arranque en frío y en caliente.

○ Tiempo mínimo de parada de programación (desde plena carga hasta desconexión) (min).
○ Máxima rampa ascendente de regulación terciaria (MW en 15 min).
○ Máxima rampa descendente de regulación terciaria (MW en 15 min).

1.3.6 CONTROL DE TENSIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE.

En caso de instalaciones conectadas a la red de transporte:

• En el caso de instalaciones de generación, transformadores de red observable e instalaciones de consumo, declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento de operación en el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión o incumplimientos, en su caso, y su justificación.
• En el caso de grupos hidráulicos reversibles generador/motor, completar los datos requeridos en el anexo 1 del PO 7.4 para cada uno de los modos de funcionamiento.
• En el caso de grupos generadores y grupos reversibles que tengan capacidad de funcionar como compensadores síncronos, se indicarán los requisitos técnicos de funcionamiento, y el tiempo requerido para su entrada en funcionamiento.
• Deberá indicarse la posibilidad, si existe, de telemandar los grupos de modo que pueda modificarse la consigna de excitación y/o las tomas del transformador de salida del grupo desde el despacho de generación del sujeto titular o representante del grupo, o desde el centro de control correspondiente.

2. RED DE TRANSPORTE

2.1 SUBESTACIONES.

• Nombre de la subestación.

• Domicilio: Municipio, código postal y provincia.
• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

2.2 PARQUES.

• Nombre de la subestación.
• Tensión (kV).
• Coordenadas UTM del parque (dar un punto de referencia).
• Configuración.
• Propietario de cada posición.
• Propietario de cada barra.
• Intensidad máxima de cortocircuito admisible de los distintos elementos del parque.
• Poder de corte nominal en cortocircuito de los interruptores.
• Esquemas unifilares de protección y medida.
• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
• Protecciones:

○ Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección). Indicar particularidades, en su caso.
○ Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
○ Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de otros elementos.
○ Esquema unifilar de protección y medida.
○ Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.

2.3 LÍNEAS Y CABLES.

• Denominación de la línea.
• Parques extremos de la línea.
• Número de circuitos y longitud en km.
• Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
• Tensión nominal de funcionamiento y máxima de servicio de cada circuito (y proyectada en caso de variación) para cada uno de los circuitos o tramos del mismo con características homogéneas.
• Resistencia de secuencia directa (Ω).
• Reactancia de secuencia directa (Ω).
• Susceptancia de secuencia directa (µS).
• Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
• Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
• Susceptancia de secuencia homopolar (µS).
• Datos adicionales sólo para líneas y cables de la red de transporte, propiamente dichos:

• Valores estacionales (verano, otoño, invierno, primavera) de:

○ Capacidad nominal de transporte de la línea (MVA).
○ Elemento limitante.
○ Límite térmico permanente del conductor (MVA).
○ Temperatura máxima de funcionamiento del conductor (ºC).
○ Longitud en apoyos compartidos, en su caso (en una misma zanja o galería, si de cables aislados se trata).

• Configuración de la línea.
• Conductor: Denominación / material / sección total (mm^2).
• Cables de tierra: Denominación / material / sección total (mm^2).
• Configuración de puesta a tierra (sólo para cables aislados): Tipo/longitud de las secciones.
• Número de conductores por fase.
• Protecciones:

○ Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección). Indicar particularidades, en su caso.

○ Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.

○ Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: Indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de otros elementos.

○ Esquema unifilar de protección y medida.

○ Acopladores de red o teleacopladores: Existencia y ajustes.

○ Relés de sincronismo: existencia y ajustes. Desglosar, en caso necesario, entre supervisión del reenganche y del cierre voluntario.

○ Relés de mínima tensión: Lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.

○ Protección de sobretensión: Existencia y ajustes.

○ Dispositivos automáticos de reposición: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.

○ Reenganche:

▪ Posición del reenganchador en condiciones normales de operación (no activo/mono/mono+tri/tri).

▪ Extremo que lanza tensión en el reenganche trifásico.

▪ Supervisión de sincronismo en el reenganche trifásico (SÍ/NO).

• Teledisparo:

○ Teledisparo ante apertura voluntaria (SÍ/NO).

○ Teledisparo ante apertura de interruptor (SÍ/NO).

2.4 TRANSFORMADORES.

Los transformadores que alimentan cargas y los conectados a redes no observables se tratan bajo el epígrafe «Instalaciones de consumo».

• Nombre de la subestación y parque del nivel de tensión más alto.

• Número de orden.

• Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).

• Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).

• Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.

• Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de enlace a la red.

• Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.

• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

• Tipo de transformador: configuración (trifásico o banco), autotransformador / transformador, circuito magnético (n.º de columnas).

• Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).

• Tipo de refrigeración.

• Tensión nominal de cada arrollamiento (kV).

• Tensión máxima de servicio de cada arrollamiento (kV).

• Grupo de conexión.

• Tipo de regulación en cada arrollamiento: Carga o vacío, regulación automática (SÍ/NO) y bloqueo ante colapso (Sí/NO).

• Número de tomas en cada arrollamiento y extensión de tomas (%). Número de la toma principal (correspondiente a la tensión nominal del transformador), de la toma habitual (regulación en vacío) y de la toma máxima (toma del regulador en la que se obtiene la tensión más alta). Para transformadores de generación, además, números de la toma habitual (cambiador de tomas en vacío) o de las más frecuentes (cambiador de tomas en carga).

• Relación de transformación entre primario y secundario para cada una de las posibles tomas del transformador o autotransformador.
• Pérdidas en el transformador:

○ Pérdidas debidas a la carga entre cada pareja de arrollamientos (kW).
○ Pérdidas en vacío (kW).
○ Pérdidas en los equipos auxiliares (kW).

• Tensión de cortocircuito entre cada pareja de arrollamientos en las tomas principal, máxima y mínima, en su caso (% en base máquina). Toma principal en transformadores de generación.
• Impedancias homopolares entre cada arrollamiento y su borne neutro en las tomas principal, máxima y mínima, en su caso (% en base máquina). Toma principal en transformadores de generación.
• Datos adicionales para transformadores de la red de transporte y de la red observable, propiamente dichos:

• Protecciones:

○ Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección). Indicar particularidades, en su caso.
○ Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
○ Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: Indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de otros elementos.
○ Esquema unifilar de protección y medida.

• Relés de mínima tensión: Lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.
• Protección de sobretensión: Existencia y ajustes.

2.5 ELEMENTOS DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA O REACTIVA.

• Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.
• Tipo (Reactancia o Condensador o Dinámica; se replicará la información en caso de elementos con posibilidades de compensación inductiva y capacitiva).
• Número de orden.
• Tensión nominal (kV).
• Potencia nominal (MVAr).
• Tensión de conexión (kV).
• Situación (barras o terciario de transformador).
• Propietario.
• Pérdidas en el hierro (kW).
• Pérdidas en el cobre (kW).
• Pérdidas totales incluidas adicionales (kW).
• Tipo de conexión.
• Número de escalones.
• Para cada escalón:

○ Nº de bloques.
○ Potencia nominal de cada bloque (MVAr).
○ Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

• Protecciones:

○ Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección). Indicar particularidades, en su caso.
○ Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
○ Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de otros elementos.
○ Esquema unifilar de protección y medida.

• Relés de mínima tensión: Lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.

○ Protección de sobretensión: Existencia y ajustes.
○ Dispositivos automáticos de reposición: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.

3. INSTALACIONES DE CONSUMO CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE

En lo que a transformadores se refiere, el presente epígrafe es de aplicación a los que alimentan cargas y a los conectados a redes no observables. Los transformadores de la red observable se tratan en el capítulo de Red Observable.

• Denominación de la instalación.
• Número de orden.
• Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).
• Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).
• Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de enlace a la red.
• Propietario.
• Domicilio de la instalación. Municipio, código postal y provincia.
• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
• Tipo de carga (red de distribución, servicios auxiliares, consumidor).
• Subestación y parque de conexión a la red (Nombre, kV).
• Configuración general de la instalación, modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
• Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anual y estacionales si procede).
• Régimen de funcionamiento previsto. Previsión de consumo (MW, MVAr) en el punto de conexión a la red en las situaciones horarias y estacionales significativas, así como energía estimada anual.
• Transformador de conexión a la red.
• Tipo de transformador: Configuración (trifásico o banco), autotransformador/ transformador, circuito magnético (nº de columnas)
• Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).
• Tensión nominal y máxima de servicio de cada arrollamiento (kV).
• Grupo de conexión.
• Pérdidas debidas a la carga (kW).
• Tensión de cortocircuito (% en base máquina).
• Impedancia homopolar (% en base máquina).
• Características principales de composición de la carga (si procede):

○ Proporción de motores de inducción (% sobre la carga total).

• Del resto de la carga que no se corresponda con motores de inducción:

○ Proporción asimilable a carga de potencia constante (%).
○ Proporción asimilable a carga de impedancia constante (%).
○ Proporción asimilable a carga de intensidad constante (%).

• Información adicional para hornos de arco en corriente alterna:

○ Tensión de alta (kV).
○ Tensión de media (kV).
○ Tensión de baja (kV).
○ Potencia del horno (MVA).
○ Compensación de reactiva: Tipo, potencia nominal (MVAr) y embarrado de conexión.
○ Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores MT-BT.
○ Impedancia de la reactancia serie, si la hubiere.

○ Impedancia de los cables de baja tensión, del electrodo y cualquiera otra adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red hasta el electrodo.
○ Cos φ de las impedancias anteriores.

• Información adicional para hornos de arco en corriente continua:

○ Tensión de alta (kV).
○ Tensión de media (kV).
○ Tensión de baja (kV).
○ Potencia de rectificación (MW).
○ Número de pulsos.
○ Compensación de reactiva: Tipo, potencia nominal (MVAr) y embarrado de conexión.
○ Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores MT-BT.
○ Impedancia de los cables de baja tensión, del electrodo y cualquiera otra adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red hasta el electrodo.
○ Cos φ de la impedancia de los cables de baja tensión.
○ Filtros de armónicos: Orden de armónico al que está sintonizado cada filtro y potencia unitaria (MVAr).

• Información adicional para trenes de alta velocidad (TAV) y cargas desequilibradas:

○ Tensión nominal (kV).
○ Potencia nominal (MVA) y fases entre las que carga.
○ Características del equipo de compensación de desequilibrio, en caso de existir.

• Información adicional para motores de inducción de más de 10 MW o cargas que presenten características dinámicas especiales, frente a la tensión o la frecuencia, no indicadas anteriormente, si no son caracterizables mediante las características principales de composición de la carga definidas anteriormente y si el OS lo considera pertinente:
• Se aportará un modelo que debe describir el comportamiento dinámico de la instalación desde el punto de vista del sistema eléctrico al que se conecta, ante cualquier perturbación en el mismo. Esta información se aportará de la siguiente forma:

○ A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
○ O bien, a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar a este tipo de cargas, conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

• Línea o cable de conexión a la Red de Transporte (en su caso):

○ Número de circuitos y longitud en km.
○ Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
○ Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
○ Tensión nominal de funcionamiento y máxima de servicio de cada circuito (y proyectada en caso de variación) para cada uno de los circuitos o tramos del mismo con características homogéneas.
○ Resistencia de secuencia directa (Ω).
○ Reactancia de secuencia directa (Ω).
○ Susceptancia de secuencia directa (μS).
○ Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
○ Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
○ Susceptancia de secuencia homopolar (μS).

• Protecciones:

○ Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección). Indicar particularidades, en su caso.
○ Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.

○ Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: Indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de otros elementos.
○ Esquema unifilar de protección y medida.
○ Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.
○ Protección de sobretensión: Existencia y ajustes.

• Características y ajuste del relé de frecuencia:

○ Frecuencia: Rango de ajuste, escalonamiento y valor de ajuste (Hz).
○ Temporización: Rango de ajuste y valor de ajuste (s).
○ Existencia de mecanismo de reposición (SI/NO). En caso afirmativo, confirmar su no habilitación.
○ Cargas mínima y máxima desconectadas por el relé (MW).
○ Identificación del interruptor sobre el que actúa el relé.
○ Dispositivos automáticos de reposición no asociados al relé de frecuencia: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.

4. RED OBSERVABLE

4.1 SUBESTACIONES.

• Nombre de la subestación.
• Domicilio: municipio, código postal y provincia.
• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

4.2 PARQUES.

• Nombre de la subestación.
• Tensión (kV).
• Configuración. Unifilar de detalle.
• Propietario de cada posición.
• Propietario de cada barra.
• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

4.3 LÍNEAS Y CABLES.

• Denominación de línea.
• Parques extremos de la línea.
• Número de circuito y longitud en km.
• Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
• Resistencia de secuencia directa (Ω).
• Reactancia de secuencia directa (Ω).
• Susceptancia de secuencia directa (µS).
• Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
• Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
• Susceptancia de secuencia homopolar (µS).
• Datos adicionales en caso de líneas y cables de la red observable, propiamente dichos:

○ Capacidad nominal de transporte de la línea (MVA), valores estacionales (verano, otoño, invierno, primavera).

4.4 TRANSFORMADORES.

Los transformadores conectados a la red de transporte se tratan en el capítulo de «Red de Transporte».

4.5 ELEMENTOS DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA.

El presente epígrafe es de aplicación a los elementos directamente conectados a nudos de la red observable.

• Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.
• Tipo (Reactancia o Condensador o Estática).
• Número de orden.

• Propietario.
• Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).
• Tensión nominal (kV).
• Potencia nominal (MVAr).

ANEXO II

Información a enviar al operador del sistema en tiempo real

El objeto de este documento es determinar la información que debe ser enviada en tiempo real al operador del sistema para el adecuado ejercicio de sus funciones.

1. Información de la red de transporte y de la red observable que se enviará al OS en tiempo real

1.1 Interruptores

• Señalizaciones
• Posición de los interruptores.

1.2 Seccionadores

• Señalizaciones
• Posición de los seccionadores.

1.3 Líneas

• Medidas
• Potencia activa (MW).
• Potencia reactiva (MVAr).

1.4 Transformadores (incluye transporte, generación y consumo), reactancias y condensadores

• Señalizaciones

○ Posición de los interruptores
○ Posición de los seccionadores
○ Control automático de tensión (sólo transformadores)

• Medidas

○ Potencia activa primario de transformador (MW)
○ Potencia reactiva primario de transformador (MVAr)
○ Potencia activa secundario de transformador (MW)
○ Potencia reactiva secundario de transformador (MVAr)
○ Potencia activa terciario de transformador (MW)
○ Potencia reactiva terciario de transformador (MVAr)
○ Toma del regulador en carga (sólo transformadores)
○ Posición del regulador en vacío (si existe y sólo transformadores)
○ Potencia reactiva en reactancias (MVAr)

1.5 Acoplamiento de barras

• Señalizaciones

○ Posición de los interruptores
○ Posición de los seccionadores

• Medidas

○ Potencia activa (MW)
○ Potencia reactiva (MVAr)

1.6 Barras

• Medidas

○ Tensión por sección de barra (kV)
○ Medida de frecuencia en determinadas barras seleccionadas (Hz)

1.7 Grupos habilitados para participar en el servicio de regulación secundaria

• Señalizaciones

○ Estado local/remoto de regulación secundaria del grupo
○ Tipo de regulación secundaria, control/no control

1.8 Grupos térmicos de potencia neta superior a 50 MW o conectados a la red de transporte

• Señalizaciones

○ Posición de los interruptores de grupo

• Medidas

○ Potencia activa neta en alta del transformador de máquina (MW)
○ Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVAr)
○ Potencia activa neta en baja del transformador de máquina (MW)
○ Potencia reactiva en baja del transformador de máquina (MVAr)
○ Tensión de generación
○ En el caso de instalaciones con autoconsumo o cogeneración: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida (MVAr) por el consumidor asociado de acuerdo a la definición del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre. No se incluirán en estos consumos, los de los servicios auxiliares de la instalación de generación

1.9 Resto de instalaciones de potencia superior a 50 MW o conectadas a la red de transporte

• Señalizaciones

○ Posición de los interruptores de grupo

• Medidas

○ Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW)
○ Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVAr)
○ Medida de tensión en barras de central (kV)
○ En el caso de instalaciones de bombeo puro: horas de bombeo y turbinación disponibles (horas*grupo). Con actualización horaria.
○ En el caso de instalaciones incluidas dentro de los grupo b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del RD 413/2014:

▪ Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW).
▪ Producción horaria esperada en las horas h+1, h+2, h+3 y h+4 (MWh). Con actualización horaria.

1.10 Instalaciones de generación de potencia neta no superior a 50 MW y con obligación de adscripción a un centro de control de generación

• Señalizaciones

○ Estado de conexión de la instalación con la red de distribución o de transporte

• Medidas

○ Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación
○ Potencia reactiva producida/absorbida (MVAr) por el conjunto de la instalación, descontando los consumos propios de las unidades de generación
○ Medida de tensión en barras de central (kV)
○ En el caso de instalaciones incluidas dentro de los grupo b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del RD 413/2014:

▪ Potencia máxima producible en las condiciones actuales (MW).

▪ Producción horaria esperada en las horas h+1, h+2, h+3 y h+4 (MWh). Con actualización horaria.

○ En el caso de instalaciones con autoconsumo o cogeneración: potencia activa consumida (MW) y potencia reactiva consumida (MVAr) por el consumidor asociado de acuerdo a la definición del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre. No se incluirán en estos consumos, los de los servicios auxiliares de la instalación de generación.

1.11 Resto de instalaciones de generación con obligación de envío de telemedidas en tiempo real

• Medidas

○ Potencia activa producida (MW) por el conjunto de la instalación, descontando los consumo propios de las unidades de generación

1.12 Compensadores síncronos

• Señalizaciones

○ Estado de conexión

• Medidas analógicas

○ Potencia reactiva (MVAr)
○ Tensión (kV)

ANEXO III

Informe de incidencias

Los contenidos que deben incluirse en el informe sobre una incidencia son los que resulten de aplicación de entre los que se enumeran a continuación:

a) Fecha y hora de la incidencia.
b) Instalaciones de transporte y/o elementos del sistema eléctrico directamente involucradas en la incidencia (y no únicamente afectadas por la incidencia), duración de la pérdida de servicio (con indicación de si se trata de dato o previsión).
c) Afectación directa a los consumidores finales, por cada punto frontera con la red de transporte afectado: ubicación, tipo y número de clientes afectados, demanda interrumpida (en MW), energía no suministrada (en MWh) y la duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato o previsión). Asimismo, se dará información lo más detallada posible de la reposición del servicio, indicando las potencias y los tiempos de interrupción correspondientes a cada etapa de la reposición.
d) Afectación a la generación: grupo o grupos afectados, generación interrumpida (MW) y duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato o previsión). Daños constatados.
e) Descripción de la incidencia (cronología de eventos, actuación de sistemas de protección y automatismos,…).

P.O.14.4 DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO POR LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, según lo establecido en el Procedimiento de Operación 14.1 y en los Procedimientos de Operación relativos a dichos servicios.

Los servicios de ajuste del sistema incluyen:

a. La resolución de restricciones técnicas del PBF, del mercado intradiario y en tiempo real establecidas en el Procedimiento de Operación 3.2.

b. La resolución de desvíos generación-consumo establecida en el Procedimiento de Operación 3.3.

c. Los servicios complementarios de regulación secundaria establecidos en el Procedimiento de Operación 7.2.

d. Los servicios complementarios de regulación terciaria establecidos en el Procedimiento de Operación 7.3.

e. Los desvíos entre la medida en barras de central y el programa.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema y a los Sujetos del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

3. Criterios generales

3.1 Criterio de signos

El criterio de signos adoptado en las fórmulas de este procedimiento es el siguiente:

a La producción e importación de energía tienen signo positivo. El consumo y exportación de energía tienen signo negativo.

b La energía a subir tiene signo positivo. Se define la energía a subir como los incrementos de producción o importación de energía y las disminuciones de consumo o exportación de energía.

c La energía a bajar tiene signo negativo. Se define la energía a bajar como las disminuciones de producción o importación de energía y los incrementos de consumo o exportación de energía.

d Los derechos de cobro tienen signo positivo. Las obligaciones de pago tienen signo negativo.

3.2 Magnitudes

Las magnitudes a las que se hace referencia en los textos y fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán expresadas en las siguientes unidades:

a Las magnitudes de energía se entenderán expresadas en MWh con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de energía en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.

b Las magnitudes de potencia se entenderán expresadas en MW con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de potencia en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.

c Los precios de energía se entenderán expresados en euros por MWh con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

d Los precios de potencia se entenderán expresados en euros por MW con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

e Los porcentajes se entenderán ya divididos por 100.

f Los derechos de cobro y obligaciones de pago se entenderán expresados en euros con dos decimales, efectuándose, en su caso, el redondeo necesario.

3.3 Fórmulas

Los términos de las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán referidos a valores de una hora, salvo mención expresa en otro sentido.

El término «PMD» en las fórmulas de este Procedimiento de Operación significa Precio del Mercado Diario.

En las fórmulas de reparto se aplicará el método de redondeo de mínimo error para obtener resultados redondeados que sumen la cantidad a repartir.

3.4 Términos

En este procedimiento el término *consumidor directo* se refiere a Consumidor Directo en Mercado.

Unidad de programación de comercialización se refiere a la unidad de programación de un comercializador para compra de energía para suministro a sus clientes nacionales en la península.

Unidad de programación de consumidor directo se refiere a la unidad de programación de consumidores directos para compra de energía para su consumo en la península.

Unidad de adquisición para demanda se refiere, en general, a las unidades de programación de los dos párrafos anteriores.

Unidad u se refiere a unidad de programación.

4. Restricciones técnicas del PBF

4.1 Modificaciones del PBF por criterios de seguridad

4.1.1 Restricciones técnicas del PBF a subir en fase 1 a unidades de venta

4.1.1.1 Oferta simple

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta simple, por no ser aplicable la oferta compleja, dará lugar a un derecho de cobro de la unidad *u,* por cada bloque de energía *b* asignado*,* que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVOS_{u,b} = ERPVPVOS_{u,b} \times POPVPVOS_{u,b} + NACCC_u \times PAC_u$$

donde:

$ERPVPVOS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque *b* de oferta simple de la unidad *u* asignada en fase 1

$POPVPVOS_{u,b}$ = Precio ofertado correspondiente a oferta simple para el bloque *b* de la unidad *u*

NACCCu = Número de arranques diarios de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multieje.

PACu = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

4.1.1.2 Oferta compleja

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja dará lugar a un derecho de cobro de la unidad *u* que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVOC_u = ERPVPVOC_u \times POPVPVDIA_u$$

donde:

$ERPVPVOC_u$ = Energía a subir de la unidad *u,* en aplicación de la oferta compleja

$POPVPVDIA_u$ = Precio aplicable para todas las horas del día resultante de la aplicación de la oferta compleja y obtenido del siguiente modo:

$$POPVPVDIA_u = \text{mínimo}(IMPPVP_u, IMPPHF_u) / \sum_h ERPVPVOC_{u,h}$$

Siendo $IMPPVP_u$ e $IMPPHF_u$ los ingresos diarios de la unidad *u* que resultarían de la aplicación de la oferta compleja al programa por restricciones en el PVP y al PHF respectivamente, según lo establecido a continuación:

$$IMPPVP_u = NAF_{u,pvp} \times PAF_u + NAC_{u,pvp} \times PAC_u + NHES_{u,pvp} \times PHC_u + ERPVP_u \times PEC_u$$

donde:

$NAF_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PVP

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja

$NAC_{u,p}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PVP

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja

$NHES_{u,pvp}$ = Número de horas diarias con energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja

PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja

$ERPVP_u$ = Energía diaria a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja

Se considera que existe un arranque programado en PVP en la hora h cuando en dicha hora no hay energía asignada por PBF, hay energía asignada por restricciones técnicas a subir en fase 1 y en la hora anterior no hay energía asignada ni en PBF ni por restricciones técnicas en fase 1 a subir. Sí el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora h con programa cero de PBF más fase 1 a subir es igual o menor que cuatro, el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

$$IMPPHF_u = NAF_{u,phf} \times PAF_u + NAC_{u,phf} \times PAC_u + NHR_{u,phf} \times PHC_u + PHF_{u,phf} \times PEC_u - IMDCBMI$$

donde:

$NAF_{u,phf}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PHF

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja

$NAC_{u,phf}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PHF

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja

$NHR_{u,phf}$ = Número de horas diarias con PHF mayor que cero

PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja

$PHF_{u,phf}$ = Energía diaria del PHF en el día

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja

$IMDCBMI_u$ = Suma de ingresos diarios en las tres primeras horas en el mercado diario y contratos bilaterales, calculados por valoración a precio marginal del mercado diario de la energía del PBF, y del saldo diario de las sesiones del mercado intradiario, de la fase 2 de restricciones del PBF y de las restricciones del mercado intradiario.

Sí IMDCBMI < 0 entonces IMDCBMI = 0

Sí $IMPPHF_u < 0$, entonces $IMPPHF_u = 0$

Se considera que existe un arranque programado en PHF en la hora h cuando en dicha hora no hay energía asignada por PBF, hay energía asignada por restricciones técnicas en fase 1 a subir y en alguna hora anterior no hay energía asignada en PHF. Sí el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora h con programa cero de PHF es igual o menor que cuatro el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

4.1.1.3 Sin oferta o insuficiencia de la oferta existente

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF por mecanismo excepcional de resolución dará lugar a un derecho de cobro de la unidad *u* que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1{,}15 \times PMD$$

donde:

$ERPVPVMER_u$ = Energía redespachada a subir por restricciones técnicas del PBF por mecanismo excepcional de resolución de la unidad de venta *u*

4.1.2 Restricciones técnicas del PBF a subir en fase 1 a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación

4.1.2.1 Transacción del mercado diario

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación correspondientes a transacciones del mercado diario, se considerará como una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a un derecho de cobro de la unidad *u*, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPC_u = ERPVPC_u \times PMD$$

donde:

$ERPVPC_u$ = Energía a subir redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PBF de la unidad de compra *u*

4.1.2.2 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación de la transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física no dará lugar a liquidación económica alguna.

4.1.3 Restricciones técnicas del PBF a bajar en fase 1 a unidades de venta

4.1.3.1 Transacción del mercado diario

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones del mercado diario se considerará como una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a una obligación de pago para la unidad *u,* que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERPVPV_u = ERPVPVB_u \times PMD$$

donde:

$ERPVPVB_u$ = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PBF de la unidad de venta *u*

4.1.3.2 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional no de bombeo

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones asociadas a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional, excluido el bombeo, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERPVPCBN_{u,cb} = ERPVPCBN_{u,cb} \times PMD$$

donde:

$ERPVPCBN_{u,cb}$ = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PBF de la unidad *u* por el contrato bilateral *cb*

4.1.3.3 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo de bombeo o a una exportación

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones asociadas a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo de bombeo o a una exportación no dará lugar a liquidación económica alguna.

4.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones a subir de fase 1

Se revisarán los arranques programados comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación.

Sí hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en el apartado 4.1.1.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todas las horas del día con energía programada a subir en fase 1, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la programada por seguridad en el PVP, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida de una hora sea inferior a la programada por seguridad en el PVP se anotará una obligación de pago o un derecho de cobro calculados según la fórmula siguiente:

$$OPEINCPVP_u = EINCPVP_u \times (PMEDPVPS_u - PMD) \text{ si } PMEDPVPS_u > PMD$$

$$DCEINCPVP_u = EINCPVP_u \times (PMEDPVPS_u - PMD) \text{ si } PMD > PMEDPVPS_u$$

donde:

$EINCPVP_u$ = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad *u* descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

$PMEDPVPS_u$ = Precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF en la fase 1 de la unidad *u*.

La energía incumplida se calcula según la fórmula siguiente:

$$EINCPVP_u = MAX [- ERPVP_{u,} MIN (0, MEDRTR - PVP)]$$

donde:

$$MEDRTR = MBC, \text{ si } RTR \geq 0 \text{ o si } PVP \leq PHF + TG$$

$$MEDRTR = MAX(PBF, MBC) + MIN [PVP - (PHF+TG), - RTR] \text{ si } RTR<0 \text{ y}$$

$$PVP \geq PHF + TG$$

MEDRTR: medida empleada para el cálculo del incumplimiento de energía a subir de fase 1, en la que se descuenta el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real

MBC: medida en barras central, según se establece en el apartado 14.2

TG: suma de energia de regulación terciaria, gestión de desvíos y restricciones en tiempo real

RTR: suma de energía de restricciones en tiempo real

4.1.5 Energía retirada por congestión en frontera internacional

La energía retirada del Programa Base de Funcionamiento a las unidades de venta o adquisición de transacciones asociadas a un contrato bilateral con entrega física por congestión en frontera internacional no darán lugar a liquidación económica alguna.

4.2 Reequilibrio generación-demanda

La energía asignada a bajar, para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, a unidades de venta de energía correspondiente a contratos bilaterales cuya demanda haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, no dará lugar a liquidación económica alguna.

La energía asignada a subir, para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, a unidades de adquisición de energía (consumo de bombeo o, exportación) correspondiente a contratos bilaterales cuya generación ha sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, no dará lugar a liquidación económica alguna.

4.2.1 Energía programada a subir en fase 2 de restricciones técnicas

4.2.1.1 Con oferta simple presentada

La asignación de energía a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a un derecho de cobro de la unidad *u,* por cada bloque de energía *b* asignado*,* que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOOSS_{u,b} = ERECOOSS_{u,b} \times POECOS_{u,b}$$

donde:

$ERECOOSS_{u,b}$ = Energía del bloque *b* de oferta simple de la unidad *u* asignada en fase 2

$POECOS_{u,b}$ = Precio de la oferta simple de energía a subir del bloque *b* de la unidad *u*, para el proceso de resolución de restricciones técnicas

4.2.1.2 Sin oferta simple presentada

4.2.1.2.1 Unidades de adquisición

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOS_u = ERECOS_u \times 0{,}85 \times PMD$$

donde:

$ERECOS_u$ = Energía a subir a la unidad *u* en fase 2*,* sin oferta disponible.

4.2.1.2.2 Unidades de venta

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta simple de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOSOS_u = ERECOSOS_u \times 0{,}85 \times PMD$$

donde:

$ERECOSOS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad *u,* sin oferta presentada

Cuando se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1{,}15 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad *u,* sin oferta disponible

Cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1{,}15 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad *u,* sin oferta disponible

4.2.2 Energía programada a bajar en fase 2 de restricciones técnicas

4.2.2.1 Con oferta simple presentada

La asignación de energía a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a una obligación de pago de la unidad *u,* por cada bloque de energía *b* asignado*,* que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOOSB_{u,b} = ERECOOSB_{u,b} \times POECOB_{u,b}$$

donde:

$ERECOOSB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque *b* de la oferta simple de la unidad *u* asignada en fase 2

$POECOB_{u,b}$ = Precio de la oferta de energía a bajar del bloque *b* de la unidad *u*, para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

4.2.2.2 Sin oferta presentada

4.2.2.2.1 Unidades de adquisición

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOMERB_u = ERECOMERB_u \times 0{,}85 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERB_u$ = Energía a bajar en fase 2 a la unidad u*,* sin oferta disponible

4.2.2.2.2 Unidades de venta

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOSOB_u = ERECOSOB_u \times 1{,}15 \times PMD$$

donde:

$ERECOSOB_u$ = Energía a bajar en fase 2 a la unidad de venta u*,* sin oferta presentada

4.3 Sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF (SCPVP) se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 4.1.1 a 4.1.4 y de los apartados 4.2.1 y 4.2.2.

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBC_{ua}. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición *ua* correspondiente al pago del sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF se calcula según la siguiente fórmula:

$$OPSCPVP_{ua} = SCPVP \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

5. Banda de regulación secundaria

5.1 Banda de regulación secundaria

La asignación de potencia para banda de regulación secundaria dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad *u* con banda asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCBAN_u = BAN_u \times PMBAN$$

donde:

BAN_u = Banda de regulación secundaria asignada a la unidad *u*
PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria

En los casos en que se asigne banda de regulación por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de la banda en el periodo horario correspondiente o, en su defecto, por el máximo precio de banda de la misma hora en los siete días anteriores.

Los redespachos de energía a subir o a bajar necesarios para obtener la banda asignada por mecanismo excepcional de resolución darán lugar, respectivamente, a un derecho de cobro o a una obligación de pago. El precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15, si es energía a subir, o de 0,85, si es energía a bajar, por el precio marginal del mercado diario en el periodo horario correspondiente. El sobrecoste de esta asignación de energía será la diferencia entre el importe resultante y el resultado de valorar la energía al precio marginal del mercado diario.

5.2 Variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real

5.2.1 Penalización a la zona de regulación por los ciclos en que permanezca en «off»

El coste de la penalización por los ciclos en que la zona *z* está en «off» dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFF_z = OFF_z \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$OFF_z = - KA_z \times [RNTS + RNTB] \times TOFF_z / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria
KI = Coeficiente de incumplimiento publicado por el Operador del Sistema, previa autorización de la CNMC. A la entrada en vigor de este procedimiento, el valor será 1,5.
KA_z = Coeficiente de participación de la zona de regulación *z* en la reserva del sistema
RNTS = Reserva nominal total a subir del sistema
RNTB = Reserva nominal total a bajar del sistema
$TOFF_z$ = Ciclos en «off» de la zona de regulación *z*, con excepción de aquellos que lo estén por indicación del operador del sistema
TRCP = Número de ciclos activos de la regulación secundaria en la hora

5.2.2 Bonificación a la zona de regulación por reserva residual superior a la asignada

La bonificación por reserva residual superior a la asignada dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRS_z = RRS_z \times PMBAN \times KB$$

siendo:

$$RRS_z = (RRSP_z + RRBP_z) / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria
KB = Coeficiente de bonificación que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1

$RRSP_z$ = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación *z* y su banda de potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia

$RRBP_z$ = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación *z* y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia

5.2.3 Penalización a la zona de regulación por reserva residual inferior a la asignada

El coste de la penalización por reserva residual inferior, que tiene valor negativo por serlo $RRSN_z$ y $RRBN_z$, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRI_z = RRI_z \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$RRI_z = (RRSN_z + RRBN_z) / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria

KI = Coeficiente de incumplimiento que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1.

$RRSN_z$ = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia

RRBNz = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia

5.3 Coste fijo total de la asignación de banda de regulación secundaria

El coste fijo total de la banda de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 5.1 y 5.2 excepto los derivados de redespachos de energía indicados en el apartado 5.1, en los que formará parte del coste fijo total el sobrecoste de los mismos.

El coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBC_{ua}. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, *ua*, correspondiente al pago de la banda se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPCFBAN_{ua} = CFBAN \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

6. Restricciones técnicas del mercado intradiario

6.1 Ofertas de venta retiradas para solución de restricciones técnicas a la casación del mercado intradiario o para el reequilibrio generación-demanda posterior

La retirada de una oferta de venta de energía incluida en la casación del mercado intradiario dará lugar a una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a una obligación de pago para la unidad *u* calculada según la fórmula siguiente:

$$OPRTMI_{u,s} = ERVMI_{u,s} \times PMI_s$$

donde:

$ERVMI_{u,s}$ = Energía retirada a la unidad *u* en el proceso de solución de restricciones a la correspondiente sesión *s* del mercado intradiario

PMI_s = Precio marginal de la correspondiente sesión *s* del mercado intradiario

6.2 Ofertas de adquisición retiradas para solución de restricciones técnicas a la casación del mercado intradiario o para el reequilibrio generación-demanda posterior

La retirada de una oferta de compra de energía incluida en la casación del mercado intradiario dará lugar a una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a un derecho de cobro para la unidad *u* que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRTMI_{u,s} = ERCMI_{u,s} \times PMI_s$$

donde:

$ERCMI_{u,s}$ = Energía retirada a la unidad u en el proceso de solución de restricciones a la correspondiente sesión *s* del mercado intradiario

PMI_s = Precio marginal de la correspondiente sesión *s* del mercado intradiario

7. Restricciones técnicas en tiempo real

7.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir

7.1.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta de terciaria

La asignación de energía a subir por restricciones en tiempo real empleando la oferta de terciaria dará lugar a un derecho de cobro a la unidad *u* por cada bloque de energía *b* que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTRT_{u,b} = ERTRTS_{u,b} \times POTERS_{u,b} + NACCC_u \times PAC_u$$

donde:

$ERTRTS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque *b* de la oferta de terciaria a subir de la unidad *u* por solución de restricciones en tiempo real

$POTERS_{u,b}$ = Precio ofertado para terciaria a subir para el bloque de energía b

NACCCu = Número de arranques diarios de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multieje.

PACu = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

7.1.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PBF

La asignación de energía a subir por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones dará lugar a un derecho de cobro para la unidad que se calcula según sea de aplicación la oferta simple o compleja.

7.1.2.1 Oferta simple

El derecho de cobro de la unidad *u* por cada bloque de energía *b* asignado se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTROS_{u,b} = ERTROSS_{u,b} \times POSS_{u,b} + NACCC_u \times PAC_u$$

donde:

$ERTROSS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque *b* de la oferta simple de la unidad *u* por solución de restricciones en tiempo real

$POSS_{u,b}$ = Precio de la oferta simple a subir para el bloque de energía *b*

7.1.2.2 Oferta compleja

Los derechos de cobro o, en su caso, obligaciones de pago por la energía limitada por restricciones en tiempo real a unidades que hayan presentado oferta compleja y ésta sea de aplicación, se calculan según las fórmulas siguientes:

$$DCRTROC_u = DCERTROC_u + DCELTROC_u$$

Donde:

$$DCERTROC_u = ERTROCS_u \times POCHORA_u$$

$$DCELTROC_u = Mín\ (ELTROCS_u - ERTROCS_u, PHF_u) \times (POCHORA_u – PMI_{u)}$$

Sí el importe de $DCELTROC_u$ es negativo se anotará obligación de pago.

$ERTROCS_u$ = Energía programada a subir a en la hora a la unidad u por restricciones en tiempo real con aplicación de oferta compleja.

$ELTROCS_u$ = Energía limitada en la hora a la unidad u por restricciones en tiempo real con aplicación de oferta compleja.

PHF_u = Energía del último programa horario final de la unidad u.

PMI_u = Precio medio de la energía del programa horario final de la unidad u en la hora obtenido por su participación en el mercado intradiario.

$POCHORA_u$ = Precio horario de la oferta compleja para la energía limitada en la hora h, calculado según las fórmulas siguientes.

$POCHORA_u = (NAF_u \times PAF_u + NAC_u \times PAC_u + HLIM \times PHC_u + PECu \times ENELIM) / ENELIM$

NAF_u = Número de arranques diarios en frío.

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

NAC_u = Número de arranques diarios en caliente.

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

HLIM = Horas con energía limitada a la unidad u por restricciones en tiempo real.

PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.

PECu = Precio por energía en la oferta compleja.

ENELIM = Energía con limitación a bajar por restricciones en tiempo real en el día con oferta compleja

$$ENELIM = ERTROCS_u + Mín\ (ELTROCS_u - ERTROCS_u, PHF_u)$$

El operador del sistema publicará el precio horario medio de liquidación de la energía limitada por restricciones en tiempo real con oferta compleja del conjunto de productores y el coeficiente diario resultante de dividir la energía total producida en el día entre la energía total limitada.

7.1.3 Restricciones técnicas en tiempo real a subir sin oferta

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente, se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTRMER_u = ERTRMERS_u \times 1{,}15 \times PMD$$

donde:

$ERTRMERS_u$ = Energía programada a subir a la unidad *u* por solución de restricciones en tiempo real sin oferta aplicable

7.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones en tiempo real a subir

Se revisarán los arranques programados comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío al ser revisado puede

convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación.

Sí hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en el apartado 7.1.2.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todas las horas con energía limitada a bajar por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la energía limitada descontando la energía gestión de desvíos y de regulación terciaria a bajar, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida sea inferior a la energía limitada a bajar por restricciones en tiempo real, se determinará el valor de la energía incumplida y se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$OPEINCLTR_u = EINCLTRS_u \times (PORHORA_u - PMD)$$

donde:

$EINCLTRS_u$ = Energía incumplida de limitaciones por restricciones en tiempo real a subir de la unidad u. Se tomará valor cero si en la hora existe energía de restricciones en tiempo real a bajar en la unidad u. Se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLTRS_u = Max\ (-\ ELTRORS_u,\ min\ (0,\ MBCu - max(ELTRORS_u + TGB,\ 0_)))$$

Donde:

MBCu = medida en barras de central, según se establece en el apartado 14.2.

TGB = suma de energía de gestión de desvíos y de regulación terciaria a bajar.

ELTRORSu = energía limitada a bajar en la hora a la unidad u por restricciones en tiempo real.

$PORHORA_u$ = Precio medio de la energía limitada a bajar por restricciones en tiempo real.

$PORHORA_u = (POCHORA_u \times ENELIM + \Sigma_{b,of}\ (ERTR_{u,b,of} \times POTR_{u,b,of})) / (ENELIM + \Sigma_p ERTR_{p,u,b})$

Donde

$ERTR_{u,b,of}$ = energía a subir por restricciones técnicas en tiempo real asignada al bloque b de la unidad u para el tipo de oferta *of* (oferta de terciaria, oferta simple de restricciones, sin oferta o con oferta agotada).

$POTR_{u,b,of}$ = precio por restricciones técnicas en tiempo real a subir que aplica a cada bloque *b* de energía asignada de la unidad *u* para el tipo de oferta *of* (oferta de terciaria, oferta simple de restricciones, sin oferta o con oferta agotada).

7.2 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar

7.2.1 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar con oferta de terciaria

La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta de terciaria dará lugar a una obligación de pago a la unidad *u* por cada bloque de energía *b* que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRT_{u,b} = ERTRTB_{u,b} \times POTERB_{u,b}$$

donde:

$ERTRTB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque *b* de la oferta de terciaria a bajar de la unidad *u* por solución de restricciones en tiempo real

$POTERB_{u,b}$ = Precio ofertado para terciaria a bajar para el bloque de energía *b*

7.2.2 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones

La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones, dará lugar a una obligación de pago para la unidad *u* por cada bloque de energía *b* asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTROS_{u,b} = ERTROSB_{u,b} \times POSB_{u,b}$$

donde:

$ERTROSB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque *b* de la oferta simple a bajar de la unidad *u* por solución de restricciones en tiempo real

$POSB_{u,b}$ = Precio de la oferta simple a bajar para el bloque de energía *b*

7.2.3 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar sin oferta

La obligación de pago por la energía asignada a bajar sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRMER_{u} = ERTRMERB_{u} \times 0{,}85 \times PMD$$

donde:

$ERTRMERB_{u}$ = Energía programada a bajar a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable

7.2.4 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de adquisición de bombeo

En el caso de unidades de adquisición de bombeo la asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real dará lugar a una obligación de pago adicional por las reservas de energía generadas en el vaso superior de dicha unidad de bombeo que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRB_{ucb} = 0{,}7 \times (ERTRTB_{u,b} + ERTROSB_{u,b} + ERTRMERB_{u}) \times PMD$$

7.3 Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real

El sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real se calculará como la diferencia entre la suma de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago de los apartados 7.1 y 7.2 y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio marginal del mercado diario.

El sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real (SCRTR) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBC_{ua}. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición *ua* correspondiente al pago del sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSCRTR_{ua} = SCRTR \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

8. Intercambios internacionales

8.1 Intercambios de apoyo con precio establecido para el mismo

Los intercambios de apoyo entre sistemas que realice el Operador del Sistema mediante compensación económica por la energía suministrada a través de las interconexiones se anotarán para cada interconexión en la cuenta del Operador del Sistema como derecho de cobro, si es en sentido importador, y como obligación de pago, si es en sentido exportador.

El sobrecoste de los intercambios de apoyo se calculará como la diferencia entre los derechos de cobro y obligaciones de pago anteriores y el importe de la energía del intercambio valorada al precio marginal del mercado diario.

El sobrecoste por los intercambios de apoyo con precio establecido será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBC_{ua}. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, *ua*, correspondiente al pago del sobrecoste por los intercambios de apoyo (SCIA) se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSCIA_{ua} = SCIA \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

8.2 Intercambios de apoyo sin precio

Los intercambios de apoyo que realice el Operador del Sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6. La anotación será un derecho de cobro, si el intercambio es en sentido importador y una obligación de pago, si es en sentido exportador.

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{ua}. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

8.3 Intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema

Los intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad, programados por restricciones técnicas del PBF o por restricciones técnicas en tiempo real, darán lugar a las siguientes anotaciones según el sentido del intercambio:

Intercambio en sentido importador:

– Derecho de cobro en la cuenta del Operador del Sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.

– Obligación de pago resultado de importe anterior entre las unidades de adquisición en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{ua}. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

Intercambio en sentido exportador:

– Obligación de pago en la cuenta del Operador del Sistema igual a la suma de los derechos de cobro anotados a las unidades programadas para este intercambio de energía en restricciones técnicas del PBF o de tiempo real, según lo establecido en los apartados 4.1.1. y 7.1.

8.4 Intercambios transfronterizos de energía de balance entre sistemas eléctricos

Los intercambios transfronterizos de energía de balance entre sistemas que realice el operador del sistema se valoraran al precio indicado en los apartados siguientes. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema, a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6.

8.4.1 Intercambio de energías de balance en sentido importador

Sí el intercambio transfronterizo de energías de balance tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro en cada interconexión i que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$DCITB\ i = \sum b\ (EIITBi,b \times PEIITBi,b)$$

EIITBi,b = Energía de importación del bloque de oferta b correspondiente a intercambio transfronterizo de energía de balance en la interconexión i,

PEIITBi,b = Precio del bloque de oferta b asociado a la importación programada en la interconexión i por servicio transfronterizo de energía de balance.

8.4.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador

Sí el intercambio transfronterizo de energía de balance es en sentido exportador se anotará una obligación de pago en cada interconexión i que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPITB\ i = \sum b\ (EEITBi,b \times PEEITBi,b)$$

EEITBi,b = Energía de exportación del bloque de oferta b correspondiente al intercambio transfronterizo de energía de balance en la interconexión i

PEEITBi,b = Precio del bloque de oferta b asociado a la exportación programado en la interconexión i por servicio transfronterizo de energía de balance.

9. Gestión de desvíos

9.1 Gestión de desvíos a subir

La asignación de energía a subir por el procedimiento de resolución de desvíos da lugar a un derecho de cobro para cada unidad *u* en la sesión *s* que se calcula según la fórmula siguiente*:*

$$DCPRD_{u,s} = EPRDS_{u,s} \times PMPRDS_{s}$$

donde:

$EPRDS_{u,s}$ = Energía asignada a subir por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad *u* en la sesión *s*

$PMPRDS_{s}$ = Precio marginal de la asignación de energía a subir por el procedimiento de resolución de desvíos en la sesión *s*

Sí la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el máximo precio marginal de la asignación de desvíos a subir en las sesiones de la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

9.2 Gestión de desvíos a bajar

La asignación de energía a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos da lugar a una obligación de pago para cada unidad en la sesión *s* que se calcula según la fórmula siguiente*:*

$$OPPRD_{u,s} = EPRDB_{u,s} \times PMPRDB_{s}$$

donde:

$EPRDB_{u,s}$ = Energía asignada a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad *u* en la sesión *s*

$PMPRDB_{s}$ = Precio marginal de la asignación de energía a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos en la sesión *s*

Sí la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el mínimo precio marginal de la asignación de

desvíos a bajar en las sesiones de la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

10. Regulación terciaria

10.1 Regulación terciaria a subir

La asignación de energía de regulación terciaria energía a subir da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente*:*

$$DCTER_u = ETERS_u \times PMTERS$$

donde:

$ETERS_u$ = Energía terciaria asignada a subir a la unidad *u*
PMTERS = Precio marginal de la asignación de terciaria a subir

Sí la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de regulación terciaria a subir de la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

10.2 Regulación terciaria a bajar

La asignación de energía de regulación terciaria energía a bajar da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente*:*

$$OPTER_u = ETERB_u \times PMTERB$$

donde:

$ETERB_u$ = Energía terciaria asignada a bajar a la unidad *u*
PMTERB = Precio marginal de la asignación de terciaria a bajar

Sí la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el precio marginal de regulación terciaria a bajar de la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

11. Regulación secundaria

11.1 Regulación secundaria a subir

La aportación de energía de regulación secundaria a subir por cada zona de regulación *z* da lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente*:*

$$DCSEC_z = ESECS_z \times PMSECS \times CATS$$

donde:

CATS = 1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a subir, en caso contrario, CATS será igual a 1,15
$ESECS_z$ = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación *z*
PMSECS = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a subir

11.2 Regulación secundaria a bajar

La asignación de energía de regulación secundaria a bajar da lugar a una obligación de pago para cada zona de regulación *z* que se calcula según la fórmula siguiente*:*

$$OPSEC_z = ESECB_z \times PMSECB \times CATB$$

donde:

CATB = 1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a bajar, en caso contrario CATB será igual a 0,85

$ESECB_z$ = Energía de regulación secundaria aportada a bajar por la zona de regulación *z*

PMSECB = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a bajar

12. Incumplimiento de las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria

El cumplimiento del saldo neto de las asignaciones de energía de gestión de desvíos y terciaria se verificará de forma agregada para cada zona de regulación, *z*, y de forma agregada para las unidades de producción con asignación de gestión de desvíos y energía terciaria del mismo sujeto de liquidación no pertenecientes a zona de regulación, *s*

12.1 Incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a subir

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del sujeto de liquidación, o del sujeto de liquidación, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a subir de gestión de desvíos y de terciaria, no pertenecientes a zona de regulación y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a subir.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria de la zona de regulación o del sujeto de liquidación se calculará de la forma siguiente.

$$OPEINCLEBALS_{z,s} = EINCLEBALS_{z,s} \times PBAL_{z,s} \times 0{,}2$$

donde:

$EINCLEBALS_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a subir de la zona z o del sujeto de liquidación s. Se tomará valor cero si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Sí en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

La energía incumplida para cada zona de regulación o cada sujeto de liquidación se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLEBALS_{z,s} = máx\ (-\ STGS_{z,s},\ min\ (0,\ \Sigma_{z,s}\ MBC_u - EREFS_{z,s)})$$

Donde:

$MBC_{u,}$ = medida en barras de central, según se establece en el apartado 14.2 de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al sujeto de liquidación *s*.

$EREFS_{z,s} = \Sigma_{z,s}\ PHF_u + SRTRS_{z,s} + STGS_{z,s} + (ESECS_z + ESECB_z)$

$SRTRS_{z,s}$ = saldo neto a subir de energía de restricciones en tiempo real, de la zona de regulación z o del sujeto de liquidación s, obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del sujeto de liquidación.

$STGS_{z,s}$ = saldo neto a subir de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o al sujeto de liquidación obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en la zona de regulación z o pertenecientes al sujeto de liquidación s.

$PBAL_{z,s}$ = precio medio de la energía asignada a subir por gestión de desvíos y regulación terciaria a las unidades integradas en la zona de regulación z o las unidades pertenecientes al sujeto de liquidación s.

$PBAL_{z,s} = [\Sigma_u\ (ETERS_u \times PMTERS) + \Sigma_{u,s}(EPRDS_{u,s} \times PMPRDS_{s)}]\ /\ [\Sigma_u ETERS_{u+} \Sigma_{u,s} EPRDS_{u,s}]$

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a subir de gestión de desvíos y terciaria del sujeto de liquidación, s, se repartirá entre las unidades de

programación u con incumplimiento a subir del sujeto de liquidación, en proporción a su incumplimiento, según la fórmula siguiente:

$$OPEINCLEBALS_u = OPEINCLEBALS_s \times EINCLEBALS_u / \Sigma_u EINCLEBALS_{u,s}$$

Donde:

La energía incumplida a subir de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del sujeto de liquidación s se calculará según la fórmula siguiente:

$EINCLEBALS_{,u,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a subir de la unidad u del sujeto de liquidación s. Se tomará valor cero si en la hora unidad tiene asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Sí en la hora unidad tiene saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

$EINCLEBALS_{u,s} = máx (- STGS_{u,s}, min (0, MBC_{u,s} - EREFS_{u,s)})$

$STGS_{u,s}$ = saldo neto a subir de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s.

$EREFS_{u,s} = PHF_{u,s} + SRTRS_{u,s} + STGS_{u,s}$

$SRTRS_{u,s}$ = saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s.

12.2 Incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del sujeto de liquidación, o del sujeto de liquidación, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a bajar de gestión de desvíos y de terciaria, no pertenecientes a zona de regulación y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a bajar.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALB_{z,s} = EINCLEBALB_{z,s} \times PMD$$

donde:

$EINCLEBALB_{z,s}$ =Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar la zona z o del sujeto de liquidación s. Se tomará valor cero si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Sí en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene saldo neto a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

La energía incumplida para cada zona de regulación o cada sujeto de liquidación se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLEBALB_{z,s} = mín (- STGB_{z,s}, max (0, \Sigma_{z,s} MBCu - EREFB_u))$$

Donde:

MBCu = medida en barras de central, según se establece en el apartado 14.2, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al sujeto de liquidación s.

$EREFB_{z,s} = \Sigma_{z,s} PHF_u + SRTRB_{z,s} + STGB_{z,s} + (ESECS_z + ESECB_z)$

$SRTRB_{z,s}$ = energía de restricciones en tiempo real neta a bajar, de la zona de regulación z o del sujeto de liquidación s, obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del sujeto de liquidación.

$STGB_{z,s}$ = saldo neto a bajar de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o el sujeto de liquidación obtenida como suma de las

asignaciones a las unidades u integradas en la zona de regulación z o perteneciente al sujeto de liquidación s.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a bajar de gestión de desvíos y terciaria del sujeto de liquidación, s, se repartirá entre las unidades de programación con incumplimiento a bajar del sujeto de liquidación, en proporción a su incumplimiento según las fórmulas siguientes:

$$OPEINCLEBALB_u = OPEINCLEBALB_s \times EINCLEBALB_{u,s} / \Sigma_u EINCLEBALB_{u,s}$$

Donde:

La energía incumplida a bajar de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del sujeto de liquidación sl se calculará según la fórmula siguiente:

$EINCLEBALB_{u,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar de la unidad u del sujeto de liquidación s. Se tomará valor cero si en la hora unidad tiene asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Sí en la hora unidad tiene saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

$EINCLEBALB_{u,s} = - mín (- STGB_{u,s}, máx (0, MBC_{u,s} - EREFB_{u,s})$

$STGB_{u,s}$ = saldo neto a bajar de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s.

$EREFB_{u,s} = PHF_{u,s} + SRTRB_{u,s} + STGB_{u,s}$

$SRTRB_{u,s}$ = saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s.

12.3 Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria

La suma de las obligaciones de pago por incumplimientos de energía de gestión de desvíos y/o terciaria (OPEINCLEBAL) se repartirá a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua como minoración de los costes de ajustes del sistema. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

Estas unidades tendrán un derecho de cobro en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$DCINCLEBAL_u = - OPEINCLEBAL \times MBC_{ua} / \sum_u MBC_{ua}$$

13. Reducción del programa de consumo de energía por órdenes de reducción de potencia

La reducción del consumo horario de energía programado en el mercado para cada unidad de adquisición debida a órdenes de reducción de potencia se liquidará al precio del mercado diario, según lo establecido en la *Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción*

En cada hora con reducción de consumo de energía de una unidad de adquisición, ua, debida a órdenes de reducción de potencia, se anotará un derecho de cobro a la unidad ua que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCSINT_{ua} = ERSINT_{ua} \times PMD$$

donde

$ERSINT_{ua}$ = Energía elevada a barras de central de la reducción de consumo horario debida a las órdenes de reducción de potencia a consumidores integrados en la unidad ua

PMD = Precio marginal del mercado diario

14. Desvíos entre medida y programa de liquidación

El desvío se calculará en base a la medida en barras de central (MBC) y al Programa Horario de Liquidación (PHL).

14.1 Programa Horario de Liquidación

El Programa Horario de Liquidación (PHL) de la unidad *u* se calculará como la suma de:

– Energía del Programa Horario Final (PHF),
– Energías asignadas en el Programa Horario Operativo, excluida la energía de los desvíos comunicados
– Reducción de consumo debida a órdenes de reducción de potencia $ERSINT_{ua}$.

14.2 Medida en barras de central

La medida en barras de central de la unidad *u* se determinará según los siguientes criterios:

a. La medida en barras de central de las unidades de programación de producción, de las unidades de programación de consumo de bombeo y de las unidades de programación de consumo de servicios auxiliares, será la establecida en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico obtenida a partir de la suma de las medidas de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación.

En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de producción se considerará como valor de la medida el valor cero. En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de consumo de bombeo se considerará como valor de la medida el valor del programa.

En los casos en que la medida de un punto frontera recoja la producción de varias instalaciones de producción, se repartirá este valor proporcionalmente a las medidas individualizadas o, en el caso de ausencia de medida individual para la instalación, proporcionalmente al valor de la potencia instalada.

b. La medida en barras de central de unidades de programación de importación, será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

c. La medida en barras de central de unidades de programación de exportación, será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema, más las pérdidas de transporte en el caso de exportaciones por fronteras con países con los que no se haya firmado acuerdo de reciprocidad, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$MBC_{uexp} = PFI_{uexp} \times (1 + CPER_{frint})$$

donde:

MBC_{uexp} = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación *uexp*

PFI_{uexp} = Energía asignada a la unidad de exportación *uexp* en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

$CPER_{frint}$ = Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional *frint*. El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 145 kV» excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de aplicación, el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 72,5 y no superior a 145 kV». En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

d La medida en barras de central de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBCua = \Sigma pa \Sigma nt\ [MPFCua,pa,nt \times (1+CPERREALpa,nt)]$$

Donde:

MPFCua,pa,nt = Suma de las medidas de la energía consumida en la hora en los puntos frontera de consumidores de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo ua con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt. Este valor será negativo.

CPRREALpa,not = Coeficiente de liquidación horario para consumos con peaje de acceso pa en nivel de tensión nt.

En cada hora, el coeficiente de liquidación horario CPRREALpa,nt se calculará como:

$$CPRREALpa,nt = K \times CPERNpa,nt$$

Donde:

K = Coeficiente de ajuste horario. En cada hora, el coeficiente de ajuste horario K se calculará como el correspondiente al último cierre de medidas disponible según la siguiente fórmula:

$$K = (PERTRA + PERDIS – PEREXP) / PERN$$

Donde:

PERTRA = Pérdidas horarias medidas en la red de transporte.

PERDIS = Pérdidas horarias medidas en todas las redes de distribución.

PEREXP = Pérdidas horarias asignadas a todas las unidades de exportación.

PERN = $\Sigma ua \Sigma pa \Sigma nt$ (MPFCua,pa,nt x CPERNpa,nt).

CPERNpa,nt = Coeficiente de pérdidas para puntos de suministro de consumidores con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt en el periodo tarifario al que corresponda la hora. Estos coeficientes de pérdidas serán los establecidos en la normativa que corresponda para traspasar la energía suministrada a los consumidores a energía suministrada en barras de central.

En caso de que no se disponga de cierre de medidas, y por tanto no se disponga de medidas de todas las unidades de programación de comercialización y consumidor directo, se calculará el saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central SALDOENE como:

$$SALDOENE = MBCprod + MBCimex + MBCliqpot – PHLdemresto$$

Donde:

MBCprod = Medida liquidada de todas las unidades de generación.

MBCimex = Medida liquidada en barras de central de todas las unidades de importación y exportación.

MBCliqpot = Medida liquidada en barras de central a unidades de adquisición para demanda con liquidación potestativa según el apartado 6.6 del PO 14.1.

PHLdemresto = Programa horario de liquidación de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

Este saldo se asignará de forma proporcional al Programa Horario de Liquidación de cada unidad de programación de comercialización y consumidor directo:

$$SALDOENEua = SALDOENE \times PHLua / \Sigma ua\ PHLua$$

Donde:

PHLua = Programa Horario de Liquidación de la unidad de adquisición para demanda ua, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1 de la unidad ua a los que se ha aplicado la liquidación potestativa establecida en el PO 14.1.

SALDOENEua = Asignación a la unidad de programación de adquisición para demanda ua del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central (SALDOENE).

La medida en barras de central de las unidades de programación de comercialización y de consumidores directos se calculará como:

$$MBCua = PHLua + SALDOENEua + MBCliqpot,ua$$

Donde:

MBCliqpot,ua = Medida liquidada en barras de central a la unidad de adquisición para demanda ua con liquidación potestativa según apartado 6.6 del PO 14.1.

e. La medida de las unidades de programación genéricas es cero.

14.3 Precio de los desvíos

A efectos de lo dispuesto en el apartado 14.5 se calculará el saldo neto horario SNSB de las energías a subir y a bajar asignadas:

− por el procedimiento de resolución de desvíos,
− por regulación terciaria,
− por regulación secundaria,
− por servicios transfronterizos de energías de balance entre sistemas,

$$SNSB= \sum_{u,s}(EPRDS_{u,s}+EPRDB_{u,s}) + \sum_{u}(ETERS_{u}+ETERB_{u}) +\sum_{z} (ESECS_{z}+ESECB_{z})+$$

$$+\sum_{i,b}(EIITBi,b + EEITBi,b)$$

14.3.1 Precio de desvíos a subir

Se definen como desvíos a subir los desvíos en sentido de mayor generación y los desvíos en sentido de menor consumo.

Sí SNSB es negativo, el precio horario de los desvíos a subir, a efectos de lo dispuesto en el apartado 14.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$PDESVS = mínimo (PMD, PMPRTSB)$$

donde:

PMPRTSB = Precio medio ponderado de las energías a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria, por servicios transfronterizos de balance según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 8.4.2, 9.2, 10.2 y 11.2 respectivamente, redondeado a dos decimales.

Sí no existe valor para PMPRTSB o, si SNSB es no negativo, el precio de los desvíos a subir será el precio marginal del mercado diario.

14.3.2 Precio de desvíos a bajar

Se definen como desvíos a bajar los desvíos en sentido de menor generación y los desvíos en sentido de mayor consumo.

Sí SNSB es positivo, el precio horario de los desvíos a bajar, a efectos de lo dispuesto en el apartado 14.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$PDESVB = máximo (PMD, PMPRTSS)$$

donde:

PMPRTSS = Precio medio ponderado de las energías a subir asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria,por regulación secundaria, por servicios transfronterizos de balance según los importes anotados conforme a lo

dispuesto en los apartados 8.4.1, 9.1, 10.1 y 11.1, respectivamente, redondeado a dos decimales.

Sí no existe valor para PMPRTSS o si SNSB es no positivo, el precio de los desvíos a bajar será el precio marginal del mercado diario.

14.4 Cálculo de desvíos

14.4.1 Desvío de las zonas de regulación

El desvío de cada zona de regulación *z* se calculará con la fórmula siguiente:

$$DESV_z = \sum_u (MBC_u - PHL_u) \times PUZ_{u,z} - (ESECS_z + ESECB_z)$$

donde:

MBC_u = Medida en barras de central de la unidad de programación *u* integrada en la zona de regulación *z*

PHL_u = Programa Horario de Liquidación de la unidad de programación *u* integrada en la zona de regulación *z*

$PUZ_{u,z}$ = Porcentaje de integración de la unidad de programación *u* en la zona de regulación *z*

$ESSEC_z$ = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación *z*

$EBSEC_z$ = Energía de regulación secundaria a bajar aportada por la zona de regulación *z*

14.4.2 Desvío de las unidades de programación no integradas en zona de regulación

El desvío de cada unidad de programación *u*, no integrada en zona de regulación, de cada unidad de adquisición de demanda, de cada unidad de importación o exportación y de unidades genéricas se calculará con la fórmula siguiente:

$$DESV_u = (MBC_u - PHL_u)$$

donde:

MBC_u = Medida elevada a barras de central de cada unidad de producción o de adquisición *u,* según lo establecido en el apartado 14.2

PHL_u = Programa horario liquidado de cada de cada unidad de producción o de adquisición *u,* según lo establecido en el apartado 14.1

14.5 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los desvíos

A efectos de la determinación de los derechos de cobro y obligaciones de pago por desvíos, se calcularán los desvíos de la siguiente manera:

– El desvío *d* de cada zona de regulación será el desvío calculado en el apartado 14.4.1

– El desvío *d* de cada Sujeto de Liquidación por la actividad de producción sin zona de regulación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación no pertenecientes a zona de regulación. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.

– El desvío *d* de cada Sujeto de Liquidación por la actividad de comercialización para clientes nacionales y de adquisición para consumidores directos será la suma del desvío de sus unidades de programación y de los desvíos de aquellas unidades de programación de adquisición para clientes nacionales de otros comercializadores con los cuales ha realizado contratos bilaterales y es el sujeto comercializador que se responsabiliza frente al operador del sistema de su gestión, en virtud de lo dispuesto en el artículo 20.6 del Real Decreto 2019/1997, modificado por el Real Decreto1454/2005, y en el P.O.14.1. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.

– El desvío *d* por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de exportación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de exportación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.

– El desvío *d* por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de importación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de importación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.

– El desvío *d* de cada sujeto por las unidades de programación genéricas habilitadas instrumentalmente en la normativa vigente será la suma de los desvíos de dichas unidades. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2 considerando valor de medida igual a cero.

14.5.1 Desvío positivo

Sí el desvío *d* calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 14.5. es positivo, el precio a aplicar al desvío *d* será el precio del desvío a subir, PDESVS, calculado según lo establecido en el apartado 14.3. El importe será positivo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$ECODESV_d = DESV_d \times PDESVS$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío *d* según los siguientes criterios:

a La unidad *u* o zona *z* cuya contribución al desvío *d* haya sido negativa ($DESV_{uz,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDESV_{uz,d} = DESV_{uz,d} \times PMD$$

b La unidad *u* o zona *z* que haya contribuido positivamente ($DESV_{uz,p} > 0$) al desvío *d* tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDESV_{uz,d} = DESV_{uz,d} \times PMD + DESV_{uz,d} \times DESV_d \times (PDESVS - PMD)/ \sum_u DESVP_{uz,d}$$

donde:

$$\sum_u DESVP_{uz,d} = \text{suma de los desvíos positivos } DESVP_{uz,d} = DESV_{uz,d} > 0$$

Como consecuencia de las anotaciones en a. y b. anteriores se cumple la igualdad:

$$ECODESV_d = \sum_{uz} DCDESV_{uz,d} + \sum_{uz} OPDESV_{uz,d}$$

14.5.2 Desvío negativo

Sí el desvío *d* calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 14.5 es negativo, el precio a aplicar al desvío *d* será el precio del desvío a bajar, PDESVB, calculado según lo establecido en el apartado 14.3. El importe será negativo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$ECODESV_d = DESV_d \times PDESVB$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío *d* según los siguientes criterios:

a. La unidad *u* o zona *z* cuya contribución al desvío *d* haya sido positiva ($DESV_{uz,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDESV_{uz,d} = DESV_{uz,d} \times PMD$$

b. La unidad *u* o zona *z* que haya contribuido negativamente ($DESV_{uz,d} < 0$) al desvío *d* tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDESV_{uz,d} = DESV_{uz,d} \times PMD + DESV_{uz,d} \times DESV_d \times (PDESVSB - PMD)/ \sum_u DESVN_{uz,d}$$

donde:

$\sum_u DESVN_{uz,d}$ = suma de los desvíos negativos $DESVN_{uz,d} = DESV_{uz,d} < 0$

Como consecuencia de las anotaciones en a. y b. anteriores se cumple la igualdad:

$$ECODESV_d = \sum_{uz} DCDESV_{uz,d} + \sum_{uz} OPDESV_{uz,d}$$

14.5.3 Desvío cero

Sí el desvío *d* calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 14.5 es cero, el importe económico será cero. Los derechos de cobro y las obligaciones de pago de las unidades de programación que producen el desvío cero se calcularán según los siguientes criterios:

a. La unidad *u* con desvío positivo ($DESV_{u,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDESV_{u,d} = DESV_{u,d} \times PMD$$

b. La unidad *u* con desvío negativo ($DESV_{u,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDESV_{u,d} = DESV_{u,d} \times PMD$$

14.6 Desvíos internacionales entre sistemas

Los desvíos internacionales entre sistemas se calculan como diferencia entre la medida en los puntos frontera con otros sistema eléctricos y el programa acordado entre los operadores de los sistemas. Se valorarán al precio del desvío establecido en el apartado 14.3 que sea aplicable realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O.14.6.

En cada hora se sumarán los desvíos internacionales por cada interconexión internacional

$$DIR = \sum_{frint} DIR_{frint}$$

donde:

DIR_{frint} = Desvío internacional en la frontera *frint,*

Sí la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es positiva se anotará en la cuenta de compensación un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDIR = DIR \times PDESVS$$

Sí la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es negativa se anotará en la cuenta de compensación una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDIR = DIR \times PDESVB$$

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{ua}. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

14.7 Acciones coordinadas de balance con otros sistemas

La energía de las acciones coordinadas de balance con otros sistemas se valorará desde el sistema español al precio de desvíos establecido en el apartado 14 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del Operador del Sistema para su utilización de acuerdo con lo establecido en el P.O.4.1.

Sí la acción de balance es en sentido importador (ABI) se anotará un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCAB = ABI \times PDESVS$$

Sí la acción de balance es en sentido exportador (ABE) se anotará una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPAB = ABE \times PDESVB$$

14.8 Asignación del excedente o déficit de la valoración de desvíos

Como consecuencia del método de valoración de los desvíos, el saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora (SALDOLIQ) será un excedente, o en su caso, un déficit.

El excedente (SALDOLIQ < 0) se repartirá a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBC_{ua} como minoración de los costes de restricciones técnicas y de banda. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

En caso de excedente estas unidades tendrán un derecho de cobro en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$DCAJDV_u = - SALDOLIQ \times MBC_{ua} / \sum_u MBC_{ua}$$

En el caso de que se produjera un déficit en la hora (SALDOLIQ > 0) las unidades anteriores tendrán una obligación de pago en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$OPAJDV_u = - SALDOLIQ \times MBC_{ua} / \sum_u MBC_{ua}$$

15. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas

15.1 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en PBF

Tras el preceptivo informe de la CNMC, el saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PBF dará lugar a la siguiente obligación de pago:

$$OPUPGPBF= -abs(\sum_{ug} ENPBF_{ug}) \times PMD \times 1,3$$

donde:

$ENPBF_{ug}$ = Energía en PBF de la unidad de programación genérica *ug.*

Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.

15.2 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHF

Tras el preceptivo informe de la CNMC, el saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PHF dará lugar a la siguiente obligación de pago en cada hora *h*:

$$OPUPGPHF = -abs(\sum_{ug} ENPHF_{ug}) \times PMD \times 0{,}15 \times NS$$

donde:

$ENPHF_{ug}$ = Energía en el último PHF de la hora de la unidad de programación genérica *ug.*

NS = Número de sesiones válidas del mercado intradiario para la hora *h.*

Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.

15.3 Excedente por las obligaciones de pago por fallos de programación

El excedente generado por las obligaciones de pago de los apartados 15.1 y 15.2 se repartirá según el método descrito en el apartado 14.8. *Asignación del excedente o déficit de la valoración de los desvíos.*

16. Liquidación de las unidades de programación del enlace entre el sistema electrico peninsular y el sistemas electrico balear

16.1 Restricciones técnicas en el mercado intradiario

Los redespachos de energía necesarios para resolver las restricciones técnicas identificadas o para el reequilibrio generación- demanda se liquidarán al precio de la correspondiente sesión del mercado intradiario.

16.2 Modificaciones del programa posteriores al PHF

Las modificaciones en el programa de las unidades de programación del enlace posteriores a las distintas sesiones del mercado intradiario se liquidarán al precio del mercado diario.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo (SALDOLIQ) al que se hace referencia en el apartado 14.8.

16.3 Desvío del programa

El desvío neto del programa de energía del enlace del sistema eléctrico peninsular con el sistema eléctrico balear se calculará como diferencia entre la energía medida en el punto frontera del enlace con el sistema peninsular y el programa horario de liquidación neto de las unidades de programación del enlace y se liquidará al precio del desvío establecido en el apartado 14.3 según su sentido. El importe se repartirá proporcionalmente entre las unidades de programación del enlace según su programa.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo (SALDOLIQ) al que se hace referencia en el apartado 14.8.

16.4 Efectos en la liquidación de Baleares

Los derechos de cobro y obligaciones de pago anotados en los apartado 16.1, 16.2 y 16.3, así como la energía liquidada, se considerarán en la liquidación del despacho de Baleares, según se establece en el apartado 2 del anexo del Real Decreto 1623/2011.

Como resultado de la suma de los importes liquidados en el sistema peninsular y de los importes liquidados en el despacho balear a los comercializadores de último recurso, el coste final de adquisición de los comercializadores de último recurso en el sistema balear será el establecido en la disposición adicional decimoquinta del Real Decreto 485/2009 de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

17. Liquidación del control del factor de potencia

Desde la fecha de entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, el servicio de ajuste de control del factor de potencia, se liquidará según lo establecido en el Anexo III del Real Decreto 413/2014.

P.O. 14.8 SUJETO DE LIQUIDACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN

1. Objeto

El objeto de este procedimiento de operación es establecer las actuaciones necesarias para la correcta asignación de las liquidaciones de las instalaciones de producción al Sujeto de Liquidación que corresponda en cada momento ante el Operador del Sistema, sin perjuicio de lo establecido con carácter general en el Procedimiento de Operación 14.1 y en el Procedimiento de Operación 14.2.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento de operación es de aplicación a los sujetos de liquidación ante el Operador del Sistema de instalaciones de producción en el sistema eléctrico español, los representantes directos, a los encargados de la lectura de los puntos frontera de instalaciones de producción y al Operador del Sistema.

3. Definiciones

El término «Ley 24/2013» en este procedimiento se refiere a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El término «P.O. 14.1» en este procedimiento se refiere al procedimiento de operación P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.

El acrónimo «RAIPEE» en este procedimiento se refiere al registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica establecido en el artículo 21.2 de la Ley 24/2013.

El acrónimo «CIL» en este procedimiento se refiere al Código de Identificación de Liquidación asignado por el Encargado de la Lectura a los efectos, en su caso, de la normativa vigente.

El término «instalación» en este procedimiento se refiere a cada instalación de producción y se identifica por su clave de registro en el RAIPEE y, en su caso, por su CIL.

El término «unidad de programación» en este procedimiento se refiere a las entidades definidas en los procedimientos de operación para la programación de la producción en los sistemas eléctricos.

El término «Sujeto de Liquidación» en este procedimiento se refiere al sujeto responsable financieramente ante el Operador del Sistema de la liquidación de una instalación según lo dispuesto en el P.O. 14.1.

El término «Encargado de la Lectura» en este procedimiento se refiere a la entidad encargada de la lectura de la medida de los puntos frontera de instalaciones de producción de acuerdo con la normativa vigente.

El término «días hábiles» en este procedimiento se refiere a los días definidos como hábiles en el P.O. 14.1.

El término «titular» en este procedimiento se refiere al titular de la instalación de producción o de sus derechos de explotación, y que figure como tal en el RAIPEE.

El término «representante directo» en este procedimiento se refiere al representante del titular que actúa en nombre ajeno y por cuenta ajena de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En este caso, el sujeto de liquidación es el titular de las instalaciones.

El término «representante indirecto» en este procedimiento se refiere al representante del titular que actúa en nombre propio y por cuenta ajena de acuerdo con lo dispuesto en el

artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En este caso, el sujeto de liquidación de las instalaciones del titular es el representante.

4. Responsabilidades

1. El Operador del Sistema será responsable de las siguientes actuaciones:

a) Gestionar y autorizar las solicitudes para el cambio de sujeto de liquidación de cada instalación.

b) Gestionar y autorizar las solicitudes para el cambio de representante directo de cada titular.

c) Gestionar y autorizar las solicitudes para la creación de las unidades de programación que sean necesarias para integrar la energía de las instalaciones en el sistema eléctrico que corresponda conforme a los procedimientos de operación.

d) Poner a disposición de los sujetos de liquidación:

– las unidades de programación de las que es responsable en cada momento.
– las instalaciones incluidas en cada unidad de programación.
– el tipo de sujeto de liquidación (titular, representante indirecto, comercializador).
– en su caso, su representante directo.
– la fecha efectiva de los cambios en los datos anteriores.

e) Poner a disposición de los encargados de la lectura los datos del párrafo d) de las instalaciones de las que sea encargado de la lectura.

f) Poner a disposición del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Operador del Mercado, los datos del párrafo d).

g) Resolver las reclamaciones sobre los cambios de sujeto de liquidación de una instalación o sobre los datos de una instalación a efectos de la liquidación del Operador del Sistema. Los plazos para presentar reclamaciones serán los establecidos en el P.O. 14.1.

2. El encargado de la lectura será responsable de comunicar al Operador del Sistema el alta o baja de los puntos frontera de los que sea encargado de la lectura.

3. El sujeto de liquidación será responsable de las siguientes actuaciones:

a) Solicitar al Operador del Sistema que se le autorice como sujeto de liquidación de una instalación mediante el procedimiento electrónico establecido por el Operador del Sistema y aportando la documentación necesaria y las garantías de pago exigibles conforme al procedimiento de operación 14.3, cumpliendo los plazos establecidos por el Operador del Sistema.

b) Comunicar al Operador del Sistema cualquier cambio en la instalación, y en particular, los cambios de titularidad, aportando la documentación necesaria para la aplicación del cambio.

4. El representante directo será responsable de las siguientes actuaciones:

a) Solicitar al Operador de Sistema que se le autorice como representante directo de las instalaciones de un titular mediante el procedimiento electrónico establecido por el Operador del Sistema y aportando la documentación necesaria.

b) Comunicar al Operador del Sistema cualquier cambio en la instalación, en particular, los cambios de titularidad, aportando la documentación necesaria para la aplicación del cambio.

5. Alta y baja de instalaciones

La fecha de alta provisional de una nueva instalación será la fecha de alta de su punto frontera comunicada por el encargado de la lectura, conforme a lo dispuesto en el reglamento unificado de puntos de medida que será modificada posteriormente por la fecha de inscripción en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas.

El Operador del Sistema asignará el sujeto de liquidación de la nueva instalación desde la fecha de alta según la siguiente precedencia:

1. Sujeto de liquidación que lo haya solicitado y esté autorizado desde la fecha de alta.

2. En su caso, sujeto de liquidación de los CIL con mismo número de identificación del RAIPEE que el nuevo CIL.

3. En su caso, sujeto de liquidación precedente en caso de baja y alta simultánea de los CIL de instalaciones con mismo número de identificación en el RAIPEE.

4. En su caso, representante de referencia que corresponda según la normativa vigente en calidad de representante indirecto.

5. Titular de la instalación.

La fecha de baja provisional de una instalación será la fecha de baja de sus puntos frontera comunicada por el encargado de la lectura, conforme a lo dispuesto en el reglamento unificado de puntos de medida y que será modificada posteriormente por la fecha de cancelación de la inscripción en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas.

De acuerdo a lo establecido en la normativa vigente no se podrá percibir ningún tipo de retribución por la participación en el mercado de producción de energía eléctrica por los vertidos realizados en fecha anteriores a la fecha de inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

6. Cambio de sujeto de liquidación

1. El cambio de sujeto de liquidación se producirá por deseo del titular de la instalación. Deberá ser comunicado por el nuevo sujeto de liquidación con una antelación mínima de 15 días naturales respecto a la fecha de inicio de operación con otro sujeto de liquidación, sin perjuicio de que la fecha de cambio se retrase hasta el cumplimiento de los requisitos establecidos para autorizar el cambio. Hasta la fecha efectiva del cambio, el anterior Sujeto de Liquidación seguirá siendo responsable financiero de la liquidación de los ingresos y costes aplicables a la instalación y de las garantías de pago.

El nuevo sujeto de liquidación aportará al Operador del Sistema la siguiente información:

a) Solicitud del cambio, donde hará constar la clave de registro en el RAIPEE y, en su caso, el CIL, así como la unidad de programación en la que solicita la inclusión de la instalación.

b) La fecha para la que solicita el cambio.

c) En su caso, poder notarial para actuar como representante en nombre propio y por cuenta del titular de la instalación.

d) En su caso, declaración de contrato de comercialización de la energía vertida por la instalación.

e) En su caso, declaración de participación directa como titular.

f) Poder de representación legal de los firmantes de la solicitud.

g) Cualquier otra documentación que sea necesaria para acreditar las condiciones que establezca la normativa vigente en cada momento.

Los documentos mencionados se presentarán según modelos definidos por el Operador del Sistema que estarán disponibles en su página web, pudiendo ser ficheros electrónicos con formato común o documentos con firma electrónica.

2. Estarán exentos del cumplimiento de lo indicado en el apartado anterior, los sujetos de liquidación que desempeñen sus funciones de representación en cumplimiento de lo establecido en el art. 53, apartados 2 y 3, del RD 413/2014, de 6 de Junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En este caso, el Operador del Sistema comunicará a qué comercializador de referencia corresponde la representación de aquellas instalaciones que no cuenten con un representante de acuerdo a lo establecido en los citados apartado 2 y 3 del artículo 53 así como los datos de la empresa titular que figuran en el RAIPEE para que la comercializadora pueda proceder al contacto con el titular de la instalación de producción.

3. El cambio de Sujeto de Liquidación de una instalación no extinguirá las obligaciones de pago que hubiera contraído el sujeto de liquidación anterior, así como las que contrajera en el futuro por liquidaciones pendientes que afecten el periodo en el que era el sujeto de liquidación y se mantendrá la posibilidad de suspensión de las instalaciones del sujeto de

liquidación en los casos y condiciones previstas en los procedimientos de operación. Durante el periodo de suspensión, la energía vertida se liquidará a precio de desvío.

4. Cuando un representante, sea o no sujeto de liquidación, desee dejar de representar a un titular de instalaciones, deberá solicitar el cese de la representación, en los mismos plazos que las altas de representación. En ese caso, las instalaciones pasarán a ser representadas, en su caso, por el comercializador de referencia, a no ser que hubiera otro representante al que se le haya aceptado el alta de la representación de esas instalaciones para la misma fecha. El comercializador de referencia recibirá la información necesaria para desempeñar sus funciones con una antelación mínima de 10 días respecto al inicio efectivo de su representación.

7. Cambio de representante directo

En caso de cambio de representante directo de un titular sin cambio de sujeto de liquidación, el nuevo representante directo aportará al Operador del Sistema la siguiente información:

a) La fecha para la que solicita el cambio.

b) En su caso, poder notarial para actuar como representante en nombre ajeno y por cuenta ajena.

c) Poder de representación legal de los firmantes de la solicitud.

d) Cualquier otra documentación que sea necesaria para acreditar las condiciones que establezca la normativa vigente en cada momento.

Los documentos mencionados se presentarán según modelos definidos por el Operador del Sistema que estarán disponibles en su página web, pudiendo ser ficheros electrónicos con formato común o documentos con firma electrónica.

8. Aplicación de cambios normativos

El Operador del Sistema podrá realizar cambios de sujeto de liquidación o de asignación de instalaciones a unidades de programación sin el trámite de solicitud en los casos de cambios fijados en la normativa de liquidación de instalaciones de producción y en los términos que se determinen en dicha normativa.

El Operador del Sistema comunicará a los agentes afectados y a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia la aplicación de este apartado y el motivo en un plazo máximo de cinco días hábiles.

9. Cambio por error

En el caso de que una instalación haya sido asignada erróneamente a una unidad de programación o a un sujeto de liquidación, el Operador del Sistema procederá a subsanar el error lo antes posible. En todo caso, la fecha efectiva de cambio será posterior a la última fecha de la que exista cierre de medidas definitivo, según lo establecido en los correspondientes procedimientos de operación.

En estos casos, será de aplicación lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

10. Fusiones y absorciones

Cuando un representante directo o indirecto se vea afectado por fusiones y/o absorciones, de forma que la empresa que solicita continuar con la representación no tenga el mismo CIF que el representante que ha acreditado tal condición mediante poderes notariales otorgados por los titulares, deberá presentar nuevos poderes notariales otorgados por los titulares de las instalaciones. En particular, cuando en un grupo empresarial una empresa que realiza la actividad de representación, deja de hacerlo para que asuma esa función otra empresa del grupo, se deberán presentar los poderes notariales de los titulares de la misma forma y con los mismos requerimientos y plazos que se exigen para cualquier cambio de representante.

De la misma forma, cuando una instalación actúe representada y cambie el titular, deberá presentar nuevo poder notarial otorgado por el nuevo titular. En caso de no hacerlo, el Operador del Sistema tramitará de oficio el paso al comercializador de referencia en los casos en los que sea aplicable.

PRUEBAS PARA LA PARTICIPACIÓN ACTIVA EN EL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA

1. Introducción

En este documento se recogen los requisitos previos y los protocolos de las pruebas que deben ser superadas para la habilitación de proveedores en el servicio de ajuste del sistema de regulación secundaria.

2. Solicitud de habilitación para proveer el servicio de regulación secundaria

Las solicitudes de habilitación de unidades físicas de producción para la participación activa el servicio de regulación secundaria deberán ser remitidas al buzón "habilitación_serviciosdeajuste@ree.es" por el centro de control al que se encuentra adscrita la unidad física.

A efectos de la habilitación para su participación activa en el servicio de regulación secundaria, la realización de las pruebas se corresponderá con una unidad física de producción, o con un conjunto de unidades físicas que cumplan las condiciones de agregación, establecidas al efecto en el apartado siguiente, para la realización de las pruebas de manera conjunta. Toda referencia a unidad física de producción en este documento deberá ser entendida también como conjunto de unidades físicas que cumpla las condiciones de agregación definidas en el apartado siguiente.

3. Requisitos previos a la realización de las pruebas de habilitación

Con carácter previo a la realización de las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria, el Operador del Sistema verificará el cumplimiento de los siguientes requisitos:

a) Las unidades físicas de producción que soliciten la habilitación de manera conjunta, deberán cumplir las siguientes condiciones de agregación:

• Todas las unidades físicas incluidas dentro del conjunto deberán estar clasificadas dentro del mismo grupo del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

• El conjunto de unidades físicas de producción deberá pertenecer a una misma unidad de programación y al centro de control propietario de la zona de regulación, cuyo sistema de control deberá cumplir los requisitos técnicos y funcionales recogidos en el Anexo 1 del presente documento y realizar el intercambio en tiempo real con la RCP de las señales establecidas en el Anexo 2.

b) Para que una unidad física de producción o conjunto de unidades físicas que cumplan las condiciones de agregación realicen las pruebas deberán cumplir con las siguientes condiciones:

• La tecnología deberá haber sido considerada apta, al menos en parte de su capacidad, para participar en los servicios de ajuste del sistema, de acuerdo con los criterios de aptitud establecidos mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

• La unidad física o conjunto de unidades físicas podrán realizar y superar las pruebas de habilitación aunque su potencia sea inferior a 10MW. No obstante lo anterior, para la participación en el servicio de ajuste la banda mínima que se podrá habilitar será de 5 MW.

• La suma de la potencia instalada del conjunto de unidades físicas que realicen las pruebas de manera conjunta no deberá ser superior a 900MW.

• La unidad física o conjunto de unidades físicas deberá superar de forma satisfactoria las pruebas descritas en el apartado 3 de este documento.

4. Pruebas para la habilitación para la participación activa en el servicio de regulación secundaria

4.1 Objeto

La prueba tiene por objeto comprobar que una zona de regulación es capaz de intercambiar las señales requeridas tanto con el sistema maestro de la regulación como con el de respaldo así como responder a sus requerimientos de regulación incluyendo bajo control de su AGC a las unidades físicas de producción cuya habilitación se solicita.

4.2 Alcance

La prueba afectará directamente a la zona de regulación implicada.

Para el análisis de la prueba se registrarán, los valores correspondientes a cada muestra de las señales siguientes:

• PGCi: Potencia de generación en control de la zona.
• PGCSUPi y PGCINFi: Límites reales superior e inferior respectivamente de potencia de las unidades bajo control del AGC. Se entiende por límites reales la suma de los que determinan la banda disponible de regulación de las unidades físicas en control tal y como se especifican en cada momento en el AGC de la zona, teniendo en cuenta aspectos tales como la cota de los embalses, averías, limitaciones etc.
• ACEi: Error de control de área.
• CRRi: Requerimiento de la regulación secundaria.
• NIDi: Desvío neto de generación de la zona.
• NSIi: Programa de generación de la zona.
• Estado de regulación de la zona (ON/OFF).
• Estado de control de la zona.
• Generación individual de las unidades físicas en control.
• Instantes de entrada y salida de unidades físicas en control.
• Desvío de frecuencia respecto a 50Hz.
• Cualquier otra señal que se considere conveniente.

En los casos en que el Operador del Sistema considere oportuno y, para evitar que otras señales distorsionen la señal del requerimiento de regulación (CRRi), en el AGC de la zona se tomarán las siguientes medidas:

− Hacer nulo el factor de participación de la zona en pruebas en la corrección del desvío de frecuencia (Bi).
− Hacer nulo en el error de control de área de la zona en pruebas (ACEi) el término correspondiente al desvío interno de la zona.

La expresión general del error de control de área de la zona

$$ACE_i = \frac{1}{G} \times NID_i - B_i \times (f - f_0) + CRR_i$$

Durante la prueba pasa a ser:

$$ACE\ I = CRR\ I$$

De esta forma, la señal de control recibida por las unidades en control será emitida totalmente por la RCP permitiendo, en el caso particular de prueba de habilitación de unidades para funcionamiento bajo control del AGC, generar tanto requerimiento nulo para estabilizar dichas unidades como un requerimiento predeterminado, por ejemplo de escalón puro, para evaluar su respuesta ante el mismo.

4.3 Descripción de la prueba

En primer lugar, se comprobará el correcto intercambio de todas las señales de regulación entre el AGC de la zona y tanto el sistema principal como el de respaldo de la regulación (RCP).

Una vez finalizada la comprobación, la zona en pruebas pasará a responder a las señales de control del sistema de pruebas y se pondrá a estado OFF en el sistema principal donde seguirá funcionando la regulación secundaria del sistema sin participación de la zona en pruebas.

A continuación, se comprobará la respuesta de las unidades físicas de producción en control de la zona tanto a subir como a bajar generación ante un requerimiento constante. Para ello, se enviará a la zona un CRR constante[1] y se registrará su respuesta hasta que la generación en control alcance su límite en el sentido del requerimiento. A continuación, se enviará un CRR de signo contrario al del caso anterior y se registrará de la misma forma la respuesta.

1. El valor del CRR a enviar se determinará en función de las unidades bajo control del AGC. Será de valor suficiente para conseguir que dichas unidades alcancen los límites declarados de potencia en regulación.

Sí se estima necesario, previamente se estabilizará la generación en control en la zona mediante el envío de un CRR nulo.

Una vez finalizada la prueba, tanto en el sistema de regulación del Operador del Sistema como en el AGC de la zona se restablecerá el estado de señales previo a la misma. Con los datos registrados durante la prueba, se analizará la calidad de respuesta de las unidades bajo control del AGC.

4.4 Condiciones de habilitación para la participación activa en el servicio de regulación secundaria

El Operador del Sistema redactará un informe en el que expondrá los resultados e incidencias que se hubieren observado durante la prueba. En particular, dicho informe recogerá el cumplimiento de las siguientes condiciones y parámetros resultantes:

• Limites inferior y superior de potencia en control entre los cuales la unidad física o conjunto de unidades físicas, en el caso de realizar la prueba de manera agregada, son capaces de responder al requerimiento enviado.

• Banda de regulación habilitada, calculada a partir de la constante de tiempo exigida para la prestación del servicio (100s). Se obtendrá considerando la capacidad de la unidad física o conjunto de unidades físicas para recorrer el 95% de la banda de regulación en un tiempo inferior a tres constantes de tiempo (300s).

• Retardos de respuesta observados, siendo estos el tiempo trascurrido desde la modificación de la señal de requerimiento hasta la recepción del valor de PGC que responda a dicho requerimiento. Los retardos observados no han de ser superiores a un minuto.

5. Pruebas de evaluación de respuesta requeridas en el caso de modificación de las variables de control o condiciones de la provisión del servicio de regulación secundaria

Cualquier modificación de las variables de control de la provisión del servicio de regulación secundaria respecto a los valores registrados en las pruebas establecidas para la habilitación de proveedores deberá ser comunicada al OS a la mayor brevedad posible por el sujeto titular, o su correspondiente representante al objeto de que el OS pueda verificar los nuevos valores comunicados mediante la realización de las pruebas complementarias que considere oportunas a estos efectos.

Dentro de la misma zona de regulación no será necesaria la realización nuevamente de las pruebas de habilitación de una unidad de programación en la que se incluya una unidad física de producción que haya superado las pruebas de habilitación de forma individual o en la que se incluyan un conjunto de unidades físicas que cumplan las siguientes dos condiciones:

• las unidades físicas que se incluyen en la nueva unidad de programación han superado las pruebas de manera conjunta entre ellas y,

• todas las unidades físicas que pasaron las pruebas de forma conjunta se incluyen en la misma unidad de programación.

Dentro de la misma zona de regulación tampoco necesaria la realización nuevamente de las pruebas de habilitación de una unidad de programación en la que se elimine una unidad física de producción que haya superado las pruebas de forma individual o en la que se eliminen un conjunto de unidades físicas que cumplan las siguientes dos condiciones:

• las unidades físicas que se eliminen de la unidad de programación han superado las pruebas de manera conjunta entre ellas y,
• todas las unidades físicas que pasaron las pruebas de forma conjunta se eliminan de la misma unidad de programación.

El resto de variaciones en la composición de una Unidad de Programación habilitada para participar activamente en el servicio, implicará la repetición de las pruebas de habilitación.

En el caso que una unidad física no habilitada quiera pasar a ser parte de una unidad de programación habilitada. En este caso el sujeto titular o su correspondiente representante podrán elegir hacer la prueba de manera individual a la unidad física no habilitada o de forma conjunta a la nueva unidad de programación que se forma.

ANEXO 1

Requerimientos centro de control

En el presente cuestionario se detallan los requerimientos técnicos y funcionales que el sistema de control del despacho eléctrico de un sujeto del sistema debe cumplir para hacer posible el cumplimiento de los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación 7.2 y 9 y así, establecerse como zona de regulación de la Regulación Compartida Peninsular.

Estos requerimientos, de acuerdo a su repercusión en el cumplimiento de los citados Procedimientos de Operación, se clasifican en:

O □ De cumplimiento Obligatorio.
R □ De cumplimiento Recomendado
I □ Informativo.

Todos los requerimientos deben ser obligatoriamente respondidos, incluidos los informativos. En un documento independiente se podrán hacer las aclaraciones y matizaciones que se estimen pertinentes a cada uno de los requisitos.

Requisitos técnicos del sistema de control del sujeto del sistema

Alimentación de los equipos:

O.1.a Disponen de alimentación ininterrumpida: Sí □ No □

I.1.a Tiempo de autonomía funcionando con baterías (minutos):

Redundancia y disponibilidad del Sistema de Control:

O.2.a Dispone de Hardware duplicado para evitar el fallo simple del mismo:

Sí □ No □

R.2.a Conmutación automática ante fallo Hardware o Software:

Sí □ No □

R.2.b Disponibilidad (%) del Sistema mayor del 99,5 %

Sí □ No □

Comunicaciones con las estaciones de generación:

R.3.a Redundancia de comunicaciones con los equipos de captación en las estaciones de generación:

Sí □ No □

R.3.b Redundancia a través de vías independientes

Sí □ No □

R.3.c Redundancia a través de proveedores independientes

Sí □ No □

R3.d Disponibilidad de comunicación con las estaciones de generación del 99,5%

Sí □ No □

Comunicaciones con los Centros de Control de REE:

O.4.a Redundancia de comunicaciones con ambos Centros de Control de REE (CECOEL y CECORE):

Sí □ No □

O.4.b Redundancia a través de vías independientes

Sí □ No □

R.4.a Redundancia a través de proveedores independientes

Sí □ No □

O.4.c Dispone de línea de voz dedicada con el Centro de Control de REE

Sí □ No □

R3.b Disponibilidad de comunicación con los Centros de Control de REE del 99,5%

Sí □ No □

Requisitos funcionales del sistema de control del sujeto del sistema:

Medidas de Generación:

O.5.a Periodicidad de captación de telemedidas (obligatorio igual a 4 segundos):

Sí □ No □

R.5.a Clase de precisión en la captación de las telemedidas (recomendado 0,5):

Sí □ No □

Protocolo de Comunicaciones con los Centros de Control del OS:

O.6.a Protocolo ICCP:

Sí □ No □

O.6.b Bloque 1 y 2 disponibles:

Sí □ No □

O.6.c Periodicidad de envío periódico (4 seg):

Sí □ No □

O.6.d Asociación única para cliente/servidor:

Sí □ No □

O.6.e Compatibilidad con versión 1996-08:

Sí □ No □

AGC:

O.7.a El AGC dispone de frecuencímetro:

Sí □ No □

O.7.b El AGC tiene capacidad de intercambiar con el Regulador Maestro las señales recogidas en este anexo 1:

Sí □ No □

O.7.c El AGC procesa las señales recibidas del regulador Maestro de REE de acuerdo al algoritmo recogido en la Descripción Técnica de la RCP:

Sí □ No □

Requisitos operacionales del despacho

O.8.a Dispone de turno de Operación 24 horas:

Sí □ No □

O.8.b Dispone de personal de atención permanente ante fallos del sistema

Sí □ No □

R.8.a Tiempo de respuesta garantizado ante incidencias, menor de 60 min:

Sí □ No □

I.8.a Caso de tiempo de respuesta ante incidencias mayor de 60 min, indicar tiempo:

ANEXO 2

Relación de señales a intercambiar en tiempo real entre RCP y zonas de regulación

1. La denominación entre paréntesis de cada señal es la utilizada en el documento "Regulación Compartida Peninsular. Descripción técnica"

2. Se entiende por límites reales los límites técnicos de cada unidad física tal y como se especifican en cada momento en el regulador de zona, teniendo en cuenta aspectos tales como la cota de los embalses, averías, etc

Enviados de zona de regulación a RCP

- Desvío generación de la zona respecto a programa (NIDi)

NIDi = NSIi + PIi donde: NSIi: programa de generación de la zona i
PIi: valor instantáneo de generación en la zona i

- Programa de generación de la zona (NSIi): valor instantáneo del total de generación activa neta que corresponde a la suma del programa horario de las unidades de generación pertenecientes a una zona de regulación.
- Potencia de generación en control (PGCi): es el valor instantáneo de la suma de generación neta activa que está bajo control del AGC de la zona de regulación i.
- Suma de límites reales[2] superiores de los generadores incluidos en el cálculo del PGCi (PGCSUPi)
- Suma de límites reales[2] inferiores de los generadores incluidos en el cálculo del PGCi (PGCINFi)
- Desvío de frecuencia respecto a 50 Hz. (Δf_i)

$\Delta f_i = f_{ai} - 50$ donde f_i: valor instantáneo de frecuencia local.

- Estado del regulador de la zona (ON /OFF)
- Indicador de Regulador maestro a que obedece el AGC (CECOEL o CC2)
- Generación individual de las unidades en control

- Estado de regulación de cada unidad de la zona habilitada para participar activamente en la regulación secundaria.

---

2. Se enviará a cada zona sus propios valores. En ningún caso se suministrarán valores relativos a otras zonas.

Enviados de RCP a zona de regulación

- Contribución modificada requerida a la regulación de la zona (MCRRi)

Señales informativas suministrables por la RCP a las zonas de regulación

- Suma de límites superiores de los generadores incluidos en el cálculo del PGCi de la zona1 (PGCSUPi) utilizado por la RCP
- Suma de límites inferiores de los generadores incluidos en el cálculo del PGCi de la zona3 (PGCINFi) utilizado por la RCP
- Modo de funcionamiento de la RCP (NORMAL (3)/FRECUENCIA (2)/NULO (1) / SUSPENDIDO (0))
- Estado de la RCP (ON (0) / OFF (1))
- Número de ciclos ejecutados en la hora en curso por la RCP (TCALON).
- Desvío de frecuencia respecto a 50 Hz.
- Programa de frecuencia.(fS)
- Modo /estado de funcionamiento de zona: (ACTIVA / EMERGENCIA/ INACTIVA / OFF / OFF REE)
- Constante de bias de la zona: parte correspondiente a la zona de la constante de bias asignada por ENTSOE al sistema español(Bi)
- Término de corrección de frecuencia de la zona calculado en la RCP.(Bi x □f)
- Error de control de área de la zona calculado en la RCP (ACEi)
- Coeficiente de participación nominal de la zona en la regulación en la hora en curso (CTBCAPi)
- Reserva a bajar asignada a la zona en la hora en curso (RESDWi)
- Reserva a subir asignada a la zona en la hora en curso (RESUPi)
- Reserva a subir Total asignada en la hora en curso (RESNUP)
- Reserva a bajar Total asignada en la hora en curso (RESNDW)
- Margen suplementario a subir asignado a la zona en la hora en curso (MSSUBi)
- Margen suplementario a bajar asignado a la zona en la hora en curso (MSBAJi)
- Coeficiente de participación de la zona en el ciclo (KLIMITADOi)
- Requerimiento total de la regulación en el ciclo (PRR)
- Programa de intercambio con Francia (NSIF)
- Desvío de intercambio con Francia (NIDF)
- Programa de intercambio con Portugal (NSIP)
- Desvío de intercambio con Portugal (NIDP)
- Programa de intercambio con Marruecos (NSIM)
- Desvío de intercambio con Marruecos (NIDM)

PRUEBAS PARA LA PARTICIPACIÓN EN LOS SERVICIOS DE REGULACIÓN TERCIARIA Y DE GESTIÓN DE DESVÍOS GENERACIÓN-CONSUMO

1. Introducción

En este documento se recogen los requisitos previos y los protocolos de las pruebas que deben ser superadas para la habilitación de proveedores en los servicios de ajuste del sistema de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo.

2. Solicitud de habilitación para proveer los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo

Las solicitudes de habilitación de unidades físicas de producción como proveedoras de los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo deberán ser remitidas al buzón "habilitación_serviciosdeajuste@ree.es", por el centro de control al que se encuentra adscrita la unidad física que desea ser habilitada como proveedora de estos servicios.

A efectos de la habilitación de proveedores en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos, la unidad a habilitar que solicite la realización de las pruebas se corresponderá con una unidad física de producción, o con un conjunto de unidades físicas que cumplan las condiciones de agregación, establecidas al efecto en el apartado siguiente, para la realización de las pruebas de manera conjunta.

Toda referencia a unidad física de producción en este documento deberá ser entendida también como conjunto de unidades físicas que cumpla las condiciones de agregación definidas en el apartado siguiente.

A los efectos de lo establecido en este procedimiento, se consideran unidades físicas de tecnología térmica aquellas que aprovechan la energía térmica de un fluido para generar electricidad. En el caso de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, se consideran unidades de tecnología térmica aquéllas clasificadas dentro de los grupos a y c y grupos b.6, b.7 y b.8 y aquéllas del grupo b.3 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio que cumplan la definición establecida en la frase anterior,.

3. Requisitos previos a la realización de las pruebas de habilitación

Con carácter previo a la realización de las pruebas de habilitación para la participación en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo, el Operador del Sistema verificará el cumplimiento de los siguientes requisitos:

a) Las unidades físicas de producción que soliciten la realización de las pruebas de habilitación de manera conjunta, deberán cumplir las siguientes condiciones de agregación:

• Todas las unidades físicas incluidas dentro del conjunto deberán estar clasificadas dentro del mismo grupo del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, grupo que no podrá corresponder a una tecnología térmica, sin perjuicio de lo establecido en el apartado siguiente.

• Sí las unidades físicas incluidas dentro del conjunto son de tecnología térmica y potencia inferior a 1 MW, podrán formar una agregación si todas ellas están clasificadas dentro del mismo grupo del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y de manera agregada tienen una potencia superior a 1 MW.

• El conjunto de unidades físicas de producción deberá pertenecer a una misma unidad de programación y a un mismo centro de control.

b) Para que una unidad física de producción o conjunto de unidades físicas que cumplan las condiciones de agregación realicen las pruebas deberán cumplir con las siguientes condiciones:

• La tecnología deberá haber sido considerada apta, al menos en parte de su capacidad, para participar en los servicios de ajuste del sistema, de acuerdo con los criterios de aptitud establecidos mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

• La unidad física o conjunto de unidades físicas podrán realizar y superar las pruebas de habilitación aunque su potencia sea inferior a 10MW. No obstante lo anterior, para la participación en el servicio de ajuste correspondiente la capacidad de oferta que aporte la unidad de programación para la prestación de estos servicios no deberá ser inferior al valor mínimo que esté establecido en la regulación de aplicación vigente.

• La suma de la potencia instalada del conjunto de unidades físicas que realicen las pruebas de manera conjunta no deberá ser superior a 1000MW.

• Toda la información estructural y en tiempo real recogida en el Procedimiento de Operación por el que se establecen los intercambios de información con el Operador del Sistema (P.O. 9), deberá haber sido suministrada al Operador del Sistema.

4. Realización de las pruebas para la habilitación de la participación en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo

4.1 Consideraciones generales

Las pruebas de habilitación para participar en estos servicios de ajuste se realizarán sobre la base de los programas de entrega de energía que habrán sido previamente establecidos, para la correspondiente unidad física, por el sujeto titular, o por su representante correspondiente, mediante su participación en los diferentes mercados organizados y/o a través de contratación bilateral con entrega física.

En el caso de las unidades físicas clasificadas dentro del grupo a. del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la provisión de los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos se deberá realizar mediante la variación de la generación neta de la instalación, para alcanzar el nuevo valor del programa de entrega de energía resultante de la asignación de las ofertas presentadas para la provisión del correspondiente servicio de ajuste del sistema.

El OS utilizará las telemedidas de las entregas de energía en tiempo real de la correspondiente unidad física, para verificar la correcta realización de las pruebas.

La habilitación como proveedor en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo se realizará mediante la aplicación de un único conjunto de pruebas, determinándose para cada unidad física o conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta, los valores máximos de oferta disponibles para cada uno de estos dos servicios, -regulación terciaria y gestión de desvíos generación-consumo-, teniendo en cuenta para ello la capacidad de variación de las entregas de energía de la unidad física, registrada durante las pruebas de habilitación realizadas.

La ejecución de las pruebas destinadas a la habilitación de una unidad física o conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta para la provisión de los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo, deberá gestionarse siempre que sea posible mediante participación en los distintos mercados organizados y/o a través de contratación bilateral con entrega física. En caso de que esto no sea posible por causas ajenas al propio sujeto titular, o a su representante, la energía necesaria para la realización de las pruebas de habilitación será programada en concepto de desvío respecto a programa.

4.2 Pruebas de evaluación de respuesta requeridas para la habilitación de proveedores en los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo.

Para la habilitación de una unidad física, como proveedora del servicio de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo, la unidad física, además de cumplir con todos los requisitos técnicos y de comunicación de información indicados en el apartado 3, deberá superar con éxito las pruebas específicas de habilitación recogidas en este apartado.

Según lo establecido en los procedimientos de operación por los que se establecen los servicios de gestión de desvíos generación-consumo (P.O. 3.3) y de regulación terciaria (P.O. 7.3), las unidades proveedoras del servicio de regulación terciaria y del servicio de gestión de desvíos generación-consumo deberán tener un tiempo de respuesta tal que puedan cumplir los programas de entrega de energía que le sean asignados en las correspondientes sesiones de los mercados de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo en las que hayan participado. Este tiempo máximo de respuesta está establecido en un valor de 15 minutos, en el caso del servicio de regulación terciaria, y en el caso del servicio de gestión de desvíos generación-consumo, en un valor de 30 minutos.

Las pruebas se efectuarán en la fecha acordada entre el OS y el centro de control al que esté adscrito la unidad física, y tanto su inicio como su desarrollo y finalización, estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

4.2.1 Definición de potencia máxima.

La potencia máxima de las instalaciones incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, a los efectos de este procedimiento , se define como la potencia máxima teniendo en cuenta el recurso de energía primaria disponible en las condiciones de realización de la prueba. Esta potencia será la potencia máxima producible declarada al OS en virtud de los establecido en el anexo II del procedimiento de operación de información intercambiada por el operador del sistema (P.O. 9).

Para el resto de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos la potencia máxima será la potencia instalada definida en el artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

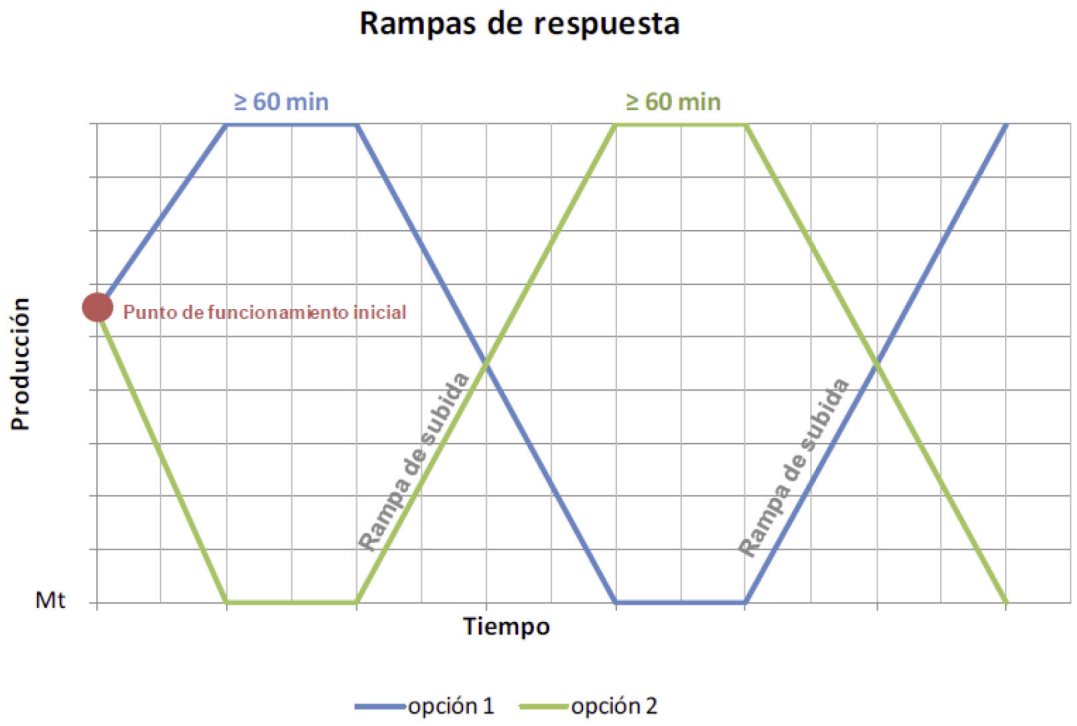
Con el fin de determinar la capacidad de regulación y los tiempos de arranque en frío y en caliente de la unidad física, se llevarán a cabo las siguientes pruebas para la habilitación de la unidad física como proveedora de los servicios de gestión de desvíos generación-consumo y de regulación terciaria:

4.2.2 Prueba de rampas de respuesta frente a incremento y reducción de potencia, y verificación de las potencias máxima y mínima disponibles.

A los efectos de lo establecido en este apartado las referencias hechas a unidad física se entenderán hechas a unidad física o conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta.

El sujeto titular de la unidad física, o su correspondiente representante, deberá programar, mediante su participación en los mercados organizados y/o a través de contratación bilateral con entrega física, un perfil de generación como el que se refleja en la gráfica nº 1 (opción 1 u opción 2), con valores iguales o inferiores a la potencia máxima definida en el apartado 4.2.1 de la unidad física y, en el caso de unidades físicas de tecnología térmica, iguales o superiores al valor de mínimo técnico de la unidad física.

El centro de control al que esté adscrita la unidad física deberá comunicar al OS las horas en las que la unidad física ha establecido un programa de entrega de energía específicamente destinado para la realización de estas pruebas, así como los valores de dichos programas.



Gráfica nº 1

Se detalla a continuación el proceso correspondiente a la opción 1:

Comenzando en un punto de funcionamiento igual o inferior a la potencia máxima definida en el apartado 4.2.1 de la unidad física y, en el caso de las unidades físicas de tecnología térmica, igual o superior al valor de mínimo técnico de dicha unidad física, la unidad física incrementará su producción lo más rápidamente posible hasta alcanzar el valor de su potencia máxima. La potencia máxima deberá mantenerse al menos durante 60 minutos, salvo en el caso de las unidades físicas clasificadas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 o b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, donde se mantendrá un tiempo de, al menos, 15 minutos.

En el caso de los conjuntos de unidades físicas, clasificadas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 ó b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que hayan solicitado su habilitación de manera conjunta para participar en estos mercados, el valor de potencia máxima definida en el apartado 4.2 deberá ser coherente con la telemedida enviada para el correspondiente conjunto de unidades físicas, y que no deberá ser en ningún caso inferior al 25% de la suma de las potencias instaladas del conjunto de unidades físicas que han solicitado su habilitación de manera conjunta para la provisión de los servicios de gestión de desvíos generación-consumo y de regulación terciaria.

A continuación se programará una bajada de carga hasta cero o, en caso de unidades físicas de tecnología térmica, el valor del mínimo técnico de la unidad física. Esta bajada de carga se efectuará lo más rápidamente posible. En el caso de instalaciones de tecnología térmica se mantendrá el valor del mínimo técnico durante, al menos, un tiempo de 60 minutos. Para el resto de tecnologías se mantendrá el valor de 0 MW durante 15 minutos.

Posteriormente, se incrementarán de nuevo las entregas de energía hasta alcanzar nuevamente la potencia máxima, momento en el que se considerará ya finalizada la prueba.

La velocidad de respuesta en todas las anteriores modificaciones de programa deberá ser la más rápida posible.

El perfil del programa de entregas de energía deberá ser gestionado en los correspondientes mercados organizados y/o a través de contratación bilateral con entrega

física, por parte del sujeto titular de la unidad física, o por su correspondiente representante, sin intervención alguna del Operador del Sistema.

Con los resultados de las pruebas de habilitación y mediante las telemedidas enviadas al OS por el centro de control al que está adscrita la unidad física, se determinarán las rampas de respuesta de la unidad física ante los requerimientos de modificación de su punto de funcionamiento, en la franja de potencia comprendida entre su mínimo técnico y su potencia máxima, definida en el apartado 4.2.1.

El valor mínimo de variación de potencia en 15 minutos de rampa de subida y el valor mínimo de variación de potencia en 15 minutos de rampa de bajada, registrados en esta prueba en todo el rango de potencias comprendidas entre el mínimo técnico y la potencia máxima definida en el apartado 4.2.1, o suma de potencias máximas, se incorporarán en la Base de Datos del OS como valores de capacidad máxima de la unidad física en todo el rango de potencias, desde 0 MW o mínimo técnico, según corresponda, hasta la potencia instalada, para su participación como proveedor en el servicio de regulación terciaria.

El valor mínimo de variación de potencia en 30 minutos de rampa de subida y el valor mínimo de variación de potencia en ese mismo tiempo de rampa de bajada, registrados en esta prueba en todo el rango de potencias comprendidas entre el mínimo técnico y la potencia máxima definida en el apartado 4.2.1, o suma de potencias máximas, se incorporarán en la Base de Datos del OS como valores de capacidad máxima de la unidad física en todo el rango de potencias, desde 0 MW o mínimo técnico, según corresponda, hasta la potencia instalada, para su participación como proveedor en el servicio de gestión de desvíos generación-consumo.

4.2.3 Prueba para la determinación del tiempo de arranque en frío y de los tiempos de subida de carga hasta mínimo técnico y hasta potencia máxima.

Esta prueba deberá ser realizada por todas las unidades físicas y conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta correspondientes a tecnologías térmicas.

A los efectos de lo establecido en este apartado las referencias hechas a unidad física se entenderán hechas a unidad física o conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta.

Para la realización de esta prueba será necesario que la correspondiente unidad física tenga establecido un programa nulo de entrega de energía durante un periodo de al menos 8 horas consecutivas. El centro de control al que esté adscrito dicha unidad física deberá comunicar al OS el periodo de al menos 8 horas de duración, en el que desean sea realizada la prueba de arranque en frío de la correspondiente unidad física.

Dentro de este periodo de 8 ó más horas con programa nulo, una vez que la unidad física haya permanecido desacoplada de la red durante al menos 5 horas, el OS, sin previo aviso, requerirá el arranque de dicha unidad física y comprobará los tiempos transcurridos desde la emisión de su instrucción hasta el momento en el que la instalación comience a entregar energía a la red. El OS verificará también los tiempos transcurridos hasta alcanzar las entregas de energía el valor de su mínimo técnico, primero, y el valor de su potencia máxima , después, verificando estos tres tiempos (tiempo de arranque en frío, tiempo de subida de carga hasta el mínimo técnico, y tiempo de subida de carga hasta la potencia máxima) con las telemedidas recibidas del centro de control al que está adscrita la correspondiente unidad física.

Sí las unidades físicas incluidas dentro del conjunto son de tecnología térmica y potencia inferior a 1 MW, el OS considerará como tiempo de arranque en frío el tiempo transcurrido desde la emisión de la instrucción hasta el momento en el que la potencia total entregada por la agregación supere el valor de 1 MW y se considerará el tiempo de subida de carga hasta el mínimo técnico como nulo.

4.2.4 Prueba para la determinación del tiempo de arranque en caliente y de los tiempos de subida de carga hasta mínimo técnico y hasta potencia máxima.

Esta prueba deberá ser realizada por todas las unidades físicas y conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta correspondientes a tecnologías térmicas.

A los efectos de lo establecido en este apartado las referencias hechas a unidad física se entenderán hechas a unidad física o conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta.

Para la realización de esta prueba será necesario que la unidad física tenga establecido un programa de producción nulo durante un periodo de al menos 2 horas. El centro de control al que esté adscrito dicha unidad física deberá comunicar al OS el periodo específico de al menos 2 horas de duración, en el que deseen realizar esta prueba de determinación del tiempo de arranque en caliente y de los tiempos de subida de carga hasta mínimo técnico y hasta potencia máxima, para la correspondiente unidad física.

Dentro de este periodo de 2 o más horas con programa nulo, antes de que la unidad física haya permanecido desacoplada durante 5 horas, el OS, sin previo aviso, requerirá el acoplamiento de la unidad física correspondiente y comprobará los tiempos transcurridos desde la emisión de su instrucción hasta el momento en el que la instalación comience a entregar energía a la red. El OS verificará también los tiempos transcurridos hasta alcanzar las entregas de energía el valor de su mínimo técnico, primero, y el valor de su potencia máxima definida en el apartado 4.2.1, después, verificando estos tres tiempos (tiempo de arranque en caliente, tiempo de subida de carga hasta el mínimo técnico, y tiempo de subida de carga hasta la potencia máxima) con las telemedidas recibidas del centro de control al que está adscrita la correspondiente unidad física.

Sí las unidades físicas incluidas dentro del conjunto son de tecnología térmica y potencia inferior a 1 MW, el OS considerará como tiempo de arranque en caliente el tiempo transcurrido desde la emisión de la instrucción hasta el momento en el que la potencia total entregada por la agregación supere el valor de 1 MW y se considerará el tiempo de subida de carga hasta el mínimo técnico como nulo.

4.2.5 Pruebas de seguimiento de las instrucciones del operador del sistema.

A los efectos de lo establecido en este apartado las referencias hechas a unidad física se entenderán hechas a unidad física o conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta.

Estas pruebas de seguimiento de las instrucciones del OS podrán ser únicamente programadas una vez ya realizadas, y finalizadas de forma satisfactoria, las pruebas de rampas de respuesta frente a incremento y reducción de potencia, y de verificación de las potencias máxima y mínimo técnico disponibles, y también las pruebas de determinación del tiempo de arranque en frío, y tiempos de subida de carga hasta el mínimo técnico y hasta potencia máxima, así como las pruebas de arranque en caliente y de subida de carga posterior hasta el mínimo técnico y hasta potencia máxima, en los casos en los que estas últimas pruebas sean también de aplicación.

Las pruebas de seguimiento de las instrucciones del OS se realizarán dentro de una ventana temporal de 72 horas, ventana que estará específicamente destinada a la realización de estas pruebas de seguimiento, y que será fijada por el Operador del Sistema, no pudiendo coincidir, ni siquiera parcialmente, con otras ventanas temporales que pudieran establecerse para la realización de pruebas para la habilitación de la misma unidad física, o conjunto de unidades físicas que han solicitado su habilitación de manera conjunta, como proveedor en otro servicio de ajuste del sistema.

Para la realización de estas pruebas de seguimiento de las instrucciones del OS, la unidad física deberá tener establecido un programa de entregas de energía de un valor no nulo y, en el caso de unidades físicas de tecnología térmica, superior al valor de su mínimo técnico, al menos durante el 25% de las horas de la ventana temporal establecida por el OS para la realización de estas pruebas de seguimiento de instrucciones, de forma tal que permita al OS solicitar las reducciones e incrementos de las entregas de energía necesarios para comprobar y registrar la capacidad de provisión de los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo de dicha unidad física.

En el caso de las instalaciones renovables clasificadas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 o b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la energía programada para la unidad física, para el periodo de 72 horas destinado a la realización de las pruebas de seguimiento, no podrá ser inferior al 10 % del valor de su entrega máxima teórica de energía, entendiendo como tal la entrega de energía que se produciría si la unidad física funcionase

de forma continua durante el tiempo de desarrollo de las pruebas a un valor igual a su potencia instalada definida en el artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Para el resto de unidades físicas de producción, el OS podrá solicitar la modificación del programa de entregas de energía de la unidad física con un horizonte de 24 horas, para la realización de las pruebas de habilitación, respetando en todo momento las limitaciones de potencia máxima y el valor de mínimo técnico declarados para la correspondiente unidad física.

Los programas de entrega de energía necesarios para la realización de estas pruebas los deberá establecer el sujeto titular de la unidad física, o su correspondiente representante, siempre que sea posible mediante participación en los mercados organizados, y/o a través de contratación bilateral con entrega física, como condición previa para posibilitar la realización de las correspondientes pruebas. En el caso de que dicha programación de energía no sea posible, por causas ajenas al propio sujeto titular, o a su representante, la energía necesaria para la realización de las pruebas de habilitación será programada en concepto de desvío respecto a programa.

La ejecución de estas pruebas de seguimiento de las instrucciones del OS se efectuará teniendo en cuenta las necesidades del sistema eléctrico, tratando en todo lo posible de que la modificación de las entregas de energía no dé lugar a desvíos contrarios a las necesidades de balance del sistema eléctrico en ese mismo periodo.

Con el fin de comprobar la capacidad de la unidad física para la provisión efectiva del servicio de gestión de desvíos generación-consumo, se llevará a cabo la siguiente prueba:

• Dentro de la ventana temporal de 72 horas, en el primer cuarto de un periodo horario, sin previo aviso, el OS solicitará telefónicamente, a través del centro de control al que está adscrita dicha unidad física, una determinada reducción o incremento de potencia que afectará a periodo horario inmediato siguiente. El sentido de la instrucción dependerá del punto de funcionamiento en el que se encuentre la unidad física, del programa de producción para ella establecido, de la potencia máxima, y de las necesidades de energía de balance en el sistema eléctrico peninsular español.

• El valor del nuevo punto de funcionamiento solicitado por el OS será el equivalente a sumar o restar al programa total de la unidad física el valor de su capacidad de variación de potencia en el intervalo de tiempo de 30 minutos, en rampa de subida o de bajada, según corresponda, sin llegar a superar, en ningún caso, el valor de potencia máxima de dicha unidad física, a la vez que se respeta el valor de mínimo técnico de dicha unidad física. En el caso de las unidades físicas clasificadas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 o b.5 del Artículo 2 del Real Decreto 413/2014, el punto de funcionamiento solicitado por el OS no superará en ningún caso el valor de potencia máxima, de acuerdo con el recurso primario correspondiente, definida en el apartado 4.2.1.

• La unidad física, o el conjunto de unidades físicas, en su caso, deberá cumplir la orden solicitada por el OS en el periodo horario inmediato siguiente, con un error inferior al ±10%, estando definido el valor de dicho error como la diferencia entre la energía real entregada en la hora siguiente y el nuevo valor del programa de entrega de energía asociado a la instrucción emitida por el OS, dividiendo la diferencia resultante entre el nuevo valor del programa de entrega de energía. En el caso de las unidades físicas clasificadas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 o b.5 del Artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, si el punto de funcionamiento solicitado provoca vertidos de energía primaria, al instalación deberá únicamente cumplir la orden solicitada por el OS durante 15 minutos.

• Una vez transcurrido el periodo para el cual el OS ha solicitado la modificación de programa, la unidad física retomará el programa de entregas de energía que tuviera previsto.

• Posteriormente, dentro de la misma ventana temporal de 72 horas de la prueba, el OS emitirá una instrucción análoga pero de sentido contrario a la instrucción anteriormente descrita, instrucción que afectará al periodo horario inmediato siguiente. La diferencia entre la energía real entregada en la hora siguiente y el nuevo valor del programa de entrega de energía asociado a esta nueva instrucción emitida por el OS, deberá representar, también en este caso, un error inferior al ±10%.

Con el fin de comprobar la capacidad de la unidad física para la provisión efectiva del servicio de regulación terciaria, se llevará a cabo la siguiente prueba:

• Dentro de la ventana temporal de 72 horas, sin previo aviso, el OS solicitará telefónicamente, a través del centro de control al que esté adscrita la unidad física, una reducción o un incremento de su potencia. El sentido de la instrucción dependerá del punto de funcionamiento en el que se encuentre la unidad física, del programa de producción para ella establecido, de la potencia máxima definida en el apartado 4.2.1 y de las necesidades de energía de balance en el sistema eléctrico peninsular español.

• El valor del nuevo punto de funcionamiento asociado a la instrucción del OS será el equivalente a sumar o restar al programa total de la unidad física el valor de su capacidad de variación de potencia en 15 minutos en rampa de subida o de bajada, según corresponda, sin llegar a superar, en ningún caso, el valor de potencia máxima de dicha unidad física definida en el apartado 4.2.1. y, en el caso de unidades físicas térmicas, respetará además, el valor de mínimo técnico de dicha unidad física. En el caso de las unidades físicas clasificadas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 ó b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014 , el nuevo punto de funcionamiento asociado a la instrucción del OS no superará en ningún caso el valor de potencia máxima definida en el apartado 4.2.1.

• La unidad física, o el conjunto de unidades físicas, en su caso, deberá cumplir la instrucción emitida por el OS en no más de 15 minutos, y deberá mantener el nuevo punto de funcionamiento asociado a la instrucción del OS, al menos, hasta la finalización del periodo horario en el que se deberá haber hecho efectiva la modificación de su punto de funcionamiento a solicitud del Operador del Sistema. En el caso de las unidades físicas clasificadas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 o b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, si el punto de funcionamiento solicitado provoca vertidos de energía primaria, la instalación deberá únicamente cumplir la orden solicitada por el OS durante 15 minutos.

• Se considerará que la instrucción emitida por el OS ha sido cumplida en 15 minutos si, inmediatamente después de pasado este tiempo desde la emisión de dicha instrucción por el OS, la entrega de energía de la correspondiente unidad física, o del conjunto de unidades físicas, en su caso, es igual al nuevo valor de programa requerido para la unidad física, o para el conjunto de unidades físicas, en su caso, con un margen de un ±10%.

• Una vez la unidad física, o el conjunto de unidades físicas, en su caso, esté cumpliendo con el nuevo punto de funcionamiento asociado a la instrucción del OS, el OS podrá emitir una instrucción de cancelación de dicha instrucción antes de transcurrida una hora desde su emisión, devolviendo la unidad física, o el conjunto de unidades físicas, en su caso, a su punto de funcionamiento anterior. La unidad física deberá retomar, en ese caso, su programa previo, en no más de 15 minutos.

• Durante el periodo de tiempo que se mantenga la instrucción emitida por el OS para la modificación del punto de funcionamiento de la unidad física, o conjunto de unidades físicas, en su caso, la diferencia entre la energía real entregada y el valor del programa correspondiente al nuevo punto de funcionamiento asociado a la instrucción del OS, deberá ser inferior a un ±10% en valor absoluto. La unidad física retomará el programa que tuviera previsto, al finalizar el periodo horario en el que se deberá haber hecho efectiva la modificación de su punto de funcionamiento a solicitud del Operador del Sistema, en caso de no haber emitido éste una cancelación previa de la instrucción anteriormente comunicada.

• Posteriormente, dentro de la misma ventana temporal de 72 horas, el OS emitirá una instrucción análoga pero de sentido contrario a la descrita en el párrafo anterior. Se considerará que la instrucción emitida por el OS ha sido cumplida en 15 minutos, si inmediatamente después de pasado este tiempo desde la emisión de dicha instrucción por el OS, la entrega de energía de la correspondiente unidad física, o del conjunto de unidades físicas, en su caso, es igual al nuevo valor de programa requerido para la unidad física, o para el conjunto de unidades físicas, en su caso, con un margen de un ±10%.

Pruebas de evaluación de respuesta requeridas en el caso de modificación de las variables de control o condiciones de la provisión de los servicios de regulación terciaria v de gestión de desvíos

Cualquier modificación de las variables de control de la provisión de los servicios de regulación terciaria y de gestión de desvíos generación-consumo, respecto a los valores registrados en las pruebas establecidas para la habilitación de proveedores en estos

servicios deberá ser comunicada al OS a la mayor brevedad posible por el sujeto titular, o su correspondiente representante al objeto de que el OS pueda verificar los nuevos valores comunicados mediante la realización de las pruebas complementarias que considere oportunas a estos efectos.

No será necesaria la realización nuevamente de las pruebas de habilitación de una unidad de programación en la que se incluya una unidad física de producción que haya superado las pruebas de habilitación de forma individual o en la que se incluyan un conjunto de unidades físicas que cumplan las siguientes dos condiciones:

• las unidades físicas que se incluyen en la nueva unidad de programación han superado las pruebas de manera conjunta entre ellas y,

• todas las unidades físicas que pasaron las pruebas de forma conjunta se incluyen en la misma unidad de programación.

Las rampas de respuesta serán modificadas a partir de las rampas de la unidad física o unidades físicas incorporadas a la unidad de programación.

No será tampoco necesaria la realización nuevamente de las pruebas de habilitación de una unidad de programación en la que se elimine una unidad física de producción que haya superado las pruebas de forma individual o en la que se eliminen un conjunto de unidades físicas que cumplan las siguientes dos condiciones:

• las unidades físicas que se eliminen de la unidad de programación han superado las pruebas de manera conjunta entre ellas y,

• todas las unidades físicas que pasaron las pruebas de forma conjunta se eliminan de la misma unidad de programación.

Las rampas de respuesta serán modificadas a partir de las rampas de la unidad física o unidades físicas eliminadas de la unidad de programación.

El resto de variaciones en la composición de una Unidad de Programación habilitada para un determinado servicio, implicará la repetición de las pruebas de habilitación.

En el caso que una unidad física no habilitada quiera pasar a ser parte de una unidad de programación habilitada. En este caso el sujeto titular o su correspondiente representante podrán elegir hacer la prueba de manera individual a la unidad física no habilitada o de forma conjunta a la nueva unidad de programación que se forma.

§ 55

Resolución de 10 de octubre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario y de determinados procedimientos de operación para permitir el adelanto de la apertura del mercado intradiario continuo en el mercado eléctrico ibérico a las 15:00 CET, de acuerdo a la Decisión de la Agencia Europea para la Cooperación de Reguladores n.º 04/2018, de 24 de abril de 2012, adoptada al amparo del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 253, de 21 de octubre de 2019
Última modificación: 29 de marzo de 2022
Referencia: BOE-A-2019-15049

El mercado eléctrico ibérico (MIBEL) ha mantenido su modelo tradicional consistente en una subasta el día anterior al negociado (mercado diario acoplado mediante algoritmo único con el resto de mercados europeos desde 2014) y de 6 subastas intradiarias en las que participan las zonas de precio española y portuguesa.

Desde el 12 de junio de 2018, el MIBEL se incorporó a la plataforma de negociación continua intradiaria, permitiendo a los agentes ajustar sus posiciones en el mercado tanto en las subastas intradiarias como en la negociación continua. Actualmente el mercado continuo se abre a las 22:00 tras la publicación de los resultados de la primera subasta intradiaria.

En cumplimiento del artículo 59 del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 201,5 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones, la Agencia Europea para la Cooperación de Reguladores de Energía estableció en su Decisión n.º 04/2018, del 24 de abril de 2012, que la apertura del mercado intradiario continuo europeo debía ser a las 15:00 del día anterior al negociado (D-1).

Por otro lado, Agencia Europea para la Cooperación de Reguladores de Energía estableció en su Decisión n.º 01/2019, la metodología para fijación del precio de las capacidades en el ámbito intradiario, consistente en la implementación de tres subastas intradiarias paneuropeas, de acuerdo con los siguientes horarios: 15h00 CET y 22h00 CET del día D-1, y 10h00 CET del día D.

Con objeto de responder al requerimiento de abrir la negociación continua a las 15:00 D-1, y a la vez adaptarse a los horarios de las futuras subastas intradiarias paneuropeas, los

operadores del sistema (REN y REE) y el operador del mercado (OMIE) ibéricos, propusieron implementar una subasta regional intradiaria antes de la apertura de la negociación en el mercado intradiario continuo, en sustitución de una de las seis subastas actuales.

Tras los comentarios recibidos en consulta pública, las autoridades reguladoras ibéricas, CNMC y ERSE, decidieron que la introducción de la subasta de apertura a las 15:00 D-1, se debía hacer suprimiendo la última subasta correspondiente a las 12:55 del día D y hacer coincidir así, los horarios de las nuevas tercera y sexta subasta con las futuras subastas paneuropeas.

A estos efectos, recibida propuesta de adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica para implementar en el MIBEL la apertura del mercado intradiario continuo a las 15:00 horas del día anterior al negociado (D-1), así como propuesta de modificación de determinados procedimientos de operación (P.O) para su adaptación al mercado intradiario a las 15:00 horas (P.O. 1.5 «Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia/potencia», P.O. 3.1 «Programación de la generación», P.O. 3.2 «Restricciones técnicas», P.O. 3.3 «Gestión de desvíos», P.O. 3.6 «Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción», P.O. 3.8 «Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas pre-operacionales de funcionamiento», P.O. 7.3 «Regulación terciaria», y P.O. 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema»), la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sustanció trámite de audiencia e información pública. Asimismo, las propuestas fueron remitidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica. Por su parte, la propuesta de modificación de reglas del mercado ha sido sometida, igualmente, al Consejo de Reguladores del MIBEL, de acuerdo con el Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004.

Vistos los antecedentes de hecho y los fundamentos de derecho correspondientes, en cumplimiento de la función prevista en el artículo 7.38 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y según lo previsto en el artículo 5 del Reglamento (UE) 2017/2195, del 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, la Sala de Supervisión Regulatoria, considerando que las propuestas recibidas recogen los cambios necesarios para la adaptación de reglas y procedimientos de operación a la nueva apertura del mercado intradiario a las 15:00 D-1, resuelve:

Primero.

Aprobar las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica (incluyendo el correspondiente modelo del contrato de adhesión) y los procedimientos de operación 1.5, 3.1, 3.2, 3.3, 3.6, 3.8, 7.3 y 14.4, recogidos en los anexos a esta resolución.

Segundo.

Estas reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica y los procedimientos de operación mencionados surtirán efectos desde el 12 de noviembre de 2019.

Tercero.

Requerir al operador del mercado y al operador del sistema, según corresponda, para que lleven a cabo las actuaciones conforme a lo indicado en el fundamento de derecho tercero de esta resolución.

ANEXOS

Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica

PREÁMBULO

I) En virtud del artículo 28 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico el operador del mercado y el operador del sistema asumen las funciones necesarias, para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de energía eléctrica y la garantía de la gestión técnica del sistema eléctrico. El artículo 29 encomienda al operador del mercado la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en los mercados diario e intradiario.

II) La normativa vigente establece que los productores, comercializadores y consumidores,, los representantes, para poder participar en el mercado diario de producción deberán cumplir los requisitos siguientes:

a) Haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado diario de producción que comprende las sesiones de los mercados diario e intradiario, en el correspondiente contrato de adhesión, que será único, y habrá de ser aprobado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (actual Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital), previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

b) Prestar al operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación como agente en el mercado diario de producción, en los términos que se establezcan en el contrato de adhesión.

III) Para realizar la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en los mercados diario e intradiario contemplada en el apartado I anterior, es preciso establecer las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado. Estas reglas cumplen con el mandato de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, y a ellas se adhieren expresamente los compradores y vendedores en los mercados de producción de energía eléctrica por medio de la suscripción del correspondiente Contrato de Adhesión.

IV) De acuerdo con el artículo 2 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, el mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, los mercados intradiarios, mercados no organizados y mercados de servicios de ajustes del sistema, entendiendo por tales la resolución de restricciones por garantía de suministro y restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, y la gestión de desvíos. Los agentes de los mercados diario e intradiario actúan como compradores y vendedores en dichos mercados. Además, en su condición de sujetos del mercado de producción, pueden intervenir en los mercados a plazo, en los mercados no organizados y suscribir contratos bilaterales. Finalmente, también pueden ser oferentes en la solución de restricciones técnicas, en el mercado de servicios complementarios y en la gestión de desvíos, en las condiciones que se establecen en los Procedimientos de Operación del Sistema.

V) El artículo 5 del Real Decreto 2019/1997, prevé que el operador del mercado realice sus funciones de forma coordinada con el operador del sistema español. Dicha coordinación, de conformidad con la Ley del Sector Eléctrico puede referirse asimismo a las condiciones que conjuntamente establezcan el operador del mercado y el operador del sistema español para la realización de las operaciones de liquidación y pago de la energía, que serán públicas, transparentes y objetivas y que deben cumplir los productores, los comercializadores y los consumidores directos en mercado.

VI) El Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004, que regula el mercado ibérico de la energía eléctrica (MIBEL), ha aprobado una nueva estructura organizativa en virtud de la cual el Operador del Mercado Ibérico (OMI) pasa a convertirse en una entidad compuesta por dos sociedades

matrices o tenedoras, con participaciones cruzadas entre sí del 10%, y ostentando asimismo cada una de ellas la propiedad de un 50% en el capital de dos sociedades gestoras del mercado, la sociedad gestora española OMI, Polo español S.A. (OMIE), el mercado spot y operando la sociedad gestora portuguesa, OMI-Polo Portugués, SGMR (OMIP), el mercado a plazo. Adicionalmente, OMIClear se configura como entidad de contrapartida central.

En cumplimiento de lo dispuesto en el citado Convenio, con fecha de efectividad 1 de julio de 2011, ha concluido el proceso de segregación que afecta al Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., (OMEL) y que ha supuesto la transmisión en bloque de la rama de actividad consistente en la operación del mercado de electricidad, desarrollada hasta la citada fecha por OMEL, a favor de OMI, Polo Español S.A. (OMIE).

En virtud de lo anteriormente expuesto, desde 1 de julio de 2011, la sociedad OMI-Polo Español, S.A.U. (OMIE), ha asumido la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado spot de energía eléctrica en el ámbito del MIBEL.

El mercado a plazo incluirá las transacciones referidas a bloques de energía con entrega posterior al día siguiente de la contratación. El intercambio de información necesario para la integración de las posiciones con entrega física del mercado a plazo en el mercado diario se establecerá por acuerdo entre OMIP y OMIE.

El intercambio de información del sistema eléctrico portugués necesario para la implementación del mecanismo de separación de mercados, establecido en la Orden ITC/843/2007, de 28 de marzo, por la que se modifica la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, se ha establecido por el oportuno acuerdo suscrito entre Red Eléctrica Nacional (REN) y OMIE.

El Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión de 24 de julio de 2015 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión (CACM), publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea el 25 de julio de 2015, incluye como uno de sus objetivos primordiales la creación de un acoplamiento único diario e intradiario en el ámbito de la Unión Europea. Como consecuencia de tal normativa, el 13 de mayo de 2014 se produjo la ejecución del acoplamiento completo del mercado diario de electricidad gestionado por OMIE, en su calidad de operador del mercado ibérico, a través de la aplicación de la solución Price Coupling of Regions (PCR). En relación al proceso de acoplamiento único intradiario se ha venido desarrollando una solución intradiaria transfronteriza europea que deberá entrar en funcionamiento próximamente.

Asimismo, el citado reglamento regula una serie de funciones respecto a la actividad del agente de transporte que debe desarrollar el operador del mercado de conformidad con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

La publicación del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, ha supuesto la modificación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, reconociéndose como contraparte central de las compras y ventas del mercado diario de producción al operador del mercado, todo ello, en aplicación de lo previsto en el Reglamento (UE) 2015/1222, desarrollo de la normativa comunitaria derivada del Reglamento (CE) nº 714/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

Finalmente, la Orden IET/2732/2015, de 11 de diciembre, por la que se designa a Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español, SA, como operador designado para el mercado eléctrico, al amparo de lo previsto en el reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión, ha designado a OMIE, como operador designado para el mercado eléctrico (NEMO), al amparo de lo previsto en el citado Reglamento (UE) 2015/1222.

CAPÍTULO PRIMERO

Reglas generales

Regla 1.ª *El mercado de producción.*

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercados intradiarios, los servicios de ajuste y de balance y los mercados no organizados.

En el mercado diario se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente. Las sesiones de contratación del mercado diario se estructuran en periodos de programación equivalentes a una hora natural, considerando como horizonte de programación los 24 periodos de programación consecutivos de la Hora Europea Central (CET), ó 23, ó 25 en los días de cambio de hora oficial. También puede producirse en el mercado diario la entrega física de la energía negociada en los mercados organizados a plazo.

Los mercados intradiarios tiene por objeto atender la oferta y la demanda de energía que se puedan producir, en las horas siguientes, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable definitivo (PDVD).

Los mercados de servicios de ajuste incluyen todos aquellos servicios que, teniendo carácter potestativo, los operadores del sistema consideren necesarios para asegurar el funcionamiento del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Regla 2.ª *El operador del mercado diario e intradiarios.*

OMI-Polo Español S.A. (OMIE), como operador designado para el mercado eléctrico por la Orden IET/2732/2015, de 11 de diciembre, por la que se designa a Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español, SA, como operador designado para el mercado eléctrico, al amparo de lo previsto en el reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión es el responsable de la gestión económica del sistema referida a los Mercados diario e intradiarios. Le corresponde recibir las ofertas de compra y venta de energía eléctrica, efectuando la gestión de las mismas, así como la liquidación de todas las operaciones de los mercados diario e intradiarios.

OMIE actuará como contraparte central de las operaciones que se realicen en los mercados diario e intradiarios desde el momento en el que se consideren firmes las casaciones y las operaciones en el mercado intradiario continuo correspondientes.

Como consecuencia de su actuación como contraparte central, se produce la interposición de OMIE en las obligaciones resultantes de las diversas operaciones actuando OMIE como comprador frente al vendedor y como vendedor frente al comprador en los términos establecidos en las presentes reglas.

Le corresponde asimismo al operador del mercado recibir de los operadores del sistema la comunicación de los contratos bilaterales para las verificaciones que correspondan en materia de ofertas al mercado. La regulación específica y funciones, en el caso del operador del mercado y operador del sistema español están contenidas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Regla 3.ª *Alcance de las reglas del mercado y objeto del contrato de adhesión.*

De conformidad con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, las Reglas de Funcionamiento del Mercado contienen los procedimientos y condiciones de carácter general que resultan necesarios para el eficaz desarrollo de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica y, específicamente, para su gestión económica y la participación en los mismos de los sujetos que realizan actividades destinadas al suministro de energía eléctrica y de los consumidores directos en mercado, y, en particular, sobre:

a. La definición, desarrollo y funcionamiento de los sistemas informáticos necesarios para garantizar la transparencia en las transacciones que se realicen en el mercado de producción de energía eléctrica y que incluyen:

– La presentación de ofertas de compra y venta de energía eléctrica;
– El procedimiento de casación, en el mercado diario e intradiario de subastas, de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica;
– El procedimiento de gestión de las transacciones realizadas del mercado intradiario continuo, de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica;
– El procedimiento de entrega física de la energía negociada a plazo cuyos titulares lo soliciten y en especial la que provenga de las entidades contempladas en el Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica;
– La determinación y comunicación a los operadores del sistema, con la confidencialidad que corresponda, de los datos relativos a los resultados de la casación de las ofertas en los mercados diario e intradiarios, y a los agentes, de los datos correspondientes a sus unidades de venta y adquisición;
– La determinación y comunicación a los agentes del mercado y a los operadores del sistema de los precios marginales de la energía eléctrica, volúmenes negociados, así como aquella información de carácter público que se considere relevante, en el mercado diario y en las sesiones del mercado intradiario de subastas;
– La determinación y comunicación a los agentes del mercado y a los operadores del sistema de los precios de referencia, volúmenes negociados, así como aquella información de carácter público que se considere relevante, en el mercado intradiario continuo;
– La determinación y publicación de los índices de precios medios con carácter horario del mercado diario e intradiario de subastas;
– La comunicación del Programa Diario Viable definitivo (PDVD) y del Programa Horario Final (PHF) derivado de cada sesión del mercado intradiario de subastas y programa resultado del intradiario continuo, a los agentes, de los datos correspondientes a sus unidades de venta y adquisición como base para la participación en la siguiente sesión del mercado intradiario de subastas o mercado intradiario continuo;
– La liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deben realizarse en virtud de los precios de los mercados diario e intradiarios de la energía eléctrica;
– El procedimiento de validación de aceptación de ofertas de compra con las garantías depositadas;
– La publicación de las curvas agregadas de oferta y demanda de los mercados diario e intradiario de subastas con desagregación explícita de cada uno de los puntos que las configuran;
– La publicación de las capacidades comerciales e intercambios intracomunitarios e internacionales por frontera;
– La publicación de los resultados de los programas de energía agregados por agente y mes natural de los mercados de producción de energía eléctrica, una vez transcurrido un mes desde el último día de aquel al que se refieran;
– La publicación de las ofertas presentadas por los agentes, que han entrado en el proceso de casación, en cada uno de los mercados diario e intradiario de subastas, una vez transcurridos 90 días.
– La publicación de las ofertas enviadas a la Plataforma de Contratación Continua Europea, una vez transcurridos 90 días.

b. Las condiciones de adhesión a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica.
c. El procedimiento a seguir en el supuesto de que los agentes que adquieren energía del mercado incumplan sus obligaciones de pago, así como las comunicaciones que en estos casos deban realizarse a los consumidores y a los diferentes agentes del mercado.
d. El procedimiento a seguir en las comunicaciones de altas y bajas como agentes del mercado por quienes participen en los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica;
e. La determinación de las garantías disponibles del agente para su participación en los procesos del mercado.

f. La liquidación y comunicación a los agentes de los pagos y cobros que deben realizarse por sus operaciones en virtud del precio de la energía de los mercados diario e intradiarios.

g. La comunicación a las autoridades competentes de los comportamientos contrarios al correcto funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica y de las situaciones que puedan resultar anómalas, teniendo en cuenta la información a disposición del operador del mercado resultante de los mismos.

h. El procedimiento de revisión de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica.

i. Publicación del coste final de la energía y los componentes del precio final en agregado y para cada tipo de consumidor.

CAPÍTULO SEGUNDO

Sujetos

Regla 4.ª *Agentes del mercado diario e intradiarios.*

4.1 Sujetos que pueden ser agentes del mercado de producción.

Pueden ser agentes del mercado los sujetos que intervienen en el suministro de energía eléctrica relacionados a continuación:

Productores de energía eléctrica: personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción.

Comercializadores: sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Comercializadores de referencia: comercializadores que tienen las funciones que la normativa establezca, entre otras la venta a consumidores finales a precio voluntario al pequeño consumidor.

Consumidores directos en mercado: consumidores que adquieran energía eléctrica directamente en el mercado de producción.

Representantes: agentes que actúan por cuenta de cualquier sujeto a los efectos de su participación en el mercado de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas. La representación por cuenta ajena podrá ser indirecta, cuando el representante actúa en nombre propio, o directa, cuando el representante actúa en nombre del representado. En los casos de representación indirecta, los efectos del negocio jurídico realizado por el representante se imputan directamente a este, sin perjuicio de la relación interna que le ligue con su representado.

4.2 Adquisición de la condición de agente del mercado.

Para adquirir la condición de agente del mercado, los productores, comercializadores, consumidores directos en mercado, y representantes definidos en el apartado 4.1 anterior deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Ser titular de instalaciones válidamente inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, o en caso de comercializadores y consumidores directos en mercado, haber realizado la oportuna comunicación de inicio de actividad según corresponda, o bien acreditar la calidad de representante de alguno de los sujetos anteriores. Los representantes de los sujetos para acreditarse como agente del mercado, deberán acreditar su condición a través del correspondiente poder notarial, así como su actuación por cuenta propia o ajena.
- Haber adquirido la condición de sujeto del sistema eléctrico.
- Haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica en el correspondiente contrato de adhesión.

▪ Haber declarado un código de agente válido al operador del mercado, asociado a un Número de Identificación Fiscal (NIF) que no pertenezca a ningún otro agente del mercado. Cada agente del mercado tendrá un único NIF, y cada NIF corresponderá a un único agente del mercado.

Una vez cumplidos los requisitos para la adquisición de la condición de agente del mercado, el operador del mercado procederá en los dos días hábiles posteriores al cumplimiento de dicha condición, a completar el proceso de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado, pudiendo el agente actuar en el día posterior al tercer día hábil, para los mercados y sesiones que se celebran a partir de las 10:00 de dicha fecha.

En el proceso de alta los agentes deberán comunicar las direcciones de correo electrónico para las comunicaciones entre el operador del mercado y el agente, diferenciando según se establece en el proceso de alta entre las diferentes actividades del mercado. El operador del mercado mantendrá activas todas las direcciones de correo electrónico dadas de alta salvo que estás sean dadas de baja en el servidor de correo del agente y dicha baja se mantenga al menos durante 3 meses sin notificación del agente, en cuyo caso serán dadas de baja en el mercado como direcciones de contacto.

4.3 Agentes con posibilidad de entrega física.

La energía negociada a plazo, cuya liquidación por entrega física sea solicitada por su titular, podrá ser integrada en el mercado diario de producción, en especial la que provenga de las entidades contempladas en el Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica.

Los agentes del mercado a plazo con posibilidad de entrega física serán los agentes del mercado que sean además agentes de liquidación física del mercado a plazo o que dispongan de un contrato con un agente de liquidación física del mercado a plazo.

Regla 5.ª *Vendedores.*

Se establece como precio instrumental de las ofertas de venta para los mercados diario e intradiarios el precio de 0 EUR/MWh.

5.1 Mercado diario.

Son vendedores en el mercado diario:

a) Los titulares de aquellas unidades de producción inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica;

b) Los comercializadores que vendan en sistemas eléctricos de países que no sean de la Unión Europea cuya participación como vendedores en los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica esté autorizada;

c) Los comercializadores y consumidores directos que hayan realizado un contrato de adquisición de energía con empresas autorizadas a la venta de energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad.

d) Los comercializadores y consumidores directos del sistema eléctrico balear, sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria primera del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico. En el marco de lo establecido por dicha disposición transitoria, y en tanto no se haya producido la revisión allí prevista, las referencias en las presentes reglas a los sujetos mencionados habrán de entenderse hechas únicamente a los comercializadores de referencia.

e) Los agentes productores, comercializadores u otros, que actúen como agente representante de los anteriormente citados.

Los vendedores de energía eléctrica en el mercado diario presentarán al operador del mercado ofertas de venta de energía eléctrica por cada una de las unidades de venta de que sean titulares y para los periodos de programación de un mismo horizonte diario de programación en el mercado diario.

Los titulares de las unidades de producción a que se refiere la letra a) previa estarán obligados a presentar ofertas de venta de energía eléctrica al operador del mercado por cada una de dichas unidades de producción de que sean titulares para todos y cada uno de los periodos de programación de un mismo horizonte diario de programación, hasta el límite de su capacidad de producción, salvo en los supuestos previstos en el artículo 25 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas.

Los comercializadores a los que se refiere la letra b) previa, podrán participar como vendedores según su autorización ministerial.

Los comercializadores a los que se refiere la letra c) previa, podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica por la energía adquirida en dichos contratos para los periodos de programación del horizonte diario correspondiente, o vender dicha energía a sus consumidores.

Los comercializadores y consumidores directos a los que se refiere la letra d) previa, no podrán presentar oferta de venta de energía hasta la publicación de la orden del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital a la que se refiere el artículo 3 del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre.

Los agentes representantes a los que se refiere la letra e) previa, podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica para aquellos periodos de programación de un mismo horizonte diario de programación que consideren oportunos, o comunicar la ejecución de un contrato bilateral.

Los titulares de unidades a los que se refieren las letras a) a c) previas, que estén autorizados a notificar el uso de derechos de capacidad, o ejecutar contratos bilaterales firmes previos al mercado diario, podrán operar para la ejecución de los contratos asociados a dichos procesos con una unidad de programación genérica, en el sistema eléctrico portugués y/o español según corresponda.

En cada hora en la que el saldo neto de la unidad de programación genérica sea comprador en los bilaterales y notificaciones de uso de capacidad previos al mercado diario en los que participa dicha unidad de programación genérica, dicho saldo será el máximo que puede vender en el mercado diario la unidad de oferta genérica de venta.

Los titulares correspondientes a las letras a) a c) previas, que pueden vender energía con la unidad de oferta genérica de venta, deberán participar con ofertas de venta de dicha unidad por dicho saldo comprador, exceptuado el volumen de energía comprometida por esa unidad en contratos bilaterales que no sean previos al mercado diario.

Los agentes podrán solicitar al operador del mercado la presentación en su nombre de una oferta con la condición compleja de indivisibilidad, con un solo bloque, a precio instrumental de la unidad de oferta genérica de venta por dicho saldo. La oferta será creada para cada sesión del mercado diario, en el momento de recibirse y publicarse en el sistema del operador del mercado la información de contratos bilaterales firmes previos al mercado diario. Si en el momento de recibirse dicha información de los contratos bilaterales firmes previos al mercado diario ya ha sido presentada por el agente una oferta de la unidad de oferta genérica de venta, para la sesión del mercado diario, no se creará la oferta en su nombre. Una vez creada la oferta en nombre del agente, y hasta el cierre de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario, el agente podrá gestionar su oferta como cualquier otra, pudiendo anularla o presentar otra oferta válida de la unidad de oferta genérica de venta, que sustituirá a la última presentada, incluida la presentada en su nombre.

5.2 Mercados intradiarios.

Podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica en los mercados intradiarios todos los agentes del mercado de producción.

Los agentes titulares de unidades de oferta genérica de venta que por un error en la gestión de dichas unidades no tuvieran un programa nulo en el Programa Base de Funcionamiento, deberán participar en los mercados intradiarios para disminuir su programa hasta obtener un programa final nulo.

Regla 6.ª *Compradores.*

Se establece como precio instrumental de las ofertas de compra, al que se refiere el apartado 1 del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, para los mercados diario e intradiarios, en 180,3 EUR/MWh.

6.1 Mercado diario.

Son compradores en el mercado diario:

a) Los comercializadores, consumidores directos en mercado,, que estén autorizados a comprar. Igualmente son compradores las instalaciones de producción de energía eléctrica que estén autorizadas a comprar y estén inscritas en el registro correspondiente.

b) Los comercializadores podrán presentar ofertas de compra de energía eléctrica.

c) Los comercializadores que compren en sistemas eléctricos de países que no sean de la Unión Europea podrán participar como compradores según su autorización ministerial.

d) Los agentes productores, comercializadores u otros, que actúen como agente representante de los anteriormente citados.

Los titulares de unidades que están autorizados a notificar el uso de derechos de capacidad, o ejecutar contratos bilaterales firmes previos al mercado diario, podrán operar para la ejecución de los contratos asociados a dichos procesos con una unidad de programación genérica, en el sistema eléctrico portugués y/o español según corresponda.

En cada hora en la que el saldo neto de la unidad de programación genérica sea vendedor en los bilaterales y notificaciones de uso de capacidad previos al mercado diario en los que participa dicha unidad de programación genérica, dicho saldo será el máximo que puede comprar en el mercado diario la unidad de oferta genérica de compra.

Los titulares que pueden comprar energía con la unidad de oferta genérica de compra, deberán participar con ofertas de compra de dicha unidad por dicho saldo vendedor, exceptuado el volumen de energía comprometida por esa unidad en contratos bilaterales que no sean previos al mercado diario.

Los agentes podrán solicitar al operador del mercado la presentación en su nombre de una oferta simple a precio instrumental, de la unidad de oferta genérica de compra, por dicho saldo. La oferta será creada para cada sesión del mercado diario, en el momento de recibirse y publicarse en el sistema del operador del mercado la información de contratos bilaterales firmes precios al mercado diario. Si en el momento de recibirse dicha información de los contratos bilaterales firmes previos al mercado diario ya ha sido presentada por el agente una oferta de la unidad de oferta genérica de compra, para la sesión del mercado diario, no se creará la oferta en su nombre. Una vez creada la oferta en nombre del agente, y hasta el cierre de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario, el agente podrá gestionar su oferta como cualquier otra, pudiendo anularla o presentar otra oferta válida de la unidad de oferta genérica de compra, que sustituirá a la última presentada, incluida la presentada en su nombre.

6.2 Mercados intradiarios.

Podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en los mercados intradiarios todos los agentes del mercado.

Los agentes titulares de las unidades de oferta genérica de compra que por un error en la gestión de dichas unidades no tuvieran un programa nulo en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), deberán participar en los mercados intradiarios para disminuir su programa hasta obtener un programa final nulo.

Regla 7.ª *Condiciones de adhesión a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica.*

1. La participación de los vendedores y compradores en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica exige su adhesión a las presentes Reglas y el cumplimiento de los demás requisitos establecidos en las mismas y en la normativa en vigor.

2. Los compradores y vendedores que deseen actuar en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica deberán solicitarlo ante OMI, Polo Español S.A.(OMIE).

3. El solicitante deberá presentar los siguientes documentos:

– Documento acreditativo, con la necesaria fehaciencia, de las facultades del firmante de la solicitud y, en su día, del firmante del contrato de adhesión.

– Número de Identificación Fiscal (NIF) de la entidad presentadora de la solicitud.

– Aquella documentación requerida por el operador del mercado para posibilitar la actuación y participación efectiva del solicitante en dicho mercado, entre otra y a meros efectos indicativos, personas de contacto con las diferentes direcciones del operador del mercado, datos de unidades de venta, de adquisición y de unidades físicas, datos de liquidación y facturación, ficha de medios técnicos y de comunicación, indicando las características del sistema informático del futuro agente para acceder al Sistema de Información del Operador del Mercado.

– Cualquier otra documentación exigible conforme a la normativa aplicable, especialmente la relativa a las autorizaciones administrativas e inscripciones en los registros que sean necesarias.

El operador del mercado establecerá un procedimiento electrónico para la cumplimentación de la documentación requerida.

A los efectos de facilitar la aportación de la mencionada documentación por el solicitante, el operador del mercado publicará en su página web un documento electrónico titulado «Guía de Acceso al Mercado» donde se incluirán los modelos a aportar y la documentación a presentar.

4. En caso de actuaciones a través de la figura del representante, dicho representante deberá acreditar su condición mediante la presentación del correspondiente poder notarial donde deberá especificar si el representante actúa por cuenta ajena y en nombre del representado o si actúa por cuenta ajena y en nombre propio.

En caso de la utilización de la figura del representante, su ámbito de actuación comprenderá la representación de todas las actividades y actuaciones en los mercados del representado, sin que pueda admitirse la actuación en los mercados de más de un representante por representado o la actuación de un representado y su representante simultáneamente.

Los representantes que actúen por cuenta ajena y en nombre propio deberán adherirse a las presentes reglas y adquirir la condición de agente del mercado de producción.

En el caso de representantes que actúen por cuenta ajena y en nombre del representado, será este último el que deberá adherirse a las presentes Reglas y adquirir la condición de agente del mercado de producción. El representante podrá elegir entre adquirir tal condición o no.

Además de lo anterior, se estará a lo dispuesto en la normativa de aplicación en lo relativo a las limitaciones que afecten a la representación.

Los titulares de instalaciones pertenecientes a fuentes de energía renovable (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos que sean representados por un representante en nombre propio se entenderán adheridos a las presentes reglas a través de la adhesión de dicho representante.

Los titulares de instalaciones de producción con fuentes de energía que no sea renovable que no forman parte de una unidad de gestión hidráulica, cogeneración de alta eficiencia o residuos, podrán acceder al mercado por medio de un representante común. Estos representantes comunes no podrán agrupar en ningún caso unidades de producción.

Una persona física o jurídica no podrá ostentar la condición de representante común (con facultades ordinarias) de un agente del mercado cuando exista conflicto de interés o se ponga en riesgo o perjudique la libre competencia del mercado de producción de energía eléctrica. En particular no se podrán llevar a cabo las siguientes actuaciones:

– Un mismo representante común no podrá actuar por cuenta de dos o más operadores dominantes en el sector eléctrico.

– Un mismo representante común no podrá actuar por cuenta de dos o más operadores principales en sector eléctrico.

– Un representante común que sea operador dominante solo podrá representar instalaciones de producción de las que posea una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento de su capital.

– Un representante común que sea operador principal solo podrá representar instalaciones de producción de las que posea una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento de su capital. Esta restricción no será de aplicación a las instalaciones de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables que no formen parte de una unidad de gestión hidráulica, ni a la cogeneración de alta eficiencia, ni a los residuos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 13.7 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, a la gestión y venta de energía procedente de las instalaciones de producción próxima a las de consumo y asociadas a las mismas en los casos de suministro con autoconsumo con excedentes realizado con tecnologías de generación renovable, no les serán de aplicación las limitaciones previstas en los artículos 53.5 y 53.6 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

El titular de una instalación de producción a partir de fuentes de energía renovable que no formen parte de una unidad de gestión hidráulica, cogeneración de alta eficiencia o residuos, podrá participar en el mercado, directa o indirectamente, mediante un agente representante. Este representante es cualificado porque podrá presentar las ofertas por el conjunto de instalaciones de este tipo a las que representa, agrupadas en una o varias unidades de venta.

Conforme a la normativa de general aplicación se procederá a dar cuenta a las autoridades regulatorias o de competencia de aquellas conductas que, en materia de representación, ya sea común o cualificada como agente representante, pudieran suponer una práctica restrictiva de la competencia, un abuso de posición dominante o cualquier otra posible conducta contraria a la libre competencia.

5. Presentada la solicitud de adhesión, el operador del mercado podrá comprobar que el solicitante dispone de los medios técnicos necesarios para realizar las actividades que le correspondan por su participación en el mercado y que cumple las condiciones de presentación de ofertas de compra y venta de energía eléctrica a las que se refieren las presentes reglas. En particular, es condición necesaria para la suscripción del Contrato de Adhesión que el solicitante esté conectado por medio de la red de comunicaciones al Sistema de Información del Operador del Mercado y disponga de los medios homologados a que se refieren estas reglas para realizar las comunicaciones electrónicas que exija su participación en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica. El operador del mercado podrá establecer, a los efectos de lo establecido en esta regla, un sistema de pruebas que deberá superar el solicitante.

La habilitación en los medios de comunicación electrónica del operador del mercado se conferirá con carácter personal e intransferible a la persona física determinada que actúe en nombre del agente.

Nadie podrá ser habilitado simultáneamente para actuar en nombre de más de un agente en los susodichos medios.

Se exceptúa de lo previsto en el párrafo anterior la actuación en nombre de varios agentes cuando dichos agentes sean entidades que formen parte de un mismo de grupo de sociedades, definido este conforme a lo establecido en el artículo 42.1 del Código de Comercio. A estos efectos deberá presentarse al operador del mercado certificación del órgano competente de las sociedades o del auditor de cuentas en la que se haga constar dicha circunstancia.

Se exceptúan igualmente de la limitación de habilitación simultánea los supuestos en los que las disposiciones vigentes sobre el sector eléctrico prevén la intervención de una entidad como representante de otras entidades siempre dentro de los límites en que dicha representación está autorizada.

El operador del mercado no estará obligado a hacer pública la información a la que acceda la persona habilitada que actúe en nombre de varios agentes por el mero hecho de acceder dicha persona a la información correspondiente a los varios agentes en cuyo nombre actúa.

6. Realizadas las actuaciones y comprobaciones establecidas en los apartados anteriores, el solicitante suscribirá el Contrato de Adhesión a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica, con el contenido de

ambos documentos, que haya aprobado el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

7. La adquisición de la condición de agente del mercado diario de producción se producirá cuando se haya constatado por el operador del mercado el cumplimiento de todos y cada uno de los requisitos previstos en el artículo 7.1 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

Regla 8.ª *Prestación de garantías.*

Suscrito el Contrato de Adhesión, el agente del mercado deberá prestar ante el operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación como participante en el mercado, en los términos establecidos en el Contrato de Adhesión y en estas reglas. La falta de garantías suficientes para avalar una oferta de compra en los términos establecidos impedirá la aceptación de esa oferta del agente. El régimen de la garantía será el establecido en estas reglas.

Regla 9.ª *Comunicaciones de las altas y bajas de unidades de oferta de agentes del mercado.*

9.1 Comunicación al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

El operador de mercado comunicará al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las altas y bajas de todas las unidades de oferta de los agentes de dicho mercado en un plazo que no podrá exceder de quince días hábiles desde la entrada en vigor de tales altas y bajas. En este mismo plazo el operador de mercado hará constar dichas altas y bajas en su web pública indicando específicamente estos supuestos.

Se considerará que una entidad ha adquirido la condición de agente del mercado de producción cuando se haya constatado por el operador del mercado el cumplimiento de todos y cada uno de los requisitos previstos en el artículo 7.1 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

Se considerará que un agente ha causado baja en el mercado de producción cuando se haya constatado por el operador del mercado el incumplimiento de alguno de los requisitos previstos en el artículo 7.1 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

9.2 Comunicaciones de las altas como agentes del mercado.

A efectos de comunicaciones se consideran interesados en el alta de unidades de oferta de un agente del mercado todos los agentes del mercado.

El operador del mercado publicará en su web pública una lista completa de los agentes del mercado. Igualmente publicará la lista completa de las unidades de oferta de todos los agentes del mercado con indicación de si dicha unidad de oferta está de alta o ha causado baja en el mercado.

9.3 Comunicación de las bajas de representación.

El operador del mercado comunicará el hecho de una baja sobrevenida de un agente representante tan pronto sea conocido, tanto a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como al comercializador de referencia correspondiente, a efectos de que comience a ejercer su función de representación de las instalaciones de producción afectadas. Si el titular de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos representadas no hubiese comunicado los comercializadores de referencia que deben actuar como representante de sus instalaciones en caso de baja del representante de dicho titular, el operador del mercado comunicará la baja de representación a todos los comercializadores de referencia del sistema eléctrico en el que están dadas de alta las unidades de oferta de representación de sus instalaciones.

Regla 10.ª *Suspensión de participación de unidades de oferta de un agente del mercado.*

En caso de comunicación de la suspensión de unidades de programación de un sujeto del sistema eléctrico, por parte de los operadores del sistema, el operador del mercado procederá a suspender la actuación de las correspondientes unidades de oferta en el mercado a partir de las sesiones del mercado posteriores a dicha comunicación.

CAPÍTULO TERCERO

Ofertas

Regla 11.ª *Características generales de las ofertas.*

Las ofertas de compra o venta de energía eléctrica deben ser presentadas por los agentes o por su representante al operador del mercado por cada unidad de venta o adquisición de las que sean titulares y para cada periodo de programación de un mismo horizonte de programación.

Dichas ofertas pueden ser simples o complejas (con condiciones) en razón de su contenido.

Las ofertas simples deben contener un precio y una cantidad de energía, sin incluir ninguna condición compleja que deba ser tenida en cuenta en la casación.

Las ofertas complejas, además de cumplir con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan una, varias o la totalidad de las condiciones complejas que deben ser consideradas en el proceso de casación.

Regla 12.ª *Alta de las unidades de venta o de adquisición en el sistema de información del operador del mercado.*

El operador del mercado dará de alta las unidades de venta o adquisición en el Sistema de Información del Operador del Mercado, con los datos que el agente titular de dicha unidad haya registrado en el registro correspondiente, con los datos de las autorizaciones administrativas, y con los aportados por el agente titular de la unidad. Los datos del Sistema de Información del Operador del Mercado serán:

- Código de la unidad de venta o adquisición (definido por el operador del mercado).
- Descripción de la unidad de venta o adquisición.
- Tipo de la unidad de venta o adquisición.
- Código del sistema eléctrico en el que opera la unidad.
- Código interno del sistema eléctrico español.
- Energía horaria máxima a efectos de validación, en MWh con un máximo de un decimal (de cada una de las unidades físicas de que se compone en el caso de las unidades de venta).
- Gradiente máximo de subida y bajada, MW/h con un máximo de un decimal, para las unidades de venta.
- Porcentaje de propiedad del titular o titulares en dicha unidad.

Cuando la unidad de oferta de venta sea de representación de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos, cada titular de dichas instalaciones asociadas a la unidad de oferta, o su representante en su nombre, deberá comunicar en el proceso de asociación de la instalación a la unidad de oferta el comercializador de referencia que vaya a actuar como representante en caso de suspensión de la representación comunicada.

Las instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos podrán tener desde el primer día del mes siguiente al acta de puesta en servicio un representante diferente del comercializador de referencia que les corresponda. Las instalaciones que no dispongan de acta de puesta en servicio, para tener un representante diferente del comercializador de referencia que les corresponda, deberán presentar la inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Para los representantes de instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos, existe la posibilidad de agrupar ofertas de sus representados, de modo que exista la posibilidad de una posición final neta de todos los representados frente al mercado.

El código del sistema eléctrico indica, en el caso de España y Portugal, el sistema eléctrico en el que se produce la venta o adquisición de energía. En el caso de ser unidades externas al sistema ibérico, formado por los sistemas eléctricos de España y Portugal, indica la interconexión a través de la que se realiza la transacción, pudiendo ser de importación o exportación, y corresponden a las interconexiones con los sistemas de Francia, Andorra y Marruecos. Cada agente autorizado podrá definir una única unidad para la importación o exportación a través de cada una de las fronteras citadas.

Para las interconexiones entre sistemas eléctricos con subastas coordinadas de capacidad, con entrega física, la unidad de importación y exportación se denominará unidad con derechos previos, existiendo una única unidad para la importación y una única unidad para la exportación, para cada agente autorizado. Las unidades de importación y exportación asignadas con derechos previos de capacidad no podrán presentar ofertas

Existen dos zonas de oferta, correspondientes a las zonas portuguesa y española. Cada una de estas zonas de oferta tendrá su propio precio. Las unidades de oferta que operan a través del sistema eléctrico con Andorra y Marruecos pertenecen a la zona de oferta española.

Se darán de alta dos unidades de oferta genérica, en el sistema eléctrico portugués y/o español según corresponda, una de venta y otra de adquisición, asociadas a la misma unidad de programación genérica, para la negociación en el mercado diario de los saldos de energía previos al mercado diario, correspondientes a la notificación del uso de derechos de capacidad, y contratos bilaterales firmes previos al mercado diario. Las unidades de oferta genéricas no podrán presentar ofertas en el mercado intradiario continuo.

El código interno del sistema eléctrico español identifica las unidades de oferta de compra o de venta, para la compra o venta de energía en el sistema eléctrico peninsular o a través de la conexión con el sistema eléctrico balear.

Las unidades de oferta de compra o de venta de energía del sistema eléctrico peninsular español, solamente podrán tener asociadas unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español, y las unidades de venta o adquisición a través de la conexión con el sistema eléctrico balear solamente podrán tener asociadas unidades de programación para la compra o venta a través de la conexión con el sistema eléctrico balear.

Cada unidad de oferta de producción o venta, corresponderá con una unidad de programación, excepto en el caso de unidades de oferta de agente representante de instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos, en los que corresponderá con una o más unidades de programación. Una unidad de programación no podrá estar asociada a dos unidades de oferta.

Cada unidad de oferta de compra, corresponderá con una unidad de programación, excepto en el caso de unidades de oferta de consumo de bombeo, en los que corresponderá con una o más unidades de programación y en las unidades de representación de unidades de adquisición física cuando sea representación en nombre propio.

Una unidad de oferta de un representante en nombre propio y por cuenta de terceros podrá incluir energía de varios representados. Una unidad de oferta de un representante en nombre y por cuenta de terceros solamente podrá incluir energía de un representado.

Una unidad de oferta deberá contener exclusivamente unidades que desarrollen un solo tipo de actividad (productores de energía eléctrica, comercializadores o consumidores directos en mercado).

La energía horaria máxima declarada de las unidades por el agente estará limitada al valor máximo del registro correspondiente, o a la autorización ministerial correspondiente en su caso.

La energía máxima de una unidad de venta o adquisición es la suma de la energía máxima declarada por el agente de cada una de las unidades físicas que componen dicha unidad de venta o adquisición.

La energía máxima de las unidades físicas estará limitada a la potencia bruta máxima inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Para las instalaciones de producción que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales la potencia máxima de las unidades físicas estará limitada a la potencia bruta máxima inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica multiplicada por un coeficiente de 1,2.

Durante la realización de las pruebas oficiales de certificación de nueva potencia, el agente podrá solicitar un valor de energía máxima superior al inscrito en el registro en dicha instalación, para la realización de las pruebas. El valor de energía máxima será de aplicación a todos los periodos de programación de los días naturales durante los que se realicen dichas pruebas.

El alta de una unidad de programación de un sujeto que sea agente del mercado será simultánea con el alta de la unidad de oferta del agente. Para un agente del mercado no podrá existir una unidad de oferta sin unidad de programación, ni una unidad de programación sin unidad de oferta.

En el caso del alta de una unidad de programación de un sujeto que no es agente del mercado, se admitirá programa de dicha unidad al tercer día hábil después de la recepción de la solicitud de alta de dicha unidad por el operador del sistema.

Si una unidad de oferta dada de alta en el sistema, es dada de baja para una fecha por el agente titular de dicha unidad, o esta queda con una potencia máxima nula por no tener asociada ninguna unidad física por solicitud de cambios de asociación, quedarán anuladas todas las ofertas presentadas para las sesiones del mercado diario a partir de la fecha para la que se ha solicitado la baja o la unidad ha quedado con potencia máxima nula. Igualmente quedará retirada la oferta por defecto aplicando dicha retirada para el primer día para el que la unidad está de baja o tiene una potencia máxima nula.

Unidades Porfolio o Cartera de Negociación.

Los agentes podrán optar por participar en el mercado intradiario continuo a través de unidades de oferta o de unidades porfolio. En ambos casos, la unidad estará asociada a un sistema eléctrico específico (España o Portugal).

Cada agente del mercado podrá disponer, previa solicitud, de una única pareja de unidades porfolio (compra/venta) por cada tipo de actividad y por cada sistema eléctrico donde el agente tenga dos o más unidades de oferta de alta en el sistema del Operador de Mercado.

Por defecto, todas las unidades ofertantes del agente que estén dadas de alta en el sistema de información del mercado y que compartan actividad y sistema eléctrico con la pareja de unidades porfolio, se encontraran asociadas al porfolio para poder recibir energía en el proceso de desagregación. Una unidad de oferta únicamente puede estar asociada a una pareja de unidades porfolio.

Los agentes tendrán la posibilidad, para cada pareja de unidades porfolio, de excluir de la asociación las unidades ofertantes en las que no deseen desagregar energía. Una unidad excluida de un porfolio, estará excluida tanto de la unidad porfolio de compra como de la unidad porfolio de venta. Los agentes podrán volver a incluir unidades que fueron excluidas.

El límite máximo de exclusión de unidades ofertantes será tal que nunca haya menos de dos unidades ofertantes en las que pueda desagregar la pareja de unidades porfolio.

Las unidades porfolio de la actividad de generación deberán contener dos o más unidades de oferta de actividad de generación, y las unidades porfolio de las distintas actividades de adquisición deberán contener dos o más unidades de oferta de adquisición de la misma actividad, teniendo en cuenta que las siguientes unidades de oferta no podrán estar asociadas a una unidad porfolio:

- Las unidades de representación en nombre y por cuenta ajena.
- Las unidades de importación y exportación con derechos previos.
- Las unidades genéricas.
- Las unidades de comercialización de referencia.
- Las unidades pertenecientes al sistema eléctrico español zona balear.

Las unidades porfolio únicamente podrán participar en el mercado intradiario continuo, no estando habilitadas para su participación en las subastas.

Para aquellos agentes que, por razones de la adecuada asignación de los impuestos, OMIE necesite disponer de las transacciones realizadas a nivel de unidad de oferta, el agente deberá actuar en el mercado continuo a través de dichas unidades de oferta (p.e. consumidores directos en mercado con derecho a reducción en el impuesto de electricidad).

Regla 13.ª *Tiempo de presentación de las ofertas.*

1. En el mercado diario, las ofertas deberán recibirse en los servidores de información del operador del mercado antes del cierre del periodo de aceptación de ofertas. Los horarios de las operaciones en los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica correspondiente al mercado diario se describen en las reglas finales.

2. Para el mercado intradiario de subastas, el operador del mercado determinará el momento de apertura y de cierre del periodo de presentación y aceptación de ofertas y lo comunicará a los agentes. Las ofertas deberán recibirse en los servidores de información del operador del mercado antes del cierre del periodo de aceptación de ofertas. Los horarios de las operaciones en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica correspondiente a los mercados intradiarios se describen en las reglas finales y anexos.

3. La hora de recepción será la que indique el Sistema de Información del Operador del Mercado en el momento de la recepción.

4. Para el mercado intradiario continuo, las ofertas serán presentadas, para los contratos en negociación, en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado y enviadas a la Plataforma de Contratación Continua Europea, quien verificará su tiempo de recepción con relación del periodo de presentación y aceptación de ofertas.

Regla 14.ª *Lugar de presentación de las ofertas.*

Las ofertas deberán presentarse en los servidores de información del operador del mercado por el medio electrónico que este habilite al efecto.

Los medios electrónicos disponibles para la recepción de ofertas desde la entrada en vigor de estas reglas serán alguno o algunos de los siguientes:

– Acceso a través de Internet.
– Acceso a través de líneas dedicadas, para aquellos agentes que lo soliciten.

El agente es responsable de la contratación, alquiler, mantenimiento y continuidad del correcto funcionamiento de los medios de comunicación que decida utilizar para acceder al Sistema de Información del Operador del Mercado, no siendo responsable el operador del mercado de cualquier deficiencia ajena a sus propios sistemas de información. En particular la utilización de los agentes de sistemas automáticos de conexión deberá ser supervisada por los mismos, no pudiendo atribuirse al operador del mercado responsabilidades que le son ajenas.

El ordenador PC compatible deberá estar conectado con el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Si el agente decide conectarse a través de Internet puede utilizar cualquier medio de comunicación para conectarse a un proveedor de Internet (ISP).

Si el agente decide instalar líneas dedicadas, deberá ponerse en contacto con la Dirección de Sistemas de Información del operador del mercado para los detalles técnicos de instalación y configuración.

El operador del mercado podrá actualizar los medios de comunicación de su sistema informático para incorporar los avances tecnológicos que se puedan producir.

El operador del mercado mantendrá informados a los agentes de las modificaciones que incorpore en su sistema informático en cada momento.

El operador del mercado podrá introducir restricciones a la interacción con el Sistema de Información del Operador del Mercado a través de aplicaciones informáticas, pudiendo imponer límites generales al número de peticiones que las aplicaciones utilizadas por los agentes de mercado puedan realizar al Sistema de Información del Operador del Mercado en un periodo de tiempo, con la intención de prevenir situaciones que puedan poner en riesgo el correcto funcionamiento del mercado. Adicionalmente, el operador de mercado

podrá restringir el acceso a aquellas aplicaciones utilizadas por un determinado agente de mercado que pongan en riesgo el correcto funcionamiento del Sistema de Información del Operador del Mercado, lo cual se comunicará al agente, a través de la información de contacto declarada por el agente en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Los vendedores o compradores realizarán la comunicación de sus ofertas de compra o venta de energía eléctrica al operador del mercado asumiendo los costes y la responsabilidad de la contratación y el mantenimiento del servicio de los medios de comunicación que el agente estime necesarios para el envío de las ofertas de compra o venta.

El operador del mercado informará a los vendedores o compradores del resultado de las verificaciones de sus ofertas y del resultado del proceso de casación de las mismas mediante la puesta a disposición en los servidores de información del Sistema de Información del Operador del Mercado. A dicha información se podrá acceder en la forma indicada anteriormente.

Regla 15.ª *Verificación de las ofertas.*

Sin perjuicio de las verificaciones específicas para los mercados diario e intradiario, que figuran en las reglas reguladoras de dichas materias, las ofertas de compra o venta presentadas por los agentes serán verificadas por el operador del mercado, como condición previa a su posible aceptación, de acuerdo con la presente regla.

La verificación de las ofertas por parte del operador del mercado no modifica la responsabilidad del agente por las ofertas indebidas que pueda haber presentado.

15.1 Verificación del estado de la sesión para la presentación de ofertas.

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta en su sistema informático, conforme a la hora de recepción disponible en dicho sistema informático, que esta hora de recepción es anterior al momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas y posterior a la apertura de la sesión en el caso del mercado intradiario de subastas y abierta la negociación para los contratos programados en el mercado intradiario continuo.

En el caso de presentación de ofertas por fichero a sesiones de subastas, si éste ha comenzado a recibirse en el Sistema de Información de Operador del Mercado antes de la hora límite de recepción de ofertas y el formato del fichero es correcto, se realizará el proceso de validación de todas las ofertas incluidas en dicho fichero considerando a efectos de control de la hora límite de presentación de ofertas la hora de inicio de recepción del fichero, insertándose cada oferta con el resultado de la validación con la fecha y hora de finalización de la validación en el sistema de información del operador del mercado.

En el caso de presentación de ofertas al mercado intradiario continuo el momento considerado para la verificación será el que establezca la Plataforma de Contratación Continua Europea.

15.2 Verificación del agente.

El operador del mercado verificará:

– Que el agente está dado de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado y que no ha sido suspendido como sujeto del sistema eléctrico por el operador del sistema correspondiente.

– Que el agente está habilitado para presentar ofertas para la unidad de venta o adquisición en el momento de presentación de la misma y para el periodo de programación para el que se presenta la oferta o comunicación de ejecución del contrato bilateral.

– Que el agente dispone de las garantías suficientes para la presentación de la oferta de compra. Si se trata de una unidad de venta de titularidad compartida, se verificará que cada uno de los agentes propietarios disponen de las garantías suficientes para la presentación de la oferta de compra en el importe que corresponda en cada caso.

15.3 Verificación de la unidad de oferta.

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta de venta o compra, que las instalaciones que integran la unidad de venta, por la que se

presenta dicha oferta están dadas de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Asimismo, comprobará que la unidad de oferta no ha sido suspendida.

Regla 16.ª *Confirmación de las ofertas.*

El operador del mercado informará a los agentes de los siguientes extremos:

– Confirmación automática de la recepción de la oferta de energía eléctrica por los procedimientos que se establecen en estas reglas.

– Verificación en los términos establecidos en estas reglas de la oferta de energía eléctrica y comunicación del resultado de la verificación.

– Aceptación de la oferta de energía eléctrica, si el resultado de la verificación a que se refiere el apartado anterior es positivo e inclusión de dicha oferta en el proceso de casación en caso de superar las verificaciones previas a la realización del proceso de casación.

– Inclusión o no en el resultado de la casación y en su caso, las razones de su exclusión en los términos establecidos en las presentes reglas cuando así lo solicite.

La validación realizada por el sistema del operador de mercado será firme, incluso en el caso de desconexión del sistema del agente antes de la recepción de la respuesta a dicha validación.

Regla 17.ª *Firmeza de las ofertas.*

Las ofertas de compra o venta de energía, válidas y no sustituidas o anuladas presentadas por los vendedores o compradores al operador del mercado para cada una de las unidades de venta o de adquisición de las que sean titulares, devendrán firmes en el momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas.

CAPÍTULO CUARTO

Información y confidencialidad

Regla 18.ª *Confidencialidad y publicidad de la información.*

1. Los agentes se obligan a mantener confidenciales los datos relativos a la forma de acceso al Sistema Informático del Operador del Mercado, a custodiar las claves de acceso informático, y a comunicar a dicho operador del mercado cualquier incidencia relativa a la seguridad de la información.

2. El operador del mercado y los operadores del sistema se obligan a mantener la confidencialidad de la información que el vendedor y el comprador haya puesto a disposición de los mismos en la oferta económica de compra o venta de energía, de acuerdo con lo establecido en estas reglas.

3. La información correspondiente a los diferentes programas e informaciones asociadas a las unidades de venta se considerarán confidenciales hasta la celebración de la sesión del mercado diario correspondiente a los periodos de programación de 90 días posteriores a los periodos de programación de dichos programas.

4. La información correspondiente a la liquidación de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica de un agente se considerará confidencial para el resto de los agentes.

5. Los agentes solo tendrán acceso a la información de otros agentes si esta está de forma agregada.

6. Un agente del mercado podrá solicitar al operador del mercado la consulta de la información desagregada de cualquier agente en caso de reclamación relativa a una liquidación que le afecta.

Regla 19.ª *Publicación de información a los agentes para su operación en el mercado.*

El operador del mercado proporciona a los agentes del mercado toda la información necesaria para la realización de los procesos del mercado a través del Sistema de Información del Operador del Mercado y en la Plataforma de Negociación del Operador del

Mercado. Para acceder a este sistema es necesaria la utilización de certificados de acceso proporcionados por el propio operador del mercado. En función del agente al que pertenece la persona que accede al sistema y los permisos de acceso de que dispone, el sistema proporciona la información accesible, respetando siempre los criterios de confidencialidad.

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado la información necesaria mediante los métodos y formatos establecidos en la versión vigente del documento «Modelo de ficheros para el intercambio de información entre OM y AM», en lo relativo a los ficheros intercambiados entre ambos, y publicado por el operador del mercado. La información publicada se puede clasificar en los siguientes conjuntos:

19.1 Información del mercado diario.

- Fichero de ofertas.
- Previsiones de demanda.
- Capacidades de intercambio en las interconexiones. Capacidades máximas y capacidades disponibles para el acoplamiento de mercados.
- Capacidades asignadas en interconexiones con asignación de capacidad.
- Indisponibilidades de las unidades.
- Garantías disponibles.
- Ficheros de consulta de resultados del mercado diario:

Precios marginales del programa diario resultante de la casación del mercado diario.
Programa Diario Base de Casación (PDBC).
Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

19.2 Información de los mercados intradiarios.

Subastas Intradiarias.

- Programa Diario Viable definitivo (PDVD).
- Fichero de ofertas.
- Previsiones de demanda.
- Capacidades máximas de intercambio en las interconexiones.
- Indisponibilidades de las unidades.
- Limitaciones a las unidades de oferta.
- Garantías disponibles.
- Ficheros de consulta de resultados de los mercados intradiarios de subastas:

Precios marginales del programa resultante de la casación del mercado intradiario de subastas.
Programa Intradiario Base de Casación Incremental y Acumulado (PIBCI y PIBCA).
Programa Horario Final (PHF).
Horas anuladas por el operador del mercado o por los operadores del sistema.
Mercado intradiario continuo.

- Capacidades máximas de intercambio en las interconexiones.
- Limitaciones unitarias a las unidades de oferta.
- Indisponibilidades de las unidades de oferta.
- Garantías disponibles.
- Ficheros de consulta de resultados del mercado intradiario continuo:

Precios de referencia, volúmenes negociados, así como aquella información de carácter público que se considere relevante del mercado intradiario continuo.
Programa Intradiario Base de Casación Incremental Continuo y Acumulado Continuo (PIBCIC y PIBCAC).
Programa Horario Final Continuos (PHFC).
Horas anuladas por el operador del mercado o por los operadores del sistema.

19.3 Información de las liquidaciones.

- Ficheros de liquidación: datos comunes
- Fichero de anotaciones horarias

Mercado correspondiente.

Unidad de venta, adquisición.
Cantidad.
Precio unitario.
Derecho de cobro u obligación de pago correspondiente.
Total de derechos de cobro u obligaciones de pago acumulados por mercado.

- Fichero de liquidación diaria.
- Pagos y cobros finales totales.
- Fichero de adquisiciones en el mercado de los comercializadores de referencia.
- Garantías de pago.
- Garantías formalizadas.
- Balance de las garantías para las próximas sesiones.
- Estado de la liquidación.
- Calendario de liquidación y facturación.
- Facturas y notas de abono o cargo.
- Información relativa a la facturación e impuestos.
- Coste final de la energía y los componentes del precio final en agregado y para cada tipo de consumidor.

Regla 20.ª *Publicación periódica de información de carácter público.*

El operador del mercado proporciona al público en general información no confidencial a través de la web pública. El conjunto de ficheros e información proporcionada por el operador se describe en el documento «Información pública proporcionada por el Operador del Mercado» disponible en el propio servidor web.

Para publicar la información de carácter público, el operador del mercado aplicará los siguientes criterios de confidencialidad:

20.1 Curvas agregadas de oferta y demanda y comercio internacional e intracomunitario.

Después de la casación de cada sesión de los mercados diario e intradiario de subastas, el operador del mercado publicará para el mercado ibérico:

- Precios horarios y energía total negociada horaria del mercado diario.
- Curvas agregadas de ofertas y demandas realizadas, ofertas que participan en la formación de precios y ofertas incluidas en el programa resultante de la casación, con indicación de precios y cantidades de cada tramo de energía ofertada. Una vez las ofertas realizadas al mercado son públicas en aplicación de las presentes reglas (a los 90 días), se procederá a añadir a las curvas la indicación de las unidades asociadas a cada tramo.
- Ocupación de cada una de las interconexiones internacionales por hora (incluido lo casado en el mercado diario más la asignación máxima de lo ejecutado en contratos bilaterales internacionales) con indicación de:

Capacidad comercial máxima de importación y exportación por cada interconexión.
Capacidad ocupada en cada sentido e interconexión.
Capacidad libre en cada sentido e interconexión.

Después del cierre de negociación, para cada uno de los contratos programados en el mercado intradiario continuo, se publicarán los precios de referencia, volúmenes negociados, así como aquella información de carácter público que se considere relevante del mercado intradiario continuo para cada uno de dichos contratos.

20.2 Información sobre agregados del mercado.

El operador del mercado deberá establecer las magnitudes, parámetros y variables de carácter agregado que por ser significativos deben ser objeto de publicación. En todo caso deberá ser objeto de publicación, una vez los resultados de los mercados son definitivos, la producción por tecnologías y la demanda por categorías de agentes.

20.3 Cuotas.

Con posterioridad a la celebración de la sesión del mercado diario que se celebra el día primero de cada mes (m), el operador del mercado publicará las cuotas de contratación en

energía en los diferentes mercados y procesos, de todos los agentes, correspondientes al mes (m-2).

20.4 Publicación de la información del mercado por la pérdida del carácter de confidencial.

Con posterioridad a la celebración de la sesión del mercado diario el operador del mercado hará pública toda la información correspondiente a la sesión celebrada 90 días antes, derivada de la presentación de las ofertas y de la casación y, en especial del contenido íntegro de las ofertas presentadas por los agentes en todas las sesiones del mercado.

Regla 21.ª *Comunicación periódica sobre los resultados del mercado a las administraciones competentes y al Comité de Agentes del Mercado.*

Sin perjuicio de otras informaciones relevantes del mercado que, conforme a las disposiciones vigentes, deban ser transmitidas al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y a otras administraciones competentes, el operador del mercado colaborará con los organismos reguladores que corresponda, con el Comité de Agentes del Mercado y en su caso con la Comisión Europea en la transparencia del mercado y de sus resultados.

Con la finalidad anterior el operador del mercado podrá elaborar informes de seguimiento basados en parámetros que faciliten el mejor seguimiento, observación y comprobación de los datos del mercado de electricidad. En relación con este informe el operador del mercado aplicará los criterios de confidencialidad que correspondan.

Regla 22.ª *Información al público.*

Toda la información que el operador del mercado proporcione a un agente sobre otro u otros agentes en cumplimiento de estas reglas, y que no venga motivada por la existencia de una reclamación, deberá ser proporcionada al público en general, excepto la información facilitada a varios agentes en cumplimiento de disposiciones legales que así lo requieran.

Para suministrar información al público en general el operador del mercado hará uso de su web pública.

CAPÍTULO QUINTO

Comité de Agentes del Mercado de Producción

Regla 23.ª *Funciones del Comité de Agentes.*

El Comité de Agentes del Mercado de Producción (CAM) se configura como un órgano que tiene por objeto el seguimiento del funcionamiento de la gestión de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica y la propuesta de medidas que puedan redundar en un mejor funcionamiento de dichos mercados

Las funciones específicas del Comité de Agentes del Mercado de Producción son las siguientes:

a) Realizar el seguimiento del funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción y el desarrollo de los procesos de casación y liquidación.

b) Conocer, a través del operador del mercado las incidencias que hayan tenido lugar en el funcionamiento de los mercados diario e intradiarios.

c) Proponer al operador del mercado las normas de funcionamiento que puedan redundar en una mejor operativa de los mercados diario e intradiarios de producción.

d) Asesorar al operador del mercado en la resolución de las incidencias que se produzcan en las sesiones de contratación.

e) Obtener información periódica del operador del mercado sobre aquellos aspectos que permitan analizar el nivel de competencia de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica.

f) Cualquier otra función que le sea atribuida por la normativa de aplicación para el mejor funcionamiento del mercado.

Regla 24.ª *Composición del Comité.*

El Comité de Agentes del Mercado de Producción estará formado por un máximo de 25 miembros titulares, con la siguiente composición por grupos:

• Seis representantes de los productores de instalaciones no pertenecientes a fuentes de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos.
• Cuatro representantes de los productores de instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos.
• Un representante de los agentes que actúan como representantes.
• Un representante de los comercializadores no residentes.
• Dos representantes de los comercializadores de referencia.
• Cuatro representantes de los comercializadores.
• Tres representantes de los consumidores directos en mercado.
• Dos representantes del «OMI-Polo Español, S.A. (OMIE)».
• Un representante de cada uno de los Operadores del Sistema, español y portugués, sin derecho a voto y sin entrar en turno de presidencia.

Regla 25.ª *Designación de los miembros del Comité de Agentes del Mercado de Producción.*

Los miembros del comité de los grupos 1 a 7 de la regla anterior serán representantes de las distintas asociaciones más significativas de cada una de las actividades, atendiendo al volumen de energía por ellas negociada en el mercado diario de producción, ninguna de las cuales podrá ocupar todos los puestos correspondientes a un mismo grupo, salvo en los que exista un solo miembro.

Para que una asociación pueda solicitar tener representación en el comité deberá operar, de forma directa o indirecta, en el mercado diario de producción y contar como mínimo con tres miembros, ninguno de los cuales podrá estar ya representado por otra asociación con presencia en el CAM.

Las asociaciones que no tengan representación en el CAM tendrán prioridad sobre las que ya se encuentren representadas, en el proceso de designación.

Las asociaciones que deseen tener representación en el CAM lo solicitarán por escrito al operador del mercado indicando la denominación de la asociación e información sobre las empresas que la componen, volumen de energía por ellas negociado en el mercado durante el último año, directa o indirectamente, y el grupo en el que solicita tener representación.

El operador del mercado estudiará la solicitud y, comprobado que todo es conforme y que existe vacante en el grupo solicitado por la asociación, procederá a dar curso de la misma al CAM.

En caso de que se produzcan situaciones de conflicto por confluencia de asociaciones para un mismo puesto de miembro del CAM, el operador del mercado tomará la decisión con arreglo a los criterios de representación y proporcionalidad e informará del criterio en que se basa la misma a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Regla 26.ª *Normas de funcionamiento y reglamento de régimen interno.*

El Comité de Agentes del Mercado de Producción aprobará su reglamento interno de funcionamiento, en el que se establecerá la periodicidad de las sesiones, procedimiento de convocatoria, normativa de código de conducta, procedimiento de adopción de acuerdos y la periodicidad para la renovación de sus miembros.

El cargo de miembro del Comité de Agentes del Mercado de Producción no será remunerado.

El presidente y el secretario de este órgano serán elegidos por el Comité de Agentes del Mercado de Producción entre sus miembros titulares.

En el plazo máximo de un año, a partir de la publicación de la presente regla, se procederá a la confirmación o nombramiento por parte de las actuales asociaciones presentes en el CAM de sus representantes en el mismo.

CAPÍTULO SEXTO

Mercado diario

Regla 27.ª *Objeto y conceptos básicos.*

El mercado diario como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de compra y venta de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado.

Estas ofertas se presentarán al operador del mercado, y serán incluidas en un procedimiento de casación teniendo efectos para el horizonte diario, correspondiente al día siguiente al de la sesión.

El mercado diario se estructurará en una sola sesión para cada horizonte diario. Los periodos de programación serán horarios, y el horizonte diario se compone de 24 periodos de programación consecutivos de la Hora Europea Central (CET), o 23, o 25, en los días de cambio de hora oficial.

Regla 28.ª *Ofertas al mercado diario.*

28.1 Objeto y contenido de las ofertas de compra y venta.

Las ofertas de venta pueden ser simples o complejas, en razón de su contenido. Las ofertas de compra únicamente podrán ser simples sin incorporar condiciones complejas.

Únicamente se podrá presentar una oferta de compra o venta para un mismo horizonte diario y una misma unidad de venta o adquisición, excepto en lo indicado en la Regla de «Entrega física de la energía negociada a plazo».

28.1.1 Ofertas simples.

A los efectos de lo establecido en las reglas son ofertas simples las ofertas de compra o venta de energía que los vendedores o compradores presenten para cada periodo de programación, y unidad de venta o adquisición, de la que sean responsables con expresión de un precio y de una cantidad de energía, pudiendo existir para cada periodo de programación dentro de un mismo horizonte diario hasta un máximo de 25 tramos, con un precio diferente para cada uno de dichos tramos, siendo este creciente para las ofertas de venta, o decreciente para las ofertas de compra. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tenida en cuenta en el proceso de casación.

Para las unidades de venta correspondientes a unidades de producción para las que exista más de un propietario a efectos de liquidación, junto con la oferta de venta del agente que la representa, se recibirá la cantidad de energía asociada a cada uno de los propietarios que va a estar comprometida en contratos bilaterales, para su consideración en la liquidación de las energías del programa resultante del mercado diario.

28.1.2 Ofertas complejas.

A los efectos de lo establecido en las reglas son ofertas complejas aquellas ofertas de venta de energía que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan todas, algunas o alguna de las condiciones que se relacionan a continuación. Estas condiciones las incorporará el operador del mercado en la casación en los términos establecidos en la regla en la que se describe el algoritmo de casación.

Son condiciones que pueden incorporar las ofertas complejas, las siguientes:

28.1.2.1. Condición de indivisibilidad.

La condición de indivisibilidad establece que, si un tramo indivisible de la oferta resulta casado, lo sea, por toda la energía ofertada y no por una fracción de la misma, salvo en lo establecido en la aplicación de las reglas de reparto.

Los vendedores solo pueden incorporar a la oferta de venta de energía por cada unidad de venta la condición de indivisibilidad para el primer tramo de oferta de los 25 tramos de capacidad de producción posibles en cada periodo de programación.

Los vendedores solo pueden incorporar la condición de indivisibilidad en aquellas ofertas que no declaren ninguna otra condición compleja.

28.1.2.2. Condición de ingresos mínimos.

Los vendedores pueden incluir como condición en las ofertas de venta de energía que presenten por cada unidad de venta que dicha oferta solo se entiende presentada a los efectos de la casación si obtiene unos ingresos mínimos para el conjunto de periodos de programación, salvo en lo establecido en la regla de tratamiento de la condición compleja de ingresos mínimos. Los ingresos mínimos requeridos se expresarán como una cantidad fija, declarada en euros, sin decimales y, como una cantidad variable declarada en euros por MWh, pudiéndose incluir dos cifras decimales.

La condición de ingresos mínimos no podrá ser tal que el ingreso solicitado supere en más de un 100 % al ingreso resultante de la aceptación completa de la oferta al precio ofertado.

28.1.2.3. Condición de parada programada.

Es la condición que los vendedores pueden incluir en la oferta de venta de energía que presenten por cada unidad de venta, para el caso de que estas ofertas no resulten casadas por aplicación de la condición de ingresos mínimos, de modo que puedan ser consideradas como ofertas simples en el primer tramo, desde el primer periodo de programación hasta como máximo el tercer periodo de programación del horizonte diario. La energía ofertada que incorpore la condición de parada programada deberá ser decreciente durante los periodos de programación para los que se declara la condición.

28.1.2.4. Condición de variación de capacidad de producción o gradiente de carga.

La condición de variación de capacidad de producción consiste en establecer para cada unidad de venta una diferencia máxima de variación de energía al alza o a la baja de la misma, entre dos periodos de programación consecutivos. Esta condición se expresará en MW/h, con un solo decimal, y el resultado de su aplicación estará, en todo caso, limitado por la capacidad máxima disponible horaria de producción de dicha unidad de venta.

28.2 Formato para la presentación de ofertas de compra o venta.

Los vendedores y compradores habrán de incluir, en las ofertas de compra y venta de energía que presenten al operador del mercado por cada unidad de venta o adquisición, las siguientes informaciones:

a) Código de la unidad de venta o adquisición.
b) Descripción de la oferta. Campo alfanumérico que no utiliza el algoritmo.
c) Clase de oferta, que deberá ser necesariamente oferta de compra o venta.
d) Fecha del horizonte diario. Es aquella para la que se presenta la oferta. Estará en blanco en caso de ser una oferta por defecto.
e) Oferta por defecto. Los datos válidos que se pueden incluir en la oferta son:

SI, indica que la oferta es por defecto y el agente la mantiene vigente para todos los horizontes diarios, a partir del momento de recepción de la misma por el operador del mercado. En este caso la fecha del horizonte diario no se utiliza.
NO, indica que la oferta no es por defecto y que solo es válida para la fecha del horizonte diario indicada.

f) Condición de ingreso mínimo para las unidades de venta, que se expresará por medio de los dos valores siguientes:

– Término fijo (TF) para un mismo horizonte diario, fijado en euros, sin que puedan incluirse decimales.
– Término variable (TV), que permanecerá constante para un mismo horizonte diario, fijado en euros por MWh, pudiéndose incluir dos cifras decimales.

En el caso de ser igual a cero indica que la oferta no incorpora esta condición. En el caso de ofertas de compra ambos valores deberán ser cero.
g) Condición de gradiente, para las unidades de venta, que expresará el gradiente máximo de variación de carga de la unidad de venta a subir y bajar expresados en MW/h con un máximo de una cifra decimal. En el caso de ser igual a «cero» significa que la oferta no incorpora esta condición. En el caso de ofertas de compra ambos valores deberán ser cero.

h) Por cada uno, de los hasta veinticinco (25) tramos en que puede dividirse una oferta de compra o venta y cada uno de los periodos de programación, se darán los siguientes datos:

h.1) Periodo de programación al que corresponde la oferta.
h.2) Volumen de energía ofertada en el tramo por la unidad de venta o adquisición, para cada periodo de programación expresada en MWh, con un máximo de un decimal.
h.3) Precio al que se oferta el tramo expresado en euros por MWh, con un máximo de dos decimales.
h.4) Indicación, para el caso de ofertas de venta, en el primer tramo de cada periodo de programación de si el tramo de energía es o no divisible.
h.5) Indicación, para el caso de ofertas de venta, en los tres primeros periodos del periodo de programación, de si la oferta de venta del primer tramo de energía corresponde o no a una condición de parada programada, para los tres primeros periodos del horizonte diario.

Adicionalmente el agente podrá comunicar la energía asociada a cada uno de los propietarios que va a estar comprometida en contratos bilaterales para el caso de ofertas de venta, de unidades de venta que tienen más de un propietario, para su consideración en la liquidación del mercado diario. Dicha información será enviada por el responsable de presentación de ofertas de cada central compartida, así como los códigos de los contratos bilaterales correspondientes. El operador del mercado en la recepción de dicha información realizará las siguientes validaciones:

• El código de la comunicación de información existe.
• La unidad de oferta existe.
• El agente que envía la información es el agente responsable de su envío.

En caso de no superar las validaciones anteriores será rechazada toda la información enviada relativa a la unidad de oferta con el correspondiente mensaje de aviso.

28.3 Información recibida de los operadores del sistema: indisponibilidades, capacidades comerciales de las interconexiones internacionales, información sobre la asignación de los derechos de capacidad y sobre los contratos bilaterales internacionales, contratos bilaterales nacionales y el resultado de las subastas de opciones de emisión primaria de energía.

28.3.1 Definición e incorporación de la información sobre indisponibilidades.

La información sobre indisponibilidades enviada por los operadores del sistema al Sistema de Información del Operador del Mercado se realizará a través de éste y contendrá siempre para cada sistema todas las indisponibilidades que el operador del sistema correspondiente tiene confirmadas de cualquiera de las unidades físicas de unidades de producción y unidades de adquisición de consumo de bombeo, en el momento de su envío. Las indisponibilidades se enviarán por unidad física. En consecuencia, el operador del mercado considerará que todas las unidades de producción no incluidas en la última información recibida del operador del sistema correspondiente están disponibles.
La información sobre indisponibilidades se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado en el momento de recepción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de incorporación a efectos de su consideración en el proceso de casación la hora de cierre de la sesión del mercado diario.

28.3.2 Definición e incorporación de la información sobre capacidades comerciales de las interconexiones internacionales.

Los operadores del sistema español y portugués remitirán al operador del mercado las capacidades máximas de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales de sus respectivos sistemas eléctricos con un horizonte semanal y con desglose horario.
Los operadores del sistema español y portugués remitirán al operador del mercado las capacidades disponibles de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales de sus respectivos sistemas eléctricos para el proceso de casación del mercado diario con desglose horario. El operador del mercado considerará que todas las

interconexiones y sentido de flujo no incluidos en la última información recibida de los operadores del sistema tendrá valor cero.

La información sobre capacidades disponibles para el proceso de casación del mercado diario se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado, en el momento de recepción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de incorporación a efectos de su consideración en el proceso de casación en el mercado diario, la hora límite establecida en la regla de secuencia de operaciones en el mercado diario.

Antes de la hora límite establecida para el envío de la información de capacidades al sistema de casación común, el operador del mercado analizará la información recibida de capacidad disponible para la casación del mercado diario para la interconexión entre España y Portugal al haberse recibido información para dicha interconexión de ambos operadores del sistema ibérico.

El operador del mercado para la interconexión entre el sistema español y portugués procederá de la siguiente forma:

Si ha recibido las capacidades de importación y exportación de ambos operadores del sistema y estas coinciden, remitirá al sistema de casación antes de la hora límite establecida los valores de capacidad recibidos.

Si no ha recibido los valores de ambos operadores del sistema para la interconexión entre España y Portugal, o no son coincidentes, procederá según los siguientes casos:

Caso 1: En caso de no haberse recibido las capacidades disponibles para el mercado diario de ninguno de los operadores del sistema antes de la hora establecida en la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario», el operador del mercado solicitará el envío de las capacidades a ambos operadores del sistema antes de transcurridos 30 minutos desde la citada hora límite de envío de capacidades:

• Si después de transcurridos los 30 minutos no se han recibido las capacidades de ninguno de los operadores del sistema, el operador del mercado remitirá al sistema de casación un valor de capacidad disponible para la casación del mercado diario nula para importación y exportación en la frontera entre España y Portugal para todas las horas del mercado diario.

• Si después de transcurridos los 30 minutos solamente se han recibido capacidades de un operador del sistema, el operador del mercado confirmará antes de transcurridos 20 minutos adicionales con el operador del sistema que no ha remitido las capacidades los valores recibidos por el método acordado entre ambos. Si los valores de las capacidades son confirmados, el operador del mercado remitirá al sistema de casación las capacidades recibidas. Si los valores no son confirmados, requerirá al operador del sistema que ha enviado las capacidades que envíe de nuevo los valores de capacidad. Una vez transcurridos 20 minutos adicionales el operador del mercado enviará al sistema de casación los últimos valores de capacidad recibidos.

• Si después de transcurridos los 30 minutos se han recibido capacidades de ambos operadores del sistema, se procederá según se indica en el caso 3.

Caso 2: En caso de no haberse recibido las capacidades disponibles para el mercado diario de uno de los operadores del sistema antes de la hora establecida en la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario», el operador del mercado comprobará si se han recibido en la fecha en la que se hace la comprobación valores para los periodos de programación del mercado diario de capacidades máximas de importación y exportación, a las que se refiere el primer párrafo de la presente regla, remitido por el operador del sistema que no ha remitido las capacidades disponibles para el mercado diario. Si se han remitido las citadas capacidades y coinciden con los valores remitidos por el operador del sistema que sí ha enviado los valores de capacidad disponible para el mercado diario, el operador del mercado enviará los valores de capacidad disponible para el mercado diario recibidos. Si no se han recibido capacidades para los periodos de programación del mercado diario en la fecha en la que se hace la comprobación o estos no coinciden con los valores de capacidad para el mercado diario, el operador del mercado solicitará al operador del sistema que no ha

enviado las capacidades disponibles para el mercado diario a que las envíe siguiendo el proceso descrito en el caso 1.

Caso 3: En caso de haberse recibido las capacidades disponibles para el mercado diario de ambos operadores del sistema antes de la hora establecida en la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario», o antes de transcurridos los 20 minutos adicionales establecidos en el caso 2, pero no ser estas coincidentes, el operador del mercado solicitará el envío de las capacidades a ambos operadores del sistema antes de transcurridos 30 minutos desde la citada hora límite de envío de capacidades, o 20 minutos si se ha dado la situación descrita en el caso 2. Si las nuevas capacidades recibidas coindicen se remitirán los valores recibidos. Si una vez transcurrido el tiempo adicional no coinciden el operador del mercado remitirá los valores de capacidades enviados por el operador del sistema portugués.

Los valores remitidos de las capacidades en las interconexiones con el sistema francés y con el sistema marroquí serán los valores del último fichero válido de capacidades disponible para el mercado diario remitido por el operador del sistema español.

El operador del mercado considerará en el proceso de acoplamiento de mercados entre España y Francia un valor de la capacidad máxima disponible de exportación, y en su caso de importación, igual a cero si el operador del mercado del sistema eléctrico francés, o entidad habilitada por este en el proceso de liquidaciones, no cumple alguna de las obligaciones económicas que el operador del mercado le exija en relación con la liquidación de la energía intercambiada entre el sistema eléctrico español y francés resultante de dicho proceso.

28.3.3 Definición e incorporación de la información sobre la asignación de los derechos de capacidad y sobre los contratos bilaterales internacionales.

El operador del sistema español pondrá a disposición del operador del mercado las notificaciones de uso de derechos de capacidad por cada unidad de venta o adquisición correspondiente a las asignaciones confirmadas previas a la subasta diaria, así como las asignaciones de la subasta diaria en la interconexión con el sistema eléctrico francés, a efectos de su consideración en la validación de las ofertas presentadas al mercado diario, con posterioridad a la recepción de dicha asignación, y para su consideración en la validación previa al proceso de casación y dentro del mismo.

La subasta diaria de derechos de capacidad con el sistema eléctrico francés podrá ser realizada por los operadores del sistema español y francés, como sistema de respaldo cuando no pueda existir acoplamiento entre el mercado ibérico y el mercado francés. La incorporación del resultado de dicha subasta de capacidad diaria de capacidad se realizará mediante una transacción entre la unidad de derechos de capacidad y la unidad genérica en la zona de oferta española, igual que se realiza con los derechos de capacidad previos a la subasta diaria. Durante el periodo transitorio en el que la casación se realice con el algoritmo Euphemia, pero considerando una capacidad de acoplamiento implícita nula con el sistema francés, el resultado de la subasta diaria de capacidad en dicha interconexión será declarado de la misma forma que los derechos de largo plazo por los agentes del mercado que adquieran dichos derechos, antes de la hora límite establecida en la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario». En caso de realizarse subastas de capacidad diarias como sistema de fallback por el desacoplamiento del mercado ibérico del resto de mercado, los derechos de capacidad serán declarados de la misma forma, en el horario acordado entre operador del mercado y el operador del sistema español.

Los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado las notificaciones de uso de derechos de capacidad por cada unidad de venta o adquisición correspondiente a las asignaciones confirmadas previas al mercado diario en la interconexión con el sistema eléctrico portugués, a efectos de su consideración en la validación de las ofertas presentadas al mercado diario, con posterioridad a la recepción de dicha asignación, y para su consideración en la validación previa al proceso de casación y dentro del mismo.

Los contratos bilaterales internacionales de la frontera hispano-portuguesa serán enviados al operador de mercado por los operadores del sistema una vez acordados entre

ambos operadores. Los contratos bilaterales internacionales de las fronteras del sistema ibérico serán enviados por el operador del sistema español al operador del mercado.

Los operadores del sistema, una vez acordados entre ellos para la frontera hispano-portuguesa, pondrán a disposición del operador del mercado, antes del cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario, la información de los contratos bilaterales internacionales recibidos de los agentes, a efectos de su consideración en la validación de las ofertas presentadas al mercado diario, con posterioridad a la recepción de dicha comunicación, y para su consideración en la validación previa al proceso de casación y dentro del mismo.

Los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado las asignaciones de derechos de capacidad por cada agente que no hayan realizado la notificación de uso de derechos de capacidad en la interconexión con el sistema eléctrico portugués.

28.3.4 Definición e incorporación de la información sobre los contratos bilaterales nacionales.

El operador del mercado recibirá de los operadores del sistema correspondientes, antes del cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario, la información de los contratos bilaterales nacionales recibidos de los agentes, a efectos de su consideración en la validación de las ofertas presentadas al mercado diario.

28.4 Verificación de las ofertas.

Las ofertas de compra o venta presentadas por los agentes serán verificadas por el operador del mercado, como condición previa a su posible aceptación. La verificación se realizará en el momento de recepción de las ofertas y en el momento de cierre del periodo de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario, según se establece en esta regla. Las validaciones de las ofertas se realizarán de acuerdo con lo siguiente:

28.4.1 Verificación del estado de la sesión.

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta en su sistema informático, conforme a la hora de recepción disponible en dicho sistema informático, que esta hora de recepción es anterior al momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas. En el caso de presentación de ofertas por fichero, si este ha comenzado a recibirse en el Sistema de Información de Operador del Mercado antes de la hora límite de recepción de ofertas y el formato del fichero es correcto, se realizará el proceso de validación de todas las ofertas incluidas en dicho fichero considerando a efectos de control de la hora límite de presentación de ofertas la hora de inicio de recepción del fichero, insertándose cada oferta con el resultado de la validación con la fecha y hora de finalización de la validación.

28.4.2 Verificación del agente.

El operador del mercado verificará:

– Que el agente está dado de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado en la fecha en la que se presenta la oferta y no está suspendido por los operadores del sistema como sujeto del sistema eléctrico.

– Que el agente está habilitado para presentar ofertas, de venta para la unidad de venta, o compra para la unidad de adquisición, en el momento de presentación de la misma, para los periodos de programación para los que se presenta la oferta. Serán rechazadas todas las ofertas del agente que presente ofertas para unidades para las que no esté habilitado en la fecha correspondiente.

28.4.3 Verificación del cumplimiento de garantías.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta, si esta es para la siguiente sesión del mercado diario, que los agentes a los que se va a validar la suficiencia de garantías de dicha oferta en el posterior proceso de casación, dispondrán de garantías suficientes para satisfacer el pago máximo estimado de la energía correspondiente

a la oferta que presenta en el día en que dicha obligación de pago sea exigible, de acuerdo con la mejor información disponible en el momento de la inserción de la oferta.

La estimación del pago máximo de la oferta que presenta será la valoración de la misma y se establecerá por el operador del mercado multiplicando cada tramo horario de energía por el valor de su precio de oferta en dicha hora más los impuestos y cuotas aplicables.

La oferta será aceptada de forma provisional, aún en el caso de que no se disponga de garantías, pero se informará al agente responsable de la oferta del resultado de esta verificación.

28.4.4 Verificación de la unidad de venta o de adquisición.

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta que existen unidades físicas que integran la unidad de venta o adquisición, por la que se presenta dicha oferta, que están dadas de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado para la fecha para la que se presenta la oferta.

28.4.4.1 Verificaciones de la energía máxima a ofertar en un periodo de programación.

Para una oferta de compra o venta presentada a una sesión, que no sea por defecto, se validará que la energía ofertada en total para cada periodo de programación, más la energía declarada para esa unidad en el conjunto de ejecuciones de contratos bilaterales previos al mercado diario, incluidas las notificaciones de uso de derechos de capacidad, que hayan sido comunicados por los operadores del sistema, para dicha sesión, no supera ninguno de los siguientes valores:

- La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
- Para las unidades de producción que hayan declarado una indisponibilidad, la energía máxima disponible considerando en el caso de que la oferta presentada sea para la siguiente sesión del mercado diario las indisponibilidades vigentes, entendiendo por energía máxima disponible la energía máxima una vez descontada la energía indisponible de sus unidades físicas. En el caso de ser la oferta normal para una sesión posterior a la siguiente sesión del mercado diario, la unidad de oferta se considerará disponible a los efectos de la validación en el proceso verificación de ofertas en el momento de presentación de la oferta. En la verificación en el proceso de preparación de ofertas al mercado diario, se verificará de nuevo la validez de la oferta considerando la potencia máxima disponible teniendo en cuenta las indisponibilidades vigentes en el momento de cierre de la sesión tal como se detalla en el apartado de verificación de ofertas antes de la casación.

En el caso de superar la energía ofertada el valor máximo en alguno de los periodos de programación, la oferta será rechazada en su totalidad.

Si las ofertas enviadas son por defecto, se validará la energía ofertada en cada periodo de programación contra la energía máxima en la base de datos del operador de mercado declarada para esa unidad, siendo aceptada provisionalmente la oferta, a expensas de la validación global de ofertas y ejecuciones de contratos bilaterales previos al mercado diario antes de realizar la casación, en cuyo proceso, en caso de superar los límites establecidos en la validación global será rechazada la oferta completa. Dado que las ofertas por defecto aplican desde el mismo momento de su envío sin la condición de comunicación de una fecha de oferta, se validará que la fecha de envío de la oferta por defecto es posterior a las 00:00 horas del día para el cual la unidad de oferta correspondiente ha sido dada de alta.

28.4.4.2. Verificación del contenido de la oferta.

a) Verificación para las ofertas de venta de que los tramos correspondientes a la parada programada corresponden al primer tramo del primer periodo de programación y como máximo hasta el tercer periodo de programación y que estos sean decrecientes en términos de energía ofertada en los periodos para los que se declara la condición de parada programada.

b) Verificación para las ofertas de venta de que los precios de los diferentes tramos de energía de una misma unidad de venta tienen precios crecientes respecto de la energía ofertada.

c) Verificación para las ofertas de compra de que los precios de los diferentes tramos de energía de una misma unidad de adquisición tienen precios decrecientes respecto de la energía ofertada.

d) Verificación de que los ingresos mínimos que el vendedor incorpore como condición en la oferta de venta de energía para la unidad de venta, no son superiores en un 100% al ingreso que supondría la oferta de venta simple completa de la unidad de venta.

e) Verificación de que la oferta por la unidad de venta incorpore un solo tramo indivisible para cada periodo de programación.

f) Verificación de que una oferta que declara la condición de indivisibilidad en algún tramo, no declara ninguna otra condición compleja.

g) Verificación de que el gradiente de subida y bajada declarado en la oferta es igual o inferior al correspondiente registrado en el sistema de información del Operador del Mercado. En caso de no existir un valor máximo en el sistema de información se entenderá que el gradiente no tiene un valor límite máximo.

28.4.4.3 Verificación de las ofertas respecto a las ofertas provenientes del mercado a plazo.

Las ofertas de los agentes para su participación en el mercado diario de producción que no provengan de posiciones abiertas del mercado a plazo, en su inserción, no se validarán contra las ofertas provenientes del mercado a plazo. El conjunto de las ofertas se validará antes del proceso de casación.

28.5 Validaciones a la comunicación de la información de contratos bilaterales remitidos por los operadores del sistema.

En el proceso de recepción de comunicaciones de contratos bilaterales, puestos a disposición del operador del mercado por los operadores del sistema, se realizará el siguiente proceso de validación.

Validaciones a las comunicaciones de contratos bilaterales presentadas al mercado diario.

La validación en la inserción de la comunicación de un contrato bilateral, se hará para la energía de cada unidad declarada en el contrato, en cada periodo de programación. Se validará en cada periodo de programación que la energía ejecutada para cada unidad, no supera ninguno de los siguientes valores:

– La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
– La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades vigentes.

En el caso de que se supere alguno de dichos valores, en alguno de los periodos de programación, la aceptación del fichero requerirá la conformidad del operador del sistema correspondiente.

Las unidades de programación de venta en un contrato bilateral serán unidades genéricas o unidades de programación asociadas a unidades de oferta de venta. Las unidades de programación de adquisición en un contrato bilateral serán unidades genéricas o unidades de programación asociadas a unidades de oferta de adquisición.

En el caso de que la ejecución de un contrato bilateral no pueda ser incorporado al sistema del operador del mercado por incumplir las presentes reglas, dicha ejecución de contrato bilateral no será incorporada al sistema pudiendo ser incorporadas el resto de ejecuciones de contratos bilaterales recibidos en la misma comunicación.

La validación en la inserción de la comunicación de un contrato bilateral, se hará para las unidades involucradas en la declaración del contrato bilateral:

– Todas las unidades de programación de venta de un contrato bilateral estarán situadas en un mismo sistema eléctrico y tendrá cada una un programa vendedor.
– Todas las unidades de programación de adquisición de un contrato bilateral estarán situadas en un mismo sistema eléctrico y tendrá cada una un programa comprador.
– Los contratos bilaterales remitidos por los operadores del sistema serán de unidades de programación de sus respectivos sistemas eléctricos. El operador del sistema eléctrico portugués remitirá contratos bilaterales de unidades de la zona de Portugal y el operador del

sistema eléctrico español remitirá contratos bilaterales de unidades de la zona de España, Francia, Andorra y Marruecos.

28.6 Aceptación de las ofertas de compra y venta.

La última oferta de compra o venta válida de energía presentada por los agentes al operador del mercado para cada una de las unidades de venta o adquisición de las que sean titulares, devendrá firme en el momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas.

28.7 Efectos de la inclusión de la oferta de compra y venta en el proceso de casación.

Que el vendedor o comprador acepte los resultados de la casación en los términos que se deriven de las reglas.

28.8 Presentación de ofertas de contratos bilaterales con entrega física.

Para el cumplimiento del apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, los vendedores que hayan suscrito contratos bilaterales con entrega física de energía, deberán presentar ofertas de compra al mercado a su precio de oportunidad con una unidad de adquisición del agente vendedor, por una cantidad horaria igual o superior a la energía declarada en los contratos bilaterales con entrega física.

Los agentes vendedores que hayan suscrito contratos bilaterales con entrega física de energía declarados con unidades de programación de sistema eléctricos externos al sistema ibérico (unidades de programación de la zona de Francia, Andorra o Marruecos) y unidades de programación de adquisición, declararán dichos contratos bilaterales con sus unidades de programación de venta en dichos sistemas eléctricos, que no podrán ser unidades genéricas.

Regla 29.ª *Entrega física de la energía negociada a plazo.*

La energía negociada a plazo, cuya liquidación por entrega física sea solicitada por su titular, podrá ser integrada en el mercado diario de producción, en especial la que provenga de las entidades contempladas en el Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica.

29.1 Definición de Unidad de Contratación a Plazo (UCP).

Las unidades de contratación a plazo (UCP) son unidades de liquidación en el mercado a plazo para posibilitar la liquidación por entrega física.

Las unidades de contratación a plazo tendrán las siguientes características:

a) Cada UCP pertenecerá únicamente a un agente de liquidación física del mercado de contratación a plazo y a un agente de mercado diario.

b) Los agentes del mercado diario deberán comunicar al operador del mercado diario la composición de cada UCP, detallando las unidades ofertantes que la componen y por los medios establecidos al efecto.

c) Una UCP podrá contener cualquiera de las unidades de venta y/o unidades de adquisición del mercado diario, excepto las unidades genéricas.

d) Cada unidad de venta o adquisición del mercado diario solo podrá estar incluida en una UCP.

e) Las energías recibidas como posiciones abiertas correspondientes a una UCP no podrán constituir una posición «antinatural». En tal caso será rechazada por el operador del mercado diario.

Se considerará que existe posición «antinatural» cuando la energía de la posición abierta de una UCP supere la suma de los máximos de las unidades de venta o la suma de los máximos de las unidades de adquisición que agrupe, con su signo correspondiente.

f) Las unidades de venta y/o de adquisición que agrupa cada UCP sólo podrán ser unidades ofertantes que serán liquidadas en el mercado diario al precio de la energía en España, o alternativamente, al precio en Portugal, no admitiéndose en la misma UCP ambos tipos de unidades.

29.2 Entrega de posiciones para su liquidación por entrega física del operador del mercado a plazo.

29.2.1 Período de envío.

El operador del mercado a plazo y el operador del mercado diario establecerán con una antelación mínima de 6 meses el calendario de liquidación de posiciones a plazo, en el cual se indicará el día de envío de la información de cada subyacente. Lo anteriormente señalado se entiende sin perjuicio de que dicho calendario pueda ser alterado, como consecuencia de modificaciones en la situación de los mercados o del tipo de productos negociado en el mercado a Plazo.

Las posiciones abiertas serán enviadas por OMIP/OMIClear antes de la hora fijada en el Sistema de Información del Operador del Mercado Diario que nunca distará menos de dos días del de entrega del subyacente. Dentro de un día la hora límite para el envío de las posiciones abiertas serán las 17:30 horas.

Las horas indicadas corresponden a la Hora Central Europea (CET).

29.2.2 Validaciones y respuesta.

El operador del mercado diario validará las posiciones a plazo abiertas, agente/UCP, de acuerdo con los siguientes puntos:

a) El operador del mercado a plazo únicamente enviará las posiciones para entrega física correspondientes a contratos a plazo registrados en dicho operador.

b) Posteriormente se comprobará que el agente y la UCP corresponden a agentes y UCP existentes y vigentes en el momento de la comunicación y el periodo de entrega física, y que la UCP corresponde al agente.

c) Finalmente se comprobará que las cantidades de entrega física correspondientes están dentro de los límites de la UCP. En caso de no ser así se considerará que la posición comunicada es antinatural, y será rechazada.

29.3 Efectos de reenvío de información. Anulación de desagregaciones de los agentes previamente enviados.

El operador del mercado a plazo podrá realizar nuevos envíos de información alterando la información de posiciones abiertas ya enviadas en el caso en que detecte que se ha producido una violación de las reglas del mercado a plazo. La remisión de la alteración de una posición previamente enviada por el operador del mercado a plazo únicamente podrá ser realizada hasta el cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario. En dicho supuesto se anularán las desagregaciones correspondientes a las posiciones alteradas que hayan realizado los agentes hasta ese momento.

29.4 Recepción de desagregaciones de las posiciones abiertas de los agentes.

Los agentes desagregarán las energías de cada UCP en las unidades ofertantes de venta o adquisición asociadas a la misma, respetando las limitaciones establecidas en las presentes reglas.

29.4.1 Período de envío.

Los agentes podrán enviar las desagregaciones de las energías de las UCP desde el cierre del periodo de envío de las correspondientes posiciones abiertas por el operador del mercado a plazo hasta el cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario.

El agente dispondrá de la opción de desagregación por defecto para aquellas UCP que solo contengan una unidad ofertante. Para aquellos agentes que utilicen esta opción, las desagregaciones se calcularán automáticamente, de acuerdo a la regla establecida, no siendo necesario su envío.

29.4.2 Contenido.

Los agentes enviarán la información de las desagregaciones en valores horarios, pudiendo realizar en un mismo envío las desagregaciones de todas sus unidades de contratación a plazo.

Además, los agentes podrán realizar en un mismo envío las desagregaciones de las energías de las unidades de contratación para diferentes días futuros, para aquellos días que el operador del mercado diario disponga de la información de las posiciones abiertas comunicadas por el operador del mercado a plazo.

29.4.3 Desagregaciones por defecto.

Las desagregaciones por defecto son aquellas que se calcularán automáticamente y de acuerdo a los siguientes puntos:

a) Sólo podrán ser utilizadas por aquellas UCP que sólo contengan una única unidad ofertante.

b) En el caso en el que posteriormente desee incluir una nueva unidad ofertante en esa misma UCP, deberá eliminar primeramente la opción de desagregación por defecto. En caso contrario no se dará de alta la nueva relación UCP/unidad ofertante.

c) El agente mediante el Sistema de Información del Operador de Mercado podrá elegir la opción de que se aplique la desagregación por defecto o no y su fecha de vigencia.

d) El agente deberá comunicar un límite máximo en MWh por el que acepta que se le realice la desagregación por defecto. En caso de que el valor de la posición abierta enviada por OMIP/OMIClear sea superior a dicho límite, se desagregará únicamente hasta el límite puesto por el agente.

e) Cada vez que se reciban las posiciones abiertas de OMIP/OMIClear se procederá a desagregar automáticamente aquellas que hayan elegido la opción de «desagregación por defecto».

f) Una vez comenzado el periodo de recepción de desagregaciones, el agente podrá realizar actualizaciones o la anulación de dicha información, del mismo modo que si se hubiera realizado una desagregación normal.

29.4.4 Validaciones en la recepción y respuesta.

El operador del mercado diario validará las desagregaciones de las posiciones abiertas a plazo de acuerdo con los siguientes puntos:

a) En primer lugar, se comprobará que el agente que realiza el envío de desagregaciones no está suspendido o excluido del mercado a plazo, según la información recibida del operador del mercado a plazo, ni se encuentra suspendido ni dado de baja en el mercado diario.

b) Posteriormente, se comprobará que las unidades UCP y unidades ofertantes de venta o adquisición del mercado diario en que se desagregan las posiciones abiertas, corresponden a unidades del agente, existentes y vigentes para la fecha que se está desagregando.

c) Se comprobará que las unidades ofertantes están asociadas a la UCP para la fecha que se está desagregando.

d) Se comprobará que las energías desagregadas para cada unidad ofertante son coherentes con la información de máximos y potencias disponibles de que dispone el operador del mercado diario en el momento de la recepción de las desagregaciones.

e) Se verificará que la desagregación de la energía de la posición abierta de una UCP para un periodo horario se realiza bien en unidades de venta, o en unidades de adquisición, según sea la posición abierta de la UCP de venta o de adquisición.

En caso de no superarse las validaciones relativas al agente, será rechazada toda la información de desagregaciones con el correspondiente mensaje de aviso.

En caso de no superarse las validaciones relativas a unidades ofertantes y unidades UCP, será rechazada toda la información de desagregación de aquella UCP que no cumpla las validaciones con el correspondiente mensaje de aviso.

29.4.5 Actualización de información.

La información de desagregaciones podrá ser sustituida mediante la comunicación de una nueva información de desagregaciones para una UCP. En caso de cumplir con las validaciones establecidas, la nueva información sustituirá a todos los efectos a la anterior información. En caso de no cumplirse las validaciones establecidas, se mantendrá como válida la anterior información disponible que previamente fue aceptada como válida.

El agente podrá comunicar la anulación de una información comunicada de desagregación de una UCP para un día concreto. En este caso, toda la información de esa UCP, incluidos envíos anteriormente aceptados como válidos, será considerada como no válida.

29.4.6 Creación de ofertas provenientes de las posiciones abiertas en el mercado plazo.

Las desagregaciones en unidades de venta o adquisición de las posiciones abiertas provenientes del mercado a plazo con liquidación por entrega física, enviadas por los agentes y que hayan resultado válidas, serán consideradas en el proceso de casación del mercado diario como ofertas a precio instrumental. Como momento de alta de la desagregación, se considerará el de recepción de la información de desagregación por el agente.

Las desagregaciones en unidades de adquisición se considerarán a todos los efectos como ofertas simples a precio instrumental de compra y las desagregaciones en unidades de venta se considerarán a todos los efectos como ofertas simples a precio instrumental de venta.

29.5 Intercambio de información con el operador del mercado a plazo.

29.5.1 Información de datos estructurales.

El intercambio de información sobre los agentes tiene por objeto identificar y cualificar a los Agentes de liquidación física del mercado a plazo y las respectivas UCP con las que liquidan operaciones en el mercado diario de producción.

Con relación al envío de información entre OMIE y OMIP/OMIClear, éste se realizará poniendo a disposición de la otra parte la información pertinente, teniendo la parte que la recibe la obligación de recogerla.

29.5.1.1 Admisión de un agente de liquidación por entrega física.

Todo agente del mercado de contratación a plazo que desee realizar la liquidación por entrega física de sus posiciones, deberá tener la condición de agente del mercado o tener suscrito un contrato con un agente liquidador físico del mercado a plazo, que tenga la condición agente del mercado.

Previamente a la aceptación como agente de liquidación física por OMIP/OMIClear, se realizarán los siguientes intercambios de información entre el operador del mercado a plazo y el operador del mercado diario:

a) El operador del mercado a plazo solicitará al operador del mercado diario la aceptación del agente de liquidación física.

b) El operador del mercado diario rechazará o aceptará al agente de liquidación física.

c) El operador del mercado a plazo aceptará la posibilidad de entrega física al agente, en caso de que el operador del mercado diario haya dado su aceptación.

29.5.1.2 Alta de Unidades de Contratación a Plazo (UCP).

Previamente a la aceptación de una UCP referente a la energía de un agente de liquidación física en el mercado diario, se realizarán los siguientes intercambios de información entre el operador del mercado a plazo y el operador del mercado diario:

a) El operador del mercado a plazo solicitará al operador del mercado diario la aceptación de la UCP indicando el nombre del agente, el código del mismo y el código de la UCP.

b) El operador del mercado diario aceptará la UCP, comunicando a OMIP/OMIClear en el siguiente día laborable el alta en su sistema de la UCP, indicando desde cuando está disponible.

c) El operador del mercado a plazo aceptará la UCP definitivamente y transmitirá la decisión al agente.

d) Ambos operadores podrán solicitar al otro operador el envío de la totalidad de la información actualizada de los pares de agentes/UCP válidos en ese momento.

29.5.1.3 Baja de un agente de liquidación física del operador del mercado a plazo.

Cuando se produzca una baja o salida de un agente de liquidación física del operador del mercado a plazo, este deberá comunicar la siguiente información al operador del mercado diario:

a) El operador de mercado a plazo informará al operador del mercado diario de la baja del agente y de las respectivas unidades de contratación a plazo.

b) El operador de mercado a plazo pondrá a disposición del operador del mercado diario la información que contendrá el nombre y código del agente y las respectivas UCP del agente.

29.5.1.4 Suspensión temporal de un agente del operador del mercado diario.

En caso de suspensión temporal de un agente del operador del mercado diario, el operador de mercado a plazo seguirá sus procedimientos y el operador del mercado diario rechazará las entregas físicas indicando la razón del rechazo.

29.5.1.5 Exclusión o baja de un agente del operador del mercado diario.

Cuando se produzca una baja o salida de un agente del operador del mercado diario, este deberá comunicar la siguiente información al operador del mercado a plazo:

a) El operador del mercado diario informará al operador del mercado a plazo de la baja del agente.

b) El operador del mercado a plazo retirará la posibilidad de entrega física al agente.

c) Por un periodo de hasta dos días laborables, se admitirá que al agente le sean rechazadas sus entregas físicas en el operador del mercado diario, del mismo modo que en el caso de suspensión temporal de un agente del operador del mercado diario.

29.5.2 Información general de los mercados.

El operador del mercado diario y el operador del mercado a plazo realizarán los siguientes intercambios de información:

a) La información pública que consideren relevante, teniendo en cuenta su disponibilidad en la web pública de cada mercado.

b) La información esencial, publicando un enlace a la web pública del otro mercado cuando los usuarios requieran información complementaria.

Regla 30.ª *Procedimiento de casación del mercado diario.*

30.1 elementos básicos del procedimiento de casación del mercado diario.

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas de compra y venta de energía por medio del algoritmo denominado Euphemia. La descripción detallada del algoritmo será acordada por el operador del mercado, OMIE, con el resto de operadores del mercado europeos con los que haya firmado el acuerdo de cooperación para la realización de una casación única común entre diversos operadores de mercado europeos. Dicho documento acordado será publicado por el operador del mercado, OMIE, en su página web, y presentado por OMIE y por cada uno de los operadores del mercado a las entidades reguladoras nacionales o entidades responsables de la aprobación de las reglas del mercado en cada caso.

La producción de energía objeto de los contratos bilaterales en los que intervengan no serán incorporadas en el proceso de casación, ni tenidas en cuenta durante el proceso de casación para realizar la comprobación de máximos de venta o de gradiente de carga de la unidad de venta de que se trate.

El precio en cada periodo de programación en cada zona de oferta será el correspondiente al resultado del algoritmo Euphemia.

Previo a la realización del proceso de casación se realizarán las siguientes validaciones, para seleccionar las ofertas que se consideran en el proceso de casación, con la información remitida por los operadores del sistema sobre contratos bilaterales internacionales, sobre indisponibilidades, y con la información de las energías con notificación de derechos de capacidad y con asignación de derechos de capacidad, remitida antes del cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario.

Validaciones de garantías del agente.

Una vez cerrado el periodo de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario, se procederá a la validación de todas las ofertas de compra de cada agente para comprobar que dichas ofertas de compra disponen de garantías suficientes.

A efectos de la valoración de las ofertas se considerará la valoración de los tramos de energía en cada hora a sus precios incluyendo los impuestos y cuotas aplicables.

Se comprobará que el agente al que se va a liquidar dicha unidad de oferta dispone de las garantías suficientes para la oferta de compra. El agente al que se va a liquidar la unidad de oferta será único excepto que se trate de una unidad de oferta de propiedad compartida. En ese caso cada uno de los agentes titulares debe disponer de garantías suficientes para respaldar el porcentaje de la oferta de compra de su titularidad.

Se comparará el valor de la oferta con el balance de garantías excedentarias de los agentes correspondientes en el día al que aplica la oferta, con la mejor información disponible en el momento de cierre de recepción de ofertas.

En caso de disponer todos los agentes de garantías suficientes, la oferta será aceptada de forma provisional entrando en el proceso de casación. En caso contrario no será incorporada al proceso.

Por cada oferta de compra incorporada al proceso de casación se anotará una reducción del balance de garantías excedentarias de los agentes correspondientes por el valor aplicable de dicha oferta según corresponda. Una vez se realice la liquidación, en lugar de dicha anotación figurarán los resultados de la facturación.

Validaciones a las ofertas presentadas al mercado diario.

En primer lugar, se validarán las ofertas normales o por defecto de las unidades con asignación de derechos de capacidad presentadas al mercado, en sentido inverso al orden de inserción, y en primer lugar las ofertas normales y posteriormente las de defecto.

La validación comprobará que, para la última oferta válida presentada, normal o por defecto, para cada unidad de venta o adquisición, que la energía del periodo de programación de la oferta, más la energía de la misma unidad y periodo de programación, ejecutada en contratos bilaterales internacionales, o notificación de uso de derechos de capacidad, previamente comunicados por los operadores del sistema y aceptados, no supera ninguno de los siguientes valores:

– La energía horaria máxima de la unidad en la base de datos del operador del mercado.
– La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades vigentes.

En el caso de que no se supere ninguno de dichos valores, en ninguno de los periodos de programación, la oferta será aceptada para el proceso de casación. En el caso de que se supere alguno de dichos valores, en alguno de los periodos de programación, la oferta será rechazada en su totalidad.

En segundo lugar, se validarán las ofertas normales o por defecto, no validadas previamente, en sentido inverso al orden de inserción, y en primer lugar las ofertas normales y posteriormente las de defecto.

La validación comprobará que, para la última oferta válida presentada, normal o por defecto, para cada unidad de venta o adquisición, que la energía del periodo de programación de la oferta no supera ninguno de los siguientes valores:

– La energía horaria máxima de la unidad en la base de datos del operador del mercado.
– La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades vigentes.
– Para las unidades de oferta genérica de venta la energía ofertada es inferior o igual al saldo comprador de la unidad de programación genérica en el mismo periodo de programación.
– Para las unidades de oferta genérica de compra la energía ofertada es inferior o igual al saldo vendedor de la unidad de programación genérica en el mismo periodo de programación.

En el caso de que no se supere ninguno de dichos valores, en ninguno de los periodos de programación, la oferta será aceptada para el proceso de casación. En el caso de que se supere alguno de dichos valores, en alguno de los periodos de programación, la oferta será rechazada en su totalidad.

Validación en el cierre de recepción de ofertas provenientes de las posiciones abiertas en el mercado a plazo y consideración de estas ofertas en el algoritmo de casación de mercado diario.

A efectos de validación de las energías desagregadas por los agentes en el instante del cierre de la recepción de ofertas serán consideradas como ofertas al mercado diario a precio instrumental, y se considerará el momento de aceptación como el momento en que se recibe y se acepta la desagregación de la energía de las UCP.

A todos los efectos se considerará la información anterior en el proceso de validación por orden inverso de llegada, dándose prioridad a la información más reciente.

En el instante de la validación al cierre de recepción de ofertas solamente se rechazará la oferta proveniente de las posiciones abiertas correspondiente a la unidad de oferta que no supere las validaciones establecidas, manteniéndose el resto de la información para otras unidades de oferta correspondiente a la misma desagregación de forma independiente.

Las desagregaciones válidas de las posiciones abiertas del mercado a plazo con liquidación por entrega física serán consideradas como ofertas a precio instrumental. La información de energía y precio de estas ofertas será tratada en el algoritmo de casación como información independiente de las ofertas de las unidades correspondientes enviadas por el agente para el mercado diario:

a) Las condiciones complejas que el agente hubiera podido incluir en la oferta enviada para el mercado diario no serán de aplicación a la energía correspondiente a las ofertas provenientes de posiciones abiertas en el mercado a plazo.

b) El proceso de casación para el mercado diario se realizará según lo indicado en la regla al efecto, tratando de forma independiente ambas ofertas de una misma unidad ofertante.

30.2 Procedimiento de casación.

El algoritmo de casación Euphemia busca la optimización del denominado «welfare», que corresponde a la suma para el conjunto de todos los periodos horarios del horizonte de programación del beneficio de las ofertas de compra, más el beneficio de las ofertas de venta, más la renta de congestión. Se entiende por beneficio de las ofertas de compra la diferencia entre el precio de la oferta de compra casada y el precio marginal recibido, y se entiende por beneficio de las ofertas de venta la diferencia entre el precio marginal recibido y el precio de oferta de venta casado.

El algoritmo Euphemia considera curvas agregadas en escalón, que corresponden con las curvas para las que el precio de inicio de aceptación de un tramo de energía y el precio de aceptación completa de dicho tramo de energía es coincidente, y con curvas agregadas interpoladas, que son aquellas que corresponden con curvas para las que el precio de inicio de aceptación de un tramo de energía y el precio de aceptación completa de dicho tramo de energía difieren al menos en el salto mínimo entre precios de oferta. Para el tratamiento de ambos tipos de curvas el algoritmo Euphemia realiza el proceso de casación con una precisión en los valores de precios y en los valores de energía, superior al límite de decimales establecido para la presentación de ofertas. Una vez realizado el proceso de casación se realiza para cada mercado el redondeo de los valores de energías y precios, a la precisión establecida en cada mercado. La precisión establecida para el mercado ibérico es de dos decimales para los precios, establecidos en euros por MWh, y de un decimal para las energías, establecidas en MWh.

El algoritmo Euphemia considera en cada mercado las condiciones de bloque o condiciones complejas específicas de dicho mercado, siendo las condiciones para las ofertas del mercado ibérico las establecidas en estas reglas.

El resultado del algoritmo Euphemia está limitado a las condiciones de intercambio establecidas en cada mercado entre las zonas de oferta. En este sentido el flujo neto entre las zonas de oferta internas al mercado ibérico (flujo entre España y Portugal) y las fronteras del sistema ibérico (flujo entre España y Francia, y flujo entre España y Marruecos), estarán limitadas a la capacidad disponible para el mercado comunicada por los operadores del sistema responsables de dicha comunicación.

El algoritmo Euphemia trata todas las ofertas simples como una única oferta, suma del conjunto de todas las ofertas simples de la zona de oferta. Una vez finalizado el proceso de casación, el operador del mercado procederá a la asignación de los tramos casados y no casados de las ofertas simples en cada zona de oferta.

Una vez realizado el proceso de casación de Euphemia, quedarán asignados los valores de los tramos de energía casados y no casados de todas las ofertas que han declarado alguna de las condiciones complejas, excluida la condición de indivisibilidad, así como los valores de los tramos de energía casados y no casados por el conjunto de ofertas que no han declarado ninguna condición compleja o han declarado solamente la condición de indivisibilidad.

Para la ejecución de la casación el algoritmo realizará las siguientes operaciones:

30.2.1 Establecimiento del orden de precedencia económica de las ofertas de venta y determinación de la curva de oferta de venta.

El operador del mercado establecerá, para cada periodo de programación del horizonte diario, el orden de precedencia económica de las ofertas de venta partiendo de la más barata, hasta llegar a la más cara necesaria para cubrir la demanda de energía en dicho periodo de programación. En el caso de que existan tramos de energía al mismo precio se ordenarán con los siguientes criterios:

• Fecha, hora, minuto y segundo de inserción en el Sistema de Información del Operador del Mercado de la oferta de menor a mayor.

• Volumen de energía del tramo de menor a mayor. En el caso de que la mencionada fecha, hora, minuto y segundo también coincida en ambas ofertas, estas serán ordenadas por la cantidad de energía en el tramo.

• Orden alfabético de menor a mayor. En caso de que la cantidad de energía también coincida se ordenarán por orden alfabético, y numérico en su caso, decreciente.

El operador del mercado determinará la curva agregada de oferta de venta añadiendo por orden ascendente el precio de las cantidades de energía ofertadas con independencia de la unidad de venta a la que dichas cantidades correspondan.

Para la ejecución del algoritmo de casación Euphemia se determinarán dos curvas agregadas de venta por cada zona de oferta:

• La primera curva agregada de ofertas de venta contendrá todos los tramos de todas las ofertas simples y todos los tramos de todas las ofertas simples que han declarado en algún periodo horario la condición de indivisibilidad. La energía ofertada a un mismo precio estará agregada a dicho precio sin diferenciación. La curva no contendrá identificación de las unidades de oferta a las que corresponden.

• La segunda curva agregada de ofertas de venta contendrá todos los tramos del orden de precedencia económica que no están contenidos en la primera curva agregada de ofertas de venta, sin agregar la energía ofertada a un mismo precio, y con identificación de los tramos de oferta que pertenecen a la misma oferta. La curva no contendrá identificación de las unidades de oferta a las que corresponden.

30.2.2 Determinación de la curva de adquisición.

El operador del mercado establecerá para cada periodo de programación de un horizonte diario, el orden de precedencia económica de las ofertas de compra partiendo de la más cara, hasta llegar a la más barata en dicho periodo de programación. En el caso de que existan tramos de energía al mismo precio se ordenarán con los siguientes criterios:

• Fecha, hora, minuto y segundo de inserción en el Sistema de Información del Operador del Mercado de la oferta de menor a mayor.

• Volumen de energía del tramo de menor a mayor. En el caso de que la mencionada fecha, hora, minuto y segundo también coincida en ambas ofertas, estas serán ordenadas por la cantidad de energía en el tramo.

• Orden alfabético de menor a mayor. En caso de que la cantidad de energía también coincida se ordenarán por orden alfabético, y numérico en su caso, decreciente.

El operador del mercado determinará la curva agregada de oferta de compra añadiendo por orden descendente el precio de las cantidades de energía ofertadas con independencia de la unidad de compra a la que dichas cantidades correspondan.

Para la ejecución del algoritmo de casación Euphemia se determinará una curva agregada de ofertas de compra por cada zona de oferta, que contendrá todos los tramos de todas las ofertas de compra. La energía ofertada a un mismo precio estará agregada a dicho precio sin diferenciación. La curva no contendrá identificación de las unidades de oferta a las que corresponden.

30.3 Tratamiento de las ofertas con la condición compleja de ingresos mínimos.

El algoritmo Euphemia realiza el proceso de casación con una precisión superior a los dos decimales establecidos para los precios de las ofertas en el mercado ibérico y una precisión superior a un decimal establecida para las energías de las ofertas en el mercado ibérico.

Si bien el algoritmo Euphemia considera las condiciones complejas establecidas en estas reglas, debiendo cumplir los requerimientos que establecen dichas condiciones, la comprobación del cumplimiento de la condición compleja de ingresos mínimos se realizará con el valor de los precios y energías utilizados en el proceso de casación antes del redondeo, pudiendo por tanto resultar casada una oferta, siendo el valor suma del término fijo más el término variable multiplicado por la energía final casada una vez realizado el redondeo, inferior a la suma de la multiplicación de la energía casada una vez realizado el redondeo, por el precio marginal horario una vez realizado el redondeo.

30.4 Tratamiento de las ofertas con la condición compleja de gradientes.

En la aplicación de la condición compleja de gradientes de carga, un tramo de energía ofertado a un precio superior al marginal podrá resultar casado, si con la aceptación de dicho tramo de oferta se permite una casación de energía mayor en los periodos de programación adyacentes, tal que se obtenga una solución con un welfare mayor, cumpliendo el resto de condiciones del algoritmo.

30.5 Tratamiento de las ofertas con la condición de indivisibilidad.

Una vez realizado el proceso de casación de Euphemia, quedarán asignados los valores de los tramos de energía casados y no casados de todas las ofertas que han declarado alguna de las condiciones complejas de gradientes, ingresos mínimos y parada programada, así como los valores de los tramos de energía casados y no casados por el conjunto de ofertas que no han declarado ninguna de las citadas condiciones complejas.

Si en el proceso de asignación de los tramos de las ofertas simples o de los tramos de las ofertas con la condición de indivisibilidad, se produjera indeterminación como consecuencia de que la oferta casada agregada de dichas ofertas, denominada energía agregada simple a marginal, excede a la energía asignada a dichas ofertas en el proceso de casación de Euphemia, denominada energía a repartir a marginal, se procederá de la siguiente forma:

a) Si el precio marginal es superior a cero, se asignará a cada tramo una parte proporcional de la energía agregada simple a marginal, tal que la suma de las asignaciones sea igual a la energía a repartir a marginal. La proporción aplicada es la que corresponde a la proporción entre la energía agregada simple a marginal y la energía a repartir a marginal.

b) Si el precio marginal es cero se aplicará el siguiente criterio:

b.1 Si la suma de energía de los tramos de la energía simple agregada a marginal que han declarado la condición de indivisibilidad es superior a la energía a repartir a marginal, se aplicará lo descrito en el apartado a) previo.

b.2 Si la suma de energía de los tramos de la energía simple agregada a marginal que han declarado la condición de indivisibilidad es inferior o igual a la energía a repartir a marginal, se asignará a los tramos que han declarado la condición de indivisibilidad una energía igual a la energía ofertada. A los tramos casados que no han declarado la condición de indivisibilidad se les asignará una parte proporcional de su oferta, tal que la suma de las asignaciones sea igual a la energía por repartir a marginal menos la energía asignada a las unidades casadas con declaración de indivisibilidad.

30.6 Recasación del mercado diario ibérico.

Una vez realizado el proceso de casación del mercado diario, y una vez confirmado el resultado por OMIE así como por todos los operadores de mercado que realizan la casación acoplados al mercado ibérico, los resultados de los flujos por la interconexión Francia-España y los precios, denominados precios finales, serán firmes.

Si posteriormente a la publicación del Programa Diario Base de Casación (PDBC), se observase en tiempo útil un error en el proceso de casación, el operador del mercado ibérico procederá, una vez consultados los operadores del sistema español y portugués, a repetir el proceso de casación de forma desacoplada del resto de mercados Europeo, manteniendo el flujo en la interconexión entre España y Francia resultado del proceso de casación previo. Como resultado de la recasación se obtendrá un nuevo resultado completo de la casación del mercado diario Ibérico, que sustituirá al resultado previo, siendo este al que aplique el proceso de liquidaciones, salvo en lo indicado a continuación. A efectos de la valoración económica del flujo en la interconexión con Francia, así como a efectos del cálculo de la renta de congestión en dicha interconexión, se tomarán el precio del sistema español denominado precio final, que corresponde a la casación común confirmada por los operadores del mercado Europeo.

30.7 Reapertura de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario.

Si en el proceso de casación del mercado diario se produce alguna de las situaciones contempladas en los procedimientos locales de alguno de los operadores del mercado, tal que se reabra la recepción de ofertas a la sesión del mercado diario en el ámbito de operación de dicho operador del mercado, dado que dicha apertura implica un nuevo proceso de casación para todos los mercados, el operador del mercado ibérico podrá abrir el periodo de recepción de ofertas a dicha sesión del mercado diario para todos los agentes del mercado ibérico, durante un periodo de tiempo coherente con la reapertura del proceso de recepción de ofertas en el resto de mercados. El operador del mercado ibérico informará a todos los agentes, mediante un mensaje en la web de agentes, de los horarios de reapertura de la sesión y del motivo de dicha reapertura.

Igualmente, cuando se produzca alguna de las situaciones contempladas en los procedimientos comunes de desarrollo del proceso de casación del mercado diario que lleve a una situación de desacoplamiento parcial o total de alguna de las zonas de precio interconectadas, el operador del mercado ibérico podrá abrir el periodo de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario para todos los agentes del mercado ibérico, durante un periodo de tiempo coherente con los procedimientos comunes de desarrollo de la casación. El operador del mercado ibérico informará a todos los agentes, mediante un mensaje en la web de agentes, de los horarios de reapertura de la sesión y del motivo de dicha reapertura.

Regla 31.ª *Resultado de la casación del mercado diario.*

En el caso de unidades de oferta de propiedad compartida, las energías casadas serán asignadas a cada copropietario proporcionalmente a la diferencia entre la energía total de la unidad casada en el mercado diario más la energía comprometida en todos los contratos bilaterales multiplicada por los porcentajes de propiedad y la información sobre la energía asignada al copropietario que va a estar comprometida en contratos bilaterales.

En los casos en que la energía casada en el mercado diario más las declaradas a asignar a cada agente superen la energía máxima disponible o bien la energía declarada a asignar a un agente supere la que le corresponde según su porcentaje de propiedad de la energía del previsible PDBF no se tendrá en cuenta ninguna de las declaraciones y por tanto se utilizarán los porcentajes de propiedad sobre la unidad de cada uno de los agentes.

Regla 32.ª *Cálculo del programa resultante de la casación del mercado diario.*

El programa resultante de casación es el resultado de la casación a que se refiere el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, en su artículo 10.

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes el contenido del programa resultante de casación correspondiente a sus unidades de venta o adquisición en los términos establecidos en estas reglas.

El operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema el contenido del programa resultante de casación que corresponda, asignando previamente a una unidad de oferta genérica los valores correspondientes a la unidad de oferta genérica de venta y los valores correspondientes a la unidad de oferta genérica de compra, con su signo. La unidad de oferta genérica tendrá valores positivos y negativos, según sea venta o compra, y servirá exclusivamente para poner a disposición de los operadores del sistema el resultado de la casación.

32.1 Establecimiento del orden de precedencia económica de las ofertas casadas en el resultado de la casación.

El operador del mercado establecerá el orden de precedencia al que se refiere el artículo 10 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, de las ofertas casadas, casadas parcialmente y no casadas, tomando como base los tramos de energía ofertados y sus precios, sin considerar ninguna condición compleja de las ofertas. Dicho orden tendrá las consideraciones siguientes:

• En caso de que dos tramos de oferta tengan el mismo precio, estos se ordenarán por orden decreciente de fecha, hora, minuto y segundo de inserción en el Sistema de Información del Operador del Mercado.
• En el caso de que la mencionada fecha, hora, minuto y segundo también coincida en ambas ofertas, estás se ordenarán de mayor a menor cantidad de energía en el tramo.
• En caso de que la cantidad de energía también coincida se ordenarán por orden alfabético, y numérico en su caso, decreciente.

Regla 33.ª *Información del proceso de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado diario.*

Como consecuencia de los procesos de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado diario el operador del mercado generará la siguiente información, la cual será puesta a disposición según se describe:

a) Información del proceso de aceptación y verificación de ofertas

– El resultado de la aceptación o no y verificación tanto en la inserción de la oferta como en la validación previa a la casación, será puesto a disposición del agente del mercado con las razones de su exclusión en los términos establecidos en las presentes reglas cuando así lo solicite. Dicha información estará disponible en el momento en que se genere.
– Ofertas válidas de las unidades de adquisición o de venta que hubieran sido presentadas a la sesión.

Se pondrá a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente y de los agentes del mercado respetando la confidencialidad establecida en las presentes reglas, después de la realización de la casación de cada mercado diario, el conjunto de ofertas válidas de venta y compra presentadas a cada una de las sesiones del mercado diario.

b) Información del resultado de la casación del mercado diario.

– Precios resultado de la casación.
Se generarán como resultado del proceso de casación y serán públicos y además serán puestos a disposición de los agentes del mercado y de los operadores del sistema, siendo publicados después de su generación.
El operador del mercado diario pondrá a disposición del operador del mercado a plazo antes de transcurridas dos horas desde el cierre del mercado diario los precios y los volúmenes de contratación negociados en cada hora en el mercado diario para el día siguiente.
– Programa resultado de la casación.
Se generará el Programa Diario Base de Casación (PDBC) como resultado del proceso de casación del mercado diario y será puesto a disposición de los agentes del mercado con la confidencialidad establecida en las presentes reglas y de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente inmediatamente después de su generación.

– El orden de precedencia económica.

Se generará como resultado del proceso de casación del mercado diario y será puesto a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente, inmediatamente después de su generación.

– Curvas agregadas de oferta y demanda.

Para cada conjunto de zonas de oferta que tengan el mismo precio se generará como resultado del proceso de casación de cada uno de los periodos de programación del mercado diario las curvas agregadas de venta y compra, y serán públicos, siendo además puesto a disposición de los agentes del mercado con la confidencialidad establecida en las presentes reglas y publicadas después de su generación.

– Ocupación de cada una de las interconexiones internacionales por hora con indicación de la capacidad comercial máxima de importación y exportación por cada interconexión, la capacidad ocupada en cada sentido e interconexión, la capacidad ocupada por declaración de derechos de uso de capacidad y la capacidad libre en cada sentido e interconexión. Se generará como resultado del proceso de casación de cada uno de los periodos de programación del mercado diario y serán públicos.

– Resultado del proceso de entrega física. El operador del mercado diario pondrá a disposición del operador del mercado a plazo el resultado del proceso de entrega física, existiendo tres posibilidades:

a) Que las ofertas hayan sido casadas.

b) Que las ofertas hayan sido casadas parcialmente.

c) Que las ofertas hayan sido rechazadas antes de la casación del mercado diario por no ser conformes a las reglas del mercado o por no haberse recibido del agente la desagregación correspondiente.

Regla 34.ª *Situaciones excepcionales.*

A los efectos de lo establecido en estas reglas son situaciones excepcionales aquellas que determinen una imposibilidad de llevar a cabo de forma adecuada el proceso de presentación y aceptación de ofertas o el proceso de casación.

Las situaciones a que se refiere el apartado anterior pueden ser consecuencia, a título enunciativo, de alguno o algunos de los siguientes supuestos:

a) Insuficiencia de oferta de venta de energía eléctrica para atender la demanda que utilice el precio instrumental del sistema.

En tal caso el operador del mercado establecerá el orden de precedencia de las ofertas de venta disponibles remitiendo a los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente dicho orden con déficit para los periodos de programación en que dicha insuficiencia de oferta se produzca.

b) Imposibilidad de realizar, antes de la hora límite establecida, el proceso casación con el algoritmo Euphemia para el conjunto de mercados.

En caso de alcanzarse la hora límite establecida para el desacoplamiento de todos los mercados se realizará la casación del mercado ibérico de forma desacoplada considerando la capacidad en el mercado con el sistema francés nula.

c) Fuerza mayor.

c.1 Si esta fuera previsible, pero inevitable, el operador del mercado realizará casaciones anticipadas ampliando, para ello, el horizonte diario de programación para incluir en el mismo los periodos de programación en que la situación excepcional de fuerza mayor persistiese. Si la fuerza mayor fuere imprevisible, el operador del mercado podrá determinar la casación utilizando el algoritmo histórico del Sistema de Información del Operador del Mercado con las adaptaciones necesarias en las ofertas de venta y compra presentadas por los agentes para la utilización de dicho algoritmo. En caso necesario podrá realizar la casación sobre la base de datos históricos.

c.2 Si es debida a averías en los equipos informáticos, mal funcionamiento de aplicaciones informáticas o de comunicaciones del operador del mercado o del sistema de acoplamiento de mercados europeo que impidan el correcto funcionamiento de los mismos. El operador del mercado podrá arbitrar medidas de igual contenido a las del punto c.1) anterior.

d) Imposibilidad de determinación de la casación como consecuencia de las condiciones técnicas y económicas de las ofertas complejas. El operador del mercado podrá arbitrar medidas de igual contenido a las del punto c.1) anterior.

Si la imposibilidad de determinación de la casación subsiste, el operador del mercado procederá a determinar la casación utilizando el algoritmo histórico denominado SIOM con las adaptaciones necesarias en las ofertas de venta y compra presentadas por los agentes para la utilización de dicho algoritmo. En caso necesario podrá realizar la casación sobre la base de datos históricos.

Regla 35.ª *Liquidación del mercado diario.*

El operador del mercado determinará la liquidación de la energía para cada agente que participe en el mercado diario de producción de energía eléctrica y en cada periodo de programación, por cada unidad de adquisición, unidad de venta. Asimismo, el operador del mercado determinará la liquidación del flujo de energía en la interconexión entre España y Francia y de la renta de congestión que se genere en las distintas interconexiones del sistema eléctrico español.

35.1 Determinación de la retribución correspondiente a los vendedores como resultado de la liquidación del mercado diario.

Los vendedores que operen en el mercado diario percibirán por cada unidad de venta y para cada periodo de programación una retribución que incorporará el precio marginal en el mercado diario de cada periodo de programación de la zona de oferta en la que se encuentre situada la unidad.

El operador del mercado realizará la liquidación diaria de la energía eléctrica para cada vendedor que participe en el mercado diario por cada unidad de venta que haya sido incorporada en el programa resultante de la casación en cada periodo de programación.

Para realizar las antedichas liquidaciones, el operador del mercado practicará las correspondientes anotaciones en cuenta en el registro que llevará a tales efectos por cada unidad de venta.

35.2 Precios a considerar en la determinación del precio de la adquisición de energía eléctrica en el mercado diario.

Los compradores que operen en el mercado diario satisfarán, por la energía eléctrica adquirida incorporada en el programa resultante de la casación y para cada periodo de programación, el precio marginal en el mercado diario de cada periodo de programación de la zona de oferta, en la que se encuentre la unidad de adquisición.

35.3 Derechos de cobro en el mercado diario.

El vendedor cuyas ofertas de venta hayan resultado casadas en la sesión de contratación del mercado diario e incorporadas al programa resultante de la casación, tendrá un derecho de cobro que se calculará como el producto de la energía cuya producción se asigne en cada periodo de programación a la unidad de producción de la que sea titular, o bien no de su titularidad pero a la que represente en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo y para la zona de oferta en la que se encuentre situada la unidad. A estos efectos se considera que las unidades de venta a las cuales se les practicará la liquidación de la energía importada por España desde Francia, como resultado de la casación, se encuentran situadas en la zona de oferta española. Los titulares de dichas unidades de oferta serán los operadores del mercado designados en Francia o entidades habilitadas por estos para practicar dicha liquidación.

El derecho de cobro del vendedor será:

$$DCPBC(up,h,z) = EPBC(up,h,z) * PMH(h,z)$$

Siendo:

DCPBC (up,h,z): Derecho de cobro del vendedor por la energía correspondiente a la unidad de producción up, situada en la zona de oferta z, en la hora h.

EPBC (up,h,z): Energía asignada a la unidad de venta, up, situada en la zona de oferta z, en la hora h, en el mercado diario (PDBC).

PMH (h,z): Precio marginal horario correspondiente a la hora h en el mercado diario (PDBC) en la zona de oferta z. En caso de realizarse una nueva casación de acuerdo con la Regla de «Recasación del Mercado Diario Ibérico» el precio a considerar será el correspondiente a dicha recasación, salvo para los intercambios de energía entre España y Francia que se liquidarán al precio de la zona de oferta española correspondiente al resultado final de la casación confirmado por los operadores del mercado.

35.4 Obligaciones de pago en el mercado diario.

El comprador cuyas ofertas de compra hayan resultado casadas en la sesión de contratación del mercado diario e incorporadas al programa resultante de la casación tendrá una obligación de pago que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya adquisición se asigne en cada periodo de programación a la unidad de adquisición de la que sea titular, o bien no de su titularidad pero a la que represente en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo para la zona de oferta en la que se encuentre situada la unidad. A estos efectos se considera que las unidades de adquisición a las cuales se les practicará la liquidación de la energía exportada por España a Francia, como resultado de la casación, se encuentran situadas en la zona de oferta española. Los titulares de dichas unidades de oferta serán los operadores del mercado designados en Francia o entidades habilitadas por estos para practicar dicha liquidación.

La obligación del comprador para cada oferta de compra en la hora h será:

$$OPPBC(ua,h,z) = EPBC(ua,h,z) * PMH(h,z)$$

Siendo:

OPPBC (ua, h,z): Obligación de pago del comprador por la energía correspondiente a la unidad de adquisición ua, situada en la zona de oferta z, en la hora h.

EPBC (ua, h,z): Energía asignada a la unidad de oferta de compra ua, situada en la zona de oferta z, en la hora h en el mercado diario (PDBC).

PMH (h,z): Precio marginal horario correspondiente a la hora h en el mercado diario (PDBC) en la zona de oferta z correspondiente al resultado final de la casación. En caso de realizarse una nueva casación de acuerdo con la Regla de «Recasación del Mercado Ibérico» el precio a considerar será el correspondiente a dicha casación, salvo para los intercambios de energía entre España y Francia que se liquidarán al precio de la zona de oferta española correspondiente al resultado final de la casación confirmado por los operadores del mercado.

35.5 Ingresos en el mercado diario por el proceso de separación de mercados.

La liquidación del mercado diario, tras la aplicación del proceso de separación de mercados en cada interconexión, dará lugar a unos ingresos denominados «renta de congestión» que se calcularán como el producto de la capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en cada periodo de programación por la diferencia de los precios marginales fijados para el mismo en cada una de las zonas de oferta situadas a ambos lados de la interconexión.

35.5.1 Renta de congestión en el mercado diario en la interconexión entre España y Portugal.

La renta de congestión que se genere en la interconexión entre España y Portugal se repartirá a partes iguales entre el operador del sistema eléctrico español y portugués.

Se anotará por lo tanto, a cada operador del sistema un derecho de cobro en cuenta en la hora h como:

$$DCPBCPTES_CI(h) = 0,5 * abs(EPBCPTES(h)) * abs(PMH(h,z_1)-PMH(h,z_2))$$

Siendo:

DCPBCPTES_CI (h): Derecho de cobro en la hora h, en el mercado diario, anotado en cuenta a los operadores del sistema español y portugués, por la aplicación del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y portuguesa.

EPBCPTES (h): Capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en la hora h entre la zona de oferta española y portuguesa.

z_1,z_2: Subíndices que se refieren a las zonas de oferta española y portuguesa respectivamente.

35.5.2 Renta de congestión en el mercado diario en la interconexión entre España y Francia.

La renta de congestión que se genere en la interconexión entre España y Francia se repartirá a partes iguales entre el operador del sistema eléctrico español y francés.

Se anotará una obligación de pago al sistema eléctrico francés, en la hora h como:

$$OPPBCFRES_CI(h) = 0{,}5 * abs(EPBCFRES(h)) * abs(PMH(h,z_1)-PMH(h,z_3))$$

Se anotará un derecho de cobro en cuenta al operador del sistema eléctrico español en la hora h como:

$$DCPBCFRES_CI(h) = 0{,}5 * abs(EPBCFRES(h)) * abs(PMH(h,z_1)-PMH(h,z_3))$$

Asimismo, en caso de realizarse una nueva casación de acuerdo con la Regla de «Recasación del mercado diario ibérico» se practicarán las siguientes anotaciones en cuenta al operador del sistema eléctrico español en la hora h:

– Si $PMH'(h,z_1)>PMH(h,z_1)>PMH(h,z_3)$ ó $PMH'(h,z1)<PMH(h,z_1)<PMH(h,z_3)$

$$DCPBCFRESAJ_CI(h) = abs(EPBCFRES(h)) * abs(PMH'(h,z_1) - PMH(h,z_1))$$

– Si $PMH(h,z_1) > PMH(h,z_3)$ y $PMH(h,z_1) > PMH'(h,z_1)$ ó $PMH(h,z1) < PMH(h,z_3)$ y $PMH(h, z_1) < PMH'(h, z_1)$

$$OPPBCFRESAJ_CI(h) = abs(EPBCFRES(h)) * abs(PMH'(h,z_1) - PMH(h,z_1))$$

Siendo:

DCPBCFRES_CI(h): Derecho de cobro en la hora h, en el mercado diario, anotado en cuenta al operador del sistema español, por la aplicación del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y francesa.

OPPBCFRES_CI(h): Obligación de pago en la hora h, en el mercado diario, al sistema francés, por la aplicación del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y francesa.

DCPBCFRESAJ_CI(h): Derecho de cobro en la hora h, en el mercado diario, anotado en cuenta al operador del sistema español como ajuste consecuencia de la recasación del mercado diario ibérico y del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y francesa.

OPPBCFRESAJ_CI(h): Obligación de pago en la hora h, en el mercado diario, anotado en cuenta al operador del sistema español como ajuste consecuencia de la recasación del mercado diario ibérico y del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y francesa.

EPBCFRES (h): Capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en la hora h entre la zona de oferta española y francesa.

PMH' (h,z): Precio marginal horario correspondiente a la hora h en el mercado diario (PDBC) en la zona de oferta z resultado de la casación recogida en la Regla de «Recasación del mercado diario ibérico».

z_1, z_3: Subíndices que se refieren a las zonas de oferta española y francesa respectivamente.

35.6 Publicación de los resultados de la liquidación del mercado diario.

De acuerdo con las normas generales de confidencialidad establecidas en estas reglas, tras cada sesión del mercado diario el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado, a través de sus sistemas de información, los resultados sobre los derechos de cobro y las obligaciones de pago derivados de dicho mercado, para el horizonte diario de programación correspondiente a cada sesión de contratación.

Las anotaciones correspondientes a cada sesión de contratación serán provisionales si:

(a) La casación correspondiente fuera provisional de acuerdo con la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario».

(b) La existencia de reclamaciones pendientes respecto del desarrollo de alguna sesión de contratación del mercado de producción de energía eléctrica.

(c) Apareciesen, a posteriori, valores erróneos en la liquidación.

Estas anotaciones devendrán definitivas cuando no concurra ninguna de las circunstancias anteriores, salvo en el caso de que por alguno de dichos motivos fuera necesario realizar una nueva liquidación, en cuyo caso las nuevas anotaciones serán definitivas cuando no concurra ningún motivo de provisionalidad entre los citados en los párrafos anteriores.

CAPÍTULO SÉPTIMO

Programas recibidos con posterioridad al mercado diario

Regla 36.ª *Programa diario base de funcionamiento.*

Los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado antes de la hora límite establecida en las presentes reglas, el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), así como las comunicaciones de declaraciones de contratos bilaterales a efectos del cumplimiento de la legislación vigente en cuanto a la confirmación del cumpliendo de la presentación de ofertas al mercado diario. El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes dicha información, así como la conversión de dicha información en unidades de oferta.

Regla 37.ª *Programa diario viable.*

Los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado antes de 15 minutos del cierre de la primera sesión del mercado intradiario de subastas el Programa Diario Viable definitivo (PDVD), a efectos de la realización de las validaciones a las ofertas del mercado intradiario de subastas. El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes dicha información, así como la conversión de dicha información en unidades de oferta necesaria para las validaciones y la realización del proceso de casación.

En todo caso, el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) resultado del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF deberá ser recibido por el operador del mercado con una antelación, en situación de operación normal, no inferior a 15 minutos antes del cierre de la primera sesión de subasta del mercado intradiario de forma que los agentes de mercado puedan actualizar, si procede, las ofertas previamente presentadas a la subasta, pudiendo estas ser validadas definitivamente al cierre del periodo de recepción de ofertas.

En la situación excepcional en la que el operador del mercado reciba el PDVD de los operadores del sistema con posterioridad a la hora límite establecida, el periodo de recepción de ofertas se prolongará, para permitir a los agentes disponer de 15 minutos para que verifiquen y actualicen en consecuencia sus ofertas, sin perjuicio de lo establecido en la Regla «Secuencia de operaciones de los mercados intradiarios».

CAPÍTULO OCTAVO

Mercado intradiario de subastas

Regla 38.ª *Objeto y conceptos básicos del mercado intradiario de subastas.*

Los mercados intradiarios tienen por objeto atender la venta y la adquisición de energía en las siguientes horas al cierre del mercado diario, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable definitivo (PDVD).

El mercado intradiario de subastas se estructura en sesiones de acuerdo con las siguientes reglas:

a) Determinado un programa diario viable, se podrán realizar casaciones de sesiones de subastas del mercado intradiario para los periodos de programación incluidos en dicho programa diario viable y, en su caso, en el anterior en curso de ejecución.

b) Cada sesión de mercado intradiario podrá tener como objeto uno o varios periodos de programación, siempre que éstos tengan programa diario viable publicado con antelación al cierre de dicha sesión.

c) Cada periodo de programación podrá ser objeto de sesiones de subastas sucesivas de mercado intradiario.

d) No se podrán incluir en sesiones de subastas del mercado intradiario periodos de programación para los que no exista programa diario viable publicado.

e) El momento inicial de presentación de ofertas de compra y venta en el mercado intradiario de subastas, y el plazo de presentación de las mismas, será el determinado en estas reglas de funcionamiento y deberá asegurar que cualquier periodo de programación con programa diario viable publicado, sea objeto al menos, de una sesión de subastas de mercado intradiario.

Las sesiones del mercado intradiario de subastas se establecerán conforme al Anexo I, que podrá ser modificado previo informe del Comité de Agentes del Mercado y autorización del regulador competente.

Regla 39.ª *Ofertas al mercado intradiario de subastas.*

39.1 Objeto y contenido de las ofertas de compra y venta

Las ofertas de compra y venta pueden ser simples o complejas, en razón de su contenido. Se denominan ofertas complejas a las ofertas simples que declaran adicionalmente a la oferta simple alguna de las condiciones complejas establecidas en las presentes reglas.

Podrán presentarse varias ofertas de venta y/o compra para un mismo periodo de programación y una misma unidad de venta o adquisición que serán tratadas de forma independiente.

El operador del mercado asignará en cada periodo de programación a la unidad de oferta genérica de venta el saldo vendedor de la unidad de programación genérica y a la unidad de oferta genérica de adquisición el saldo comprador de la unidad de programación genérica, del Programa Diario Viable definitivo (PDVD) en el caso de la primera sesión y del Programa Horario Final (PHF) de la sesión previa para el resto de sesiones.

En las horas del horizonte de cada mercado intradiario que sea la última vez que se negocian los agentes que en el Programa Horario Final (PHF) anterior a la sesión del intradiario dispongan de programa en las unidades de oferta genérica de venta o adquisición, deberán deshacerse del mismo mediante la presentación de las correspondientes ofertas simples a precio instrumental.

39.1.1 Ofertas simples.

Son las presentadas para uno o varios periodos de programación con expresión de un precio, pudiendo ser cero, y de una cantidad de energía, pudiendo existir para cada periodo de programación objeto de oferta hasta un máximo de cinco tramos para una misma oferta, con un diferente precio para cada uno de dichos tramos. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tenida en cuenta en la casación.

39.1.2 Ofertas complejas.

Son las que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan al menos alguna de las condiciones que se relacionan en los apartados siguientes.

Las limitaciones derivadas del tratamiento de las ofertas complejas presentadas en el mercado intradiario solo afectarán a las energías incluidas en dichas ofertas, y no a las energías asignadas previamente en el programa viable y en las sesiones anteriores del mercado intradiario.

39.1.2.1 Condiciones complejas comunes a las ofertas de venta y adquisición.

39.1.2.1.1 Condición de variación de capacidad de producción o de energía previamente adquirida, o condición de gradiente de carga.

Los vendedores y compradores podrán incorporar esta condición al conjunto de las ofertas que los titulares de las unidades de venta o de adquisición presenten por cada una de ellas. La condición de gradiente de carga consiste en establecer una variación máxima de capacidad de producción o de energía adquirida, entre dos periodos de programación consecutivos.

Esta condición se expresará en MW/minuto de subida o de bajada, o de arranque o parada, y su inclusión en el proceso de casación se realizará de acuerdo con lo señalado en Regla de «Comprobación de la condición de gradiente de carga durante el proceso de casación simple condicionada». Como valor a tener en cuenta en la casación, se elegirá aquel introducido en la oferta de menor número identificativo correspondiente a la unidad.

El resultado de la casación estará, en todo caso, limitado por la capacidad máxima y mínima de producción o adquisición de bombeo, o por el total de energía previamente asignada en el programa viable y las sesiones previas del mercado intradiario a dicha unidad de venta o de adquisición, respectivamente. Esta condición habrá de respetar en todo caso la variación lineal de manera continua de la producción de la unidad de venta, o de la energía adquirida por la unidad de adquisición, en cada uno de los periodos de programación.

39.1.2.1.2 Condición de aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta.

Los vendedores y compradores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de venta o de adquisición, la condición de que, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de su oferta, esta oferta sea eliminada.

39.1.2.1.3 Condición de aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta.

Los vendedores y compradores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de venta o de adquisición, la condición de que, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de su oferta en una hora, serán eliminados de la casación todos los tramos de la oferta correspondiente a dicha hora, permaneciendo el resto de la oferta válida.

39.1.2.1.4 Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta.

Los vendedores y compradores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de venta o de adquisición, la condición de que, en caso de no resultar casado completamente en el horizonte de casación el tramo primero de su oferta durante el número consecutivo de horas especificado en la misma, esta oferta sea eliminada.

39.1.2.1.5 Condición de energía máxima.

La condición de energía máxima es aquella por cuya virtud la aceptación por el operador del mercado de una oferta (de compra o venta) para el horizonte de programación determina, si la oferta resulta casada, lo sea, por un volumen de energía total, inferior o igual al indicado por el titular en su oferta, y nunca por un volumen superior.

39.1.2.2 Condiciones complejas de las ofertas de venta.

39.1.2.2.1 Condición de ingresos mínimos.

Los vendedores pueden incluir como condición en cada oferta de venta que presenten por una unidad de venta o de adquisición, que dicha oferta solo se entiende presentada a los efectos de la casación si obtiene unos ingresos mínimos que se expresarán como una cantidad fija en euros, sin decimales y, como una cantidad variable expresada en euros por MWh, con un máximo de dos decimales.

La condición de ingresos mínimos no podrá ser utilizada en aquellas ofertas de venta en que más del 50 % de la energía sea ofertada a precio cero.

39.1.2.3 Condiciones complejas de las ofertas de compra.

39.1.2.3.1 Condición de pagos máximos.

Los compradores pueden incluir como condición en cada oferta de compra que presenten por una unidad de venta o de adquisición, que dicha oferta solo se entiende presentada a los efectos de la casación, si produce como consecuencia de su aceptación unos pagos menores que el máximo, que se expresarán como una cantidad fija en euros, sin decimales y, como una cantidad variable expresada en euros por MWh, con un máximo de dos decimales.

39.2 Formato para la presentación de ofertas de compra o venta.

Las ofertas deberán tener la forma que se establece a continuación, en relación con el contenido de las mismas:

a) Código de la unidad de venta o de adquisición.
b) Número de oferta. Número de oferta para la misma unidad de oferta.
c) Descripción de la oferta. Campo alfanumérico que no utiliza el algoritmo.
d) Clase de oferta: compra o venta.
e) Unidad monetaria: Euro.
f) Tipo de ajuste según los códigos definidos en el sistema de información del Operador del Mercado.
g) Condiciones económicas, condición de ingreso mínimo para las ofertas de venta por la unidad de venta o adquisición, o condición de pago máximo para las ofertas de compra por la unidad de venta o adquisición, que se expresará por medio de los dos valores siguientes:

– Término fijo (TF) para un mismo horizonte de programación, fijado en euros, sin que puedan incluirse decimales.
– Término variable (TV), que permanecerá constante para un mismo horizonte de programación, fijado en euros por MWh, pudiéndose incluir dos cifras decimales.

Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora el término fijo y/o el término variable correspondiente de esta condición.

h) Gradiente de parada, arranque, subida y bajada (MW/minuto, con un máximo de un decimal). Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora el gradiente correspondiente.
i) Mínimo técnico (MW con un máximo de decimales igual al establecido en la unidad de contratación). Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora el mínimo técnico.
j) Indicador del requerimiento de aceptación completa del tramo primero de la oferta de venta (S/N).
k) Energía máxima admisible por la oferta en MWh con un máximo de un decimal. Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora esta condición.
l) Indicador del requerimiento de aceptación completa en cada hora del tramo primero de la oferta (S/N).
m) Número mínimo de horas consecutivas requeridas con el tramo primero de la oferta casado en su totalidad. Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora esta condición.
Por cada tramo y periodo de programación:

– Fecha que cubre la oferta.
– Hora que cubre la oferta.

– Número de tramo de la oferta.
– Cantidad de energía en MWh con un máximo un decimal.
– Precio ofertado en euros por MWh, con un máximo de dos decimales.

39.3 Información recibida de los operadores del sistema: indisponibilidades, capacidades comerciales de las interconexiones internacionales, limitaciones a la posibilidad de ofertar y limitaciones zonales.

La presentación de ofertas de compra y venta está sometida a las siguientes limitaciones:

La suma de las energías asignadas por unidad de oferta en el programa acumulado hasta ese momento, junto a la ofertada, será validada contra los límites de energías superior e inferior de que disponga el Sistema de Información del Operador del Mercado. La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

La oferta será validada de nuevo en el momento de cierre de recepción de ofertas de la sesión, teniendo en cuenta indisponibilidades, limitaciones y la energía acumulada en el Programa Diario Viable definitivo (PDVD), las sesiones de subastas previas y rondas de mercado continuo hasta el momento de cierre de recepción de ofertas de la sesión, para cada uno de los periodos incluidos en la oferta.

Si la validación de la oferta, teniendo en consideración indisponibilidades y limitaciones, da como resultado unos valores de energía fuera de los límites superior o inferior de que disponga el Sistema de Información del Operador del Mercado en alguno de los periodos ofertados, la oferta será rechazada.

Sin perjuicio de lo anterior, las posteriores informaciones enviadas por los operadores del sistema al Sistema de Información del Operador del Mercado sobre indisponibilidades de unidades de venta, recibidas en el sistema de información del operador del mercado hasta cinco minutos antes de la hora de cierre de la sesión serán tenidas en cuenta durante el proceso de casación.

39.3.1 Definición e incorporación de la información sobre indisponibilidades.

La información sobre indisponibilidades enviada por los operadores del sistema al Sistema de Información del Operador del Mercado se realizará a través de este y contendrá siempre para cada sistema todas las indisponibilidades que el operador del sistema correspondiente ha confirmado de cualquiera de las unidades físicas en el momento de su envío. Las indisponibilidades se enviarán por unidad física. En consecuencia, el operador del mercado considerará que todas las unidades de producción no incluidas en la última información recibida del operador del sistema correspondiente están disponibles.

La información sobre indisponibilidades se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado, en el momento de recepción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de incorporación a efectos de casación cinco minutos antes de la hora de cierre de la sesión.

39.3.2 Definición e incorporación de la información sobre limitaciones a la posibilidad de ofertar y limitaciones zonales.

La información sobre limitaciones enviada por los operadores del sistema al operador del mercado contendrá siempre, para cada sistema, todas las limitaciones que el operador del sistema correspondiente impone a la posibilidad de ofertar en las sesiones de subastas del mercado intradiario de cualquiera de las unidades de venta o adquisición, en el momento del envío de la información. Existirán dos tipos de limitaciones: limitaciones unitarias a las unidades que involucran cada limitación a una única unidad, y limitaciones zonales que involucran a varias unidades. A efectos de la recepción de ofertas y proceso de casación se tendrá en cuenta exclusivamente la información sobre ambos tipos de limitaciones recibida por unidad de venta o adquisición.

La información sobre limitaciones zonales y unitarias se incorporará al Sistema de Información del Operador del Mercado en el momento de recepción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, excepto durante las sesiones de subastas del mercado intradiario que no se incorporarán, realizándose la incorporación cuando el

Programa Horario Final (PHF) de la sesión sea firme. Sólo se utilizarán las limitaciones a la posibilidad de ofertar que están dentro del horizonte de programación de la siguiente sesión del mercado intradiario de subastas.

En el caso de la primera sesión de subasta del mercado intradiario, las limitaciones zonales y unitarias podrán incorporarse durante el periodo de recepción de ofertas.

Los operadores del sistema comunicarán al operador del mercado limitaciones zonales a un conjunto de unidades de venta o adquisición de su zona para ser consideradas en el proceso de casación. Las limitaciones zonales podrán ser al saldo máximo de venta de la suma de los programas acumulados de las unidades de venta descontando los programas acumulados de las unidades de adquisición, o al saldo mínimo de dichos programas. Las limitaciones zonales podrán ser igualmente al saldo máximo de adquisición de la suma de los programas acumulados de las unidades de adquisición descontando los programas acumulados de las unidades de venta, o al saldo mínimo de dichos programas.

Estas limitaciones zonales serán comunicadas por el operador del sistema correspondiente antes del cierre de la primera sesión de subasta del mercado intradiario, pudiendo ser actualizadas previamente a la apertura de cada una de las sesiones de mercado intradiario de subastas.

En caso de no ser posible el cumplimiento de las limitaciones zonales, el resultado del proceso de casación se aproximará al cumplimiento de dichas limitaciones, cumpliendo el resto de condiciones de ejecución del algoritmo. En caso de existir indisponibilidades de unidades de producción o de una unidad de adquisición de bombeo, dichas unidades estarán exentas del cumplimiento de la limitación por la cantidad de energía indisponible.

39.3.3 Definición e incorporación de la información sobre capacidades comerciales de las interconexiones internacionales.

La información sobre capacidades de importación y exportación enviada por los operadores del sistema, al Sistema de Información del Operador del Mercado, se realizarán a través de éste y contendrá la información sobre capacidad máxima de importación y exportación en frontera, en cada hora, con cada una las interconexiones del sistema eléctrico español que tengan una limitación máxima. En consecuencia, el operador del mercado considerará que todas las interconexiones y sentido de flujo no incluidos en la última información recibida de los operadores del sistema tendrá valor cero.

La información sobre capacidades se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado, en el momento de recepción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de incorporación a efectos de casación de las sesiones de mercado intradiario, de 20 minutos previos a la hora de cierre de recepción de ofertas a la sesión del mercado intradiario de subastas.

39.4 Verificación de las ofertas.

Las ofertas de compra y venta serán verificadas por el Operador del Mercado, como condición previa a su posterior posible aceptación, de acuerdo con lo siguiente:

39.4.1 Verificaciones comunes a las ofertas de compra y venta.

39.4.1.1. Verificación del estado de la sesión.

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta en su sistema informático, conforme a la hora de recepción disponible en dicho sistema informático, que esta hora de recepción es posterior a la apertura de la sesión en el caso del mercado intradiario de subastas y anterior al momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas. En el caso de presentación de ofertas por fichero. si éste ha comenzado a recibirse en el Sistema de Información de Operador del Mercado antes de la hora límite de recepción de ofertas y el formato del fichero es correcto, se realizará el proceso de validación de todas las ofertas incluidas en dicho fichero considerando a efectos de control de la hora límite de presentación de ofertas la hora de inicio de recepción del fichero, insertándose cada oferta con el resultado de la validación con la fecha y hora de finalización de la validación.

39.4.1.2. Verificaciones del agente.

El operador del mercado comprobará, en el momento de la presentación de la oferta que el agente:

– Está dado de alta en el sistema del operador del mercado, siendo agente del mercado y no está suspendido por los operadores del sistema como sujeto del sistema eléctrico.

– Está habilitado para presentar ofertas para la unidad de venta o adquisición. Serán rechazadas todas las ofertas del agente que presente ofertas para unidades de venta o adquisición para las que no esté habilitado.

39.4.1.3. Verificación de la unidad de venta o de adquisición.

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta de compra o venta, que las instalaciones o puntos de suministro que integran la unidad de venta o de adquisición, respectivamente, por la que se presenta dicha oferta, están dados de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado y autorizados a ofertar en los periodos de programación para los cuales se presenta la oferta.

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta de compra o venta, que la unidad de venta o de adquisición por la que presenta oferta está habilitada para participar en las sesiones intradiarias y pertenece al agente.

39.4.1.4. Verificación de la adecuación de los datos de la oferta de compra o venta con la información contenida en el sistema de información del operador del mercado en cuanto a la condición de variación de la capacidad de producción.

El operador del mercado comprobará, en el momento de la presentación de la oferta, que la máxima diferencia entre la producción de energía eléctrica que en la casación del mercado intradiario de subastas puede aceptarse a dicha unidad de venta en dos horas consecutivas, es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo la unidad de venta, conforme a los datos registrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

39.4.1.5. Verificación de la adecuación de los datos de la oferta con la información de que dispone el operador del mercado enviada por los operadores del sistema.

El operador del mercado comprobará, antes de la posible aceptación de la misma, que la energía eléctrica ofertada respeta las limitaciones unitarias correspondientes a la unidad de oferta puestas a disposición del operador del mercado por los operadores del sistema al inicio de la sesión, de acuerdo a la Regla de «Limitaciones a la posibilidad de ofertar» y las reglas específicas según el tipo de oferta de verificación de energía máxima a ofertar en un periodo de programación. La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

El operador del mercado repetirá dicha verificación al cierre de la sesión intradiaria para todas las ofertas de compra y venta aceptadas de forma provisional durante la sesión, teniendo en cuenta además las posibles energías casadas en cada periodo hasta ese momento en el mercado intradiario continuo, siendo definitivamente rechazadas o consideradas como válidas para el proceso de casación.

En el proceso de validación de las ofertas, no se tendrán en cuenta las limitaciones zonales asociadas a las unidades.

39.4.1.6. Verificación de la adecuación de la oferta con condición de energía máxima.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que la oferta con condición de energía máxima:

– No incorpora la condición de gradiente de carga.

– Es la única oferta presentada para la unidad de venta o adquisición.

39.4.1.7. Verificación de los periodos ofertados.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que los periodos ofertados deben estar comprendidas en el horizonte de casación de la sesión del mercado intradiario para la que se validan las ofertas.

39.4.2 Verificaciones específicas de las ofertas de venta.

39.4.2.1. Verificación de la adecuación de los precios.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que:

– Los precios de las energías expresados en las ofertas no son superiores a los máximos de los precios adoptados a estos efectos y registrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado.
– Los tramos incluidos en las ofertas de venta en cada hora deben tener precios estrictamente crecientes con el número de tramo. Se permiten tramos intermedios vacíos dentro de cada hora, sin precio y sin energía, pero no con energía cero.

39.4.2.2. Verificaciones de la energía máxima a ofertar en un periodo de programación.

El operador del mercado comprobará la adecuación de los datos de la oferta con la información contenida en el Sistema de Información del Operador del Mercado. La energía máxima a ofertar en un periodo de programación:

Para una oferta de venta de una unidad de venta presentada a una sesión, se validará de forma provisional que la energía ofertada en total para cada hora en esa oferta, más el programa de la unidad previamente casado en cada hora en sesiones y rondas del mercado intradiario continuo previas o en el PDVD para la primera sesión del mercado intradiario o en su defecto el PDBF, en caso de no haber sido recibido en ese instante el PDVD, para unidades de venta no supere alguno de los valores siguientes:

– La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
– La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades vigentes.
– La energía limitada por las limitaciones unitarias comunicadas por los operadores del sistema previamente a la apertura de la sesión del mercado intradiario, excepto para la primera sesión de subasta intradiaria, comunicadas previamente a la publicación del PDVD correspondiente.

La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.
El operador del mercado repetirá dicha verificación al cierre de la sesión intradiaria para todas las ofertas de venta aceptadas de forma provisional durante la sesión, teniendo en cuenta además las posibles energías casadas en cada periodo hasta ese momento en el mercado intradiario continuo y considerando siempre el PDVD para la primera sesión, siendo definitivamente rechazadas o consideradas como válidas para el proceso de casación.
Para una oferta de venta de unidades de adquisición, presentada a una sesión del mercado intradiario se validará de forma provisional que el programa de la unidad previamente casado en cada hora en sesiones y rondas del mercado intradiario continuo previas o en el PDVD para la primera sesión del mercado intradiario o en su defecto el PDBF, en caso de no haber sido recibido en ese instante el PDVD, menos la energía ofertada en total para cada hora en esa oferta, es superior al mínimo entre la energía limitada por las limitaciones unitarias comunicadas por los operadores del sistema previamente a la apertura de la sesión del mercado intradiario o la energía disponible considerando las indisponibilidades vigentes.
La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.
El operador del mercado repetirá dicha verificación al cierre de la sesión intradiaria para todas las ofertas de venta aceptadas de forma provisional durante la sesión, teniendo en cuenta además las posibles energías casadas en cada periodo hasta ese momento en el mercado intradiario continuo y considerando siempre el PDVD para la primera sesión, siendo definitivamente rechazadas o consideradas como válidas para el proceso de casación.

39.4.2.3. Verificación de la adecuación de los datos de la condición de ingresos mínimos para las ofertas de venta.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que la oferta de venta no incorpora la condición de ingresos mínimos en el caso de que más del 50 % de la energía haya sido ofertada a precio cero.

39.4.3 Verificaciones específicas de las ofertas de adquisición.

39.4.3.1. Verificación de la adecuación de los precios.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que:

– Los precios de las energías expresados en las ofertas no son superiores a los máximos de los precios adoptados a estos efectos y registrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado.
– Los tramos incluidos en las ofertas de compra en cada hora deben tener precios estrictamente decrecientes con el número de tramo. Se permiten tramos intermedios vacíos dentro de cada hora, sin precio y sin energía, pero no con energía cero.

39.4.3.2. Verificaciones de la energía máxima a ofertar en un periodo de programación.

Para una oferta de compra de una unidad de adquisición presentada a una sesión, se validará de forma provisional que la energía ofertada en total para cada hora en esa oferta, más el programa de la unidad previamente casado en cada hora en sesiones y rondas del mercado intradiario continuo previas o en el PDVD o en su defecto el PDBF, en caso de no haber sido recibido en ese instante el PDVD, para la primera sesión del mercado intradiario, para unidades de adquisición no supere alguno de los valores siguientes:

– La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
– La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades vigentes.
– La energía limitada por las limitaciones unitarias comunicadas por los operadores del sistema previamente a la apertura de la sesión del mercado intradiario, excepto para la primera sesión de subasta intradiaria, comunicadas previamente a la publicación del PDVD correspondiente.

La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.
El operador del mercado repetirá dicha verificación al cierre de la sesión intradiaria para todas las ofertas de compra aceptadas de forma provisional durante la sesión, teniendo en cuenta además las posibles energías casadas en cada periodo hasta ese momento en el mercado intradiario continuo y considerando siempre el PDVD para la primera sesión, siendo definitivamente rechazadas o consideradas como válidas para el proceso de casación.
Para una oferta de compra de unidades de venta, presentada a una sesión de subasta del mercado intradiario se validará de forma provisional que el programa de la unidad previamente casado en cada hora en sesiones y rondas del mercado intradiario continuo previas o en el PDVD para la primera sesión del mercado intradiario o en su defecto el PDBF, en caso de no haber sido recibido en ese instante el PDVD, menos la energía ofertada en total para cada hora en esa oferta, es superior al mínimo entre la energía limitada por las limitaciones unitarias comunicadas por los operadores del sistema previamente a la apertura de la sesión del mercado intradiario, o la energía disponible considerando las indisponibilidades vigentes.
La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.
El operador del mercado repetirá dicha verificación al cierre de la sesión intradiaria para todas las ofertas de compra aceptadas de forma provisional durante la sesión y considerando siempre el PDVD para la primera sesión, teniendo en cuenta además las posibles energías casadas en cada periodo hasta ese momento en el mercado intradiario continuo, siendo definitivamente rechazadas o consideradas como válidas para el proceso de casación.

39.4.3.3. Verificación de la adecuación de los datos de la condición de pagos máximos para las ofertas de compra.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que la oferta de compra no incorpora la condición de pagos máximos en el caso de que más del 50 % de la energía haya sido ofertada al precio instrumental.

39.4.3.4. Verificación del cumplimiento de garantías.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que el agente al que se va a liquidar dicha unidad de oferta dispone de las garantías suficientes para la oferta de compra, en base al precio simple horario ofertado incluyendo los impuestos y cuotas aplicables.

El agente al que se va a liquidar la unidad de oferta será único excepto en el caso de una unidad de oferta de propiedad compartida. En ese caso cada uno de los agentes titulares deben disponer de garantías suficientes para respaldar el porcentaje de la oferta de compra de su titularidad.

Se comparará el valor de la oferta con el balance de garantías excedentarias de los agentes correspondientes en el día al que aplica la oferta, con la mejor información disponible en el momento de la inserción de ofertas. La oferta será aceptada de forma provisional, pero se informará al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

La oferta será validada de nuevo con el balance de garantías excedentarias en el día al que aplica la oferta, con la mejor información disponible en el momento de cierre de recepción de ofertas, en base al precio simple horario ofertado, no incorporándose al proceso de casación si alguno de los agentes no dispone de garantías suficientes.

Por cada oferta de compra incorporada al proceso de casación se anotará una reducción del balance de garantías excedentarias de los agentes correspondientes por el valor aplicable de dicha oferta según corresponda. Una vez se realice la liquidación, en lugar de dicha anotación figurarán los resultados de la facturación.

39.5 aceptación de las ofertas de compra y venta.

Las ofertas de compra o venta válidas presentadas por cada unidad de venta o adquisición devendrán firmes en el momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas.

39.6 Efectos de la inclusión en la casación de las ofertas.

El agente participante en el mercado intradiario deberá aceptar el resultado de la casación en los términos establecidos en estas reglas.

Regla 40.ª *Procedimiento de casación del mercado intradiario de subastas.*

40.1 Elementos básicos del procedimiento de casación en el mercado intradiario de subastas.

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica por medio del método de casación simple, que es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada comprador y vendedor para cada periodo de programación. Dicho método de casación simple se adaptará mediante aquellos algoritmos matemáticos necesarios para incluir en el procedimiento la posibilidad, de realizar ofertas complejas.

Sólo serán incluidas en el algoritmo de casación las características de las ofertas complejas contempladas en las presentes reglas. A los efectos de estas reglas de funcionamiento del mercado se entiende por algoritmo de casación al conjunto ordenado y finito de operaciones matemáticas que permite obtener en cada periodo de programación el precio marginal. Dicho precio se corresponde con el punto de corte de las curvas agregadas de venta y compra, salvo lo indicado en la regla en la que se especifican las condiciones de casación para el caso de separación de mercados.

La casación podrá realizarse por medio de un procedimiento simple o de un procedimiento complejo cuando concurran ofertas simples y complejas, de acuerdo con lo que se establece en esta regla. En todo caso, los criterios de asignación de energía eléctrica de venta o de adquisición, y de fijación del precio marginal en los casos de indeterminación, serán comunes para los procedimientos simple y complejo de casación.

40.2 Procedimiento de casación simple.

El operador del mercado obtendrá los precios marginales para cada uno de los periodos de programación del mismo horizonte de programación, y realizará el reparto de la energía eléctrica ofertada en cada periodo de programación entre las ofertas de compra y venta por medio de una casación simple compuesta por las siguientes operaciones:

a) Determinación de la curva de oferta de venta agregada de energía eléctrica añadiendo por orden de precio ascendente, las cantidades de energía eléctrica correspondientes a las ofertas de venta de energía, con independencia de la unidad de venta o adquisición a la que corresponden.

b) Determinación de la curva de adquisición agregada de energía eléctrica añadiendo por orden de precio descendente, las cantidades de energía eléctrica correspondientes a las ofertas de compra de energía, con independencia de la unidad de venta o adquisición a la que corresponden.

c) Determinación del punto de cruce de las curvas de oferta de compra y de venta agregadas y obtención para cada periodo de programación del precio marginal, correspondiente al punto de corte de las curvas agregadas de venta y compra, salvo lo indicado en la regla en la que se especifican las condiciones de casación para el caso de separación de mercados.

d) Asignación a cada vendedor, por cada oferta de venta de energía eléctrica que haya presentado en un mismo periodo de programación, de la energía eléctrica objeto de la oferta, siempre que el precio de dicha oferta de venta sea inferior o igual al precio marginal de la energía eléctrica para dicho periodo de programación y exista energía eléctrica suficiente demandada a dicho precio.

e) Asignación a cada comprador, por cada oferta de adquisición de energía eléctrica que haya presentado en un mismo periodo de programación, de la energía eléctrica a adquirir durante ese periodo de programación, siempre que el precio de dicha oferta de compra sea superior o igual al precio marginal de la energía eléctrica para dicho periodo de programación, y exista oferta de venta de energía eléctrica suficiente ofertada a dicho precio.

f) Al ser las curvas agregadas de venta y adquisición de energía eléctrica curvas discretas por escalones, el cruce de las mismas puede originar, dentro de alguno o algunos periodos de programación de un mismo horizonte de programación, una indeterminación en el reparto de la energía eléctrica, que pueda corresponder a determinadas ofertas de compra o venta de dicha energía eléctrica. En este supuesto y cuando el cruce de las curvas agregadas de oferta y de demanda de energía eléctrica se produzca en un tramo horizontal de cualquiera de ellas o de ambas, el operador del mercado procederá del modo siguiente:

– En el caso de exceso de oferta de venta de energía eléctrica, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades de energía que figuren en las ofertas de venta de los vendedores cuyo precio coincida con el precio marginal del periodo de programación de que se trate.

– En el caso de exceso de oferta de compra, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades de energía incorporadas en aquellas ofertas de compra de los compradores cuyo precio coincida con el precio marginal del periodo de programación de que se trate.

Para evitar descuadres debidos al redondeo tras la aplicación de las deducciones de energía en caso de exceso de oferta o demanda a precio marginal, se aplicará se aplicará el siguiente procedimiento:

1. Inicialmente, la energía total asignada tras el reparto que no corresponda con un valor entero del primer decimal se truncará al valor entero inferior de dicho decimal.

2. A continuación, se evalúa el descuadre D, producido (por diferencia con el total de la demanda aceptada en caso de que el reparto afecte a las ofertas de venta o con el total de la oferta asignada en caso de que el reparto afecte a ofertas de compra). El valor del descuadre indica el número de ofertas que deben incrementar su asignación en 0,1 MWh durante el periodo de programación para corregir el descuadre.

3. Finalmente se incrementa en 0,1 MWh la energía aceptada a un número D de ofertas que entraron en el reparto, eligiendo en primer lugar las que quedaron con un valor residual

más elevado tras el truncamiento al valor entero inferior del primer decimal. Ante igualdad de este valor se elegirán las ofertas con mayor energía asignada. En caso de nueva igualdad, se elegirán las ofertas que hayan sido presentadas con anterioridad.

g) Si en el punto de intersección de las curvas agregadas de adquisición y venta, no coincidiesen los precios de la última unidad de energía aceptada de venta y adquisición, (lo que es equivalente a que las curvas agregadas de venta y adquisición de energía eléctrica coincidan o se crucen en un tramo vertical de la curva de venta), el operador del mercado aplicará el mismo criterio que se utiliza en el mercado diario, pudiendo adoptarse un criterio diferente para el mercado intradiario si la experiencia así lo aconseja.

40.3 Procedimiento de casación cuando concurran ofertas de compra y venta y complejas.

Si concurren ofertas simples y complejas de compra y venta de energía eléctrica en un mismo horizonte de programación, el operador del mercado incorporará en el proceso de casación con ofertas simples las condiciones que integran las citadas ofertas complejas como se indica en los apartados siguientes.

40.3.1 Búsqueda de una primera solución válida.

Esta búsqueda tiene por objeto encontrar una solución que determine los precios marginales correspondientes a los periodos de programación del horizonte de programación y una asignación de energía eléctrica a cada una de las unidades de venta y adquisición que hayan presentado ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el periodo de programación de que se trate, y que cumpla las condiciones derivadas de las ofertas complejas para el mercado intradiario de subastas.

Para ello el operador del mercado aplicará el método de casación simple descrito en la cláusula anterior, al que se le incorporará como condición la obtención de una solución que cumpla con la condición de gradiente de carga. A este método se le denominará casación simple condicionada.

Para incorporar el tratamiento de las condiciones derivadas de las ofertas complejas en la búsqueda de la primera solución válida, el proceso comprenderá los siguientes pasos:

1. Se seleccionan todas las ofertas que se han presentado en la sesión del mercado intradiario.

2. Se realiza una casación simple con todas las ofertas seleccionadas, incorporando la restricción de gradiente de carga y la condición de aceptación completa en cada hora del primer tramo.

3. Se comprueba si todas las ofertas asignadas en la casación simple cumplen la condición de aceptación completa del primer tramo.

4. Se seleccionan todas las ofertas que no cumplen dicha condición y se ordenan según se establece en la Regla de «Condición de aceptación completa del primer tramo», retirándose de la casación la última oferta. Con el conjunto de ofertas restante se repite el paso 2.

5. Cuando se ha comprobado que todas las ofertas aceptadas cumplen la condición de aceptación completa del primer tramo, se repiten los pasos 2 a 4 del proceso con las condiciones de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero energía máxima e ingresos mínimos/pagos máximos, sucesivamente.

40.3.1.1 Comprobación de la condición de gradiente de carga durante el proceso de casación simple condicionada.

40.3.1.1.1 Criterios generales.

La condición de gradiente de carga tiene por objeto la limitación de la asignación del volumen de carga correspondiente a una oferta de compra o venta de una unidad de venta o adquisición cuando la variación de energía entre dos periodos de programación consecutivos supera el valor declarado en la oferta.

A los efectos de esta regla se denomina energía agregada de una unidad de venta o adquisición a la suma de las energías asignadas en virtud del programa diario viable y

mercados intradiarios previos a la sesión actual de dicho mercado más la energía asignada en el proceso de casación de la citada sesión actual del mercado intradiario.

También a los efectos de esta regla, se denomina:

– Potencia máxima: la menor entre la potencia máxima en el Sistema de Información del Operador del Mercado, la potencia máxima disponible y la potencia máxima limitada de manera unitaria por los operadores del sistema por criterios de seguridad.

– Potencia mínima: la mayor entre la potencia mínima en el Sistema de Información del Operador del Mercado, y la potencia mínima limitada de manera unitaria por los operadores del sistema por criterios de seguridad.

Los criterios fundamentales que se aplican en la comprobación de la condición de gradiente son los siguientes:

– La declaración de gradiente es opcional. Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora esta condición.

– Se podrán utilizar dos conjuntos de gradientes para cada unidad de venta, de arranque/subida y de parada/bajada cuando la unidad incremente/reduzca su programa en dos periodos consecutivos.

– El incremento o reducción de la potencia durante cada hora se considerará siempre lineal.

– La comprobación de la condición se realizará analizando en primer lugar cada uno de los periodos de programación en sentido directo (es decir, comprobando cada periodo de programación en función de los datos correspondientes al periodo de programación anterior) y en segundo lugar en sentido inverso (es decir, comprobando cada periodo de programación en función de los datos correspondientes al periodo de programación posterior).

– Durante la comprobación de la condición de gradiente no se modifica ninguna asignación de energía realizada previamente en el mercado diario, sino solamente las ofertas que se presenten en la sesión del mercado intradiario.

– En todo caso el operador del mercado asignará al titular de una unidad de venta que incorpore a las ofertas de venta o compra la condición de gradiente, una cantidad de energía inferior a la expresada en una oferta de compra o de venta, que la que le hubiere correspondido de no haber incorporado dicha condición.

40.3.1.1.2. Procedimiento.

Siguiendo los criterios expuestos en los párrafos anteriores, para comprobar la condición de gradiente, el operador del mercado seguirá el siguiente procedimiento:

a) Comprobación de la condición de gradiente en sentido horario. (Directo).

– En primer lugar, se realiza la casación para la primera hora del horizonte utilizando todas las ofertas presentadas por cada unidad, de la cual se obtienen los valores horarios totales de energía para cada unidad en la hora 1 (*E1*). En estos valores ya se ha contabilizado la energía asignada en el despacho anterior.

– A continuación, se calculan los valores de energía máxima (*EM1*) y mínima (*EN1*) admisibles para cada unidad en la hora 1. Para esta primera hora, *EM1* toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora 1, y *EN1* toma el valor de la potencia mínima.

– Se comprueba para cada unidad si *E1* está entre los valores obtenidos para *EM1* y *EN1.* En caso negativo, se comprueba si puede solucionarse este problema basándose en limitar las ofertas casadas a la unidad. Esto es:

* Si *E1* es mayor que *EM1*, se comprueba si se han aceptado ofertas «a subir» (de adquisición o de venta) a la unidad. Si es así, se limitan estas ofertas de manera que, considerando que van a salir casadas las mismas ofertas «a bajar» (recompra o reventa) en esa hora, el nuevo valor de *E1* no pueda superar *EM1*.

* Si *E1* es menor que *EN1*, se comprueba si se han aceptado por el algoritmo ofertas de venta o compra, para unidades de adquisición o venta respectivamente. Si es así, se limitan estas ofertas de manera que, considerando que van a salir casadas las mismas ofertas de venta o compra para unidades de venta o adquisición respectivamente, en esa hora, el nuevo valor de *E1* no pueda ser inferior a *EN1*.

La forma de realizar dichas limitaciones a las ofertas de una unidad será empezando por las más caras, en los casos de venta, y empezando por las más baratas, en los casos de adquisición.

Si se han realizado limitaciones a alguna unidad, se repite la casación en esa hora y se vuelven a comprobar las restricciones anteriores. Si es necesario realizar nuevas limitaciones, éstas se añaden a las que ya se hubieran impuesto en casaciones anteriores de la misma hora.

Si no se han realizado limitaciones (bien por cumplimiento de restricciones de gradiente por todas las unidades, o bien por imposibilidad de solucionar el incumplimiento), se continúa con el análisis de las limitaciones zonales existentes.

Para ello, se examinará si, con las energías casadas en ese instante, se cumplen todas las limitaciones zonales. En caso contrario, se seleccionarán todas las unidades involucradas en las diferentes limitaciones que no se cumplen y se limitarán una a una hasta que se cumplan todas las limitaciones zonales.

La forma de imponer dichas limitaciones a las ofertas de las unidades involucradas será empezando por los bloques de oferta más caros, en los casos de venta, y empezando por los más baratos, en los casos de adquisición.

Entre ofertas de venta y compra que afecten a una limitación zonal se retirará en primer lugar aquel bloque que esté más cerca del cruce de las curvas agregadas de adquisición y venta.

Una vez detectado un bloque de una oferta que provoque un incumplimiento de una restricción zonal, se limitará su energía en la cuantía necesaria para hacer cumplir la limitación o limitaciones zonales en las que la unidad estaba involucrada. No se limitará la energía en aquellos bloques de ofertas de compra que ayuden al cumplimiento de una indisponibilidad. El proceso continuará analizando ambas curvas hasta que no existan limitaciones zonales que no se cumplan o hasta que no existan más bloques de unidades involucradas que examinar.

A continuación, se volverán a comprobar las limitaciones individuales, repitiéndose el proceso descrito hasta que o bien se hayan resuelto todas las limitaciones individuales y zonales o hasta que no existan más bloques de unidades involucradas en las limitaciones que no se cumplen.

Una vez llegue a este punto se da la casación de la hora por válida temporalmente.

– Una vez en esta situación, y para todas las unidades que hayan declarado gradientes, se calculan los valores de potencia máxima y mínima al final de la hora 1, de la siguiente forma:

* Si la energía asignada en la hora 1 (*E1*) es inferior al mínimo técnico, se supone que la unidad está realizando su puesta en marcha, y se elige como gradiente ascendente (*ga*) el gradiente de arranque, y como gradiente descendente (*gd*) el de parada. En otro caso, se elige como *ga* el gradiente de subida y como *gd* el de bajada.

* Con los gradientes elegidos, se obtienen los valores de potencia máxima y mínima al inicio de la hora 1 (*PM0* y *PN0*) y al final de la hora 1 (*PM1* y *PN1*) suponiendo pendientes lineales máximas que haga cumplir el valor de energía *E1* obtenido, esto es:

PN0 = E1 - ga * 30	PM1 = E1 + ga * 30
PM0 = E1 + gd * 30	PN1 = E1 - gd * 30

* Si *PN0* resulta inferior al mínimo o *PM1* supera el máximo valor de potencia de la unidad de venta en la hora 1, se reduce la pendiente al máximo que permita que ambos valores sean factibles. Análogamente, se comprueban y recalculan, si fuese necesario, los valores de *PM0* y *PN1*. Los valores máximo y mínimo al final de la hora 1 (*PM1* y *PN1*) se almacenan para uso posterior.

– Seguidamente, se realiza la casación para la hora 2, obteniéndose para cada unidad un valor *E2* de energía final asignada en la hora 2.

– A continuación, se calculan los valores de energía máxima (*EM2)* y mínima (*EN2*) admisibles para cada unidad en la hora 2, de la siguiente forma:

* Si la unidad no ha declarado gradientes, EM2 toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora 2, y EN2 toma el valor de la potencia mínima.

* Si la unidad ha declarado gradientes, se calculan los valores de potencias máxima (PM2) y mínima (PN2) al final de la hora 2, de la siguiente forma:

• Para calcular *PM2*, se selecciona el valor de gradiente ascendente (*ga*) a utilizar. Si el valor de potencia máxima al final de la hora 1 (*PM1*) es estrictamente inferior al mínimo técnico declarado por la unidad, se selecciona el gradiente de arranque declarado, en otro caso se selecciona el gradiente de subida.

• Con el valor de gradiente seleccionado (ga) se calcula PM2= PM1+ga* 60. Si PM2 supera a la potencia máxima para la unidad en la hora 2, se toma dicho máximo como nuevo valor de PM2.

• Análogamente, para calcular PN_2, se selecciona un valor de gradiente descendente (g_d). Si a partir del valor de PN_1 se puede alcanzar un valor inferior al mínimo técnico al final de la hora 2 con el gradiente de bajada (es decir, si $PN_1 - g_d * 60 < MT$) entonces se elige el gradiente de parada. En caso contrario se elige el de bajada.

• Con el valor de gradiente seleccionado, se calcula $PN_2 = PN_1 - g_d * 60$. Si PN_2 es inferior al valor de potencia mínima para esa unidad en la hora 2, se toma dicho valor como nuevo valor de PN_2.

Una vez obtenidos PM_2 y PN_2, se calcula EM_2 como el valor medio de PM_1 y PM_2, y EN_2 como el valor medio de PN_1 y PN_2.

– Se comprueba para cada unidad si E_2 está entre los valores obtenidos para EM_2 y EN_2. En caso negativo, se comprueba si puede solucionarse este problema basándose en limitar las ofertas casadas a la unidad, del mismo modo que el explicado para la hora 1. Se realizan las limitaciones que sean necesarias, y se vuelve a casar la hora 2 hasta que no sea necesario o posible introducir más limitaciones.

– A continuación, se examinará si, con las energías casadas en ese instante, se cumplen todas las limitaciones zonales. En caso contrario, se seleccionarán todas las unidades involucradas en las diferentes limitaciones que no se cumplen y se limitarán una a una hasta que se cumplan todas las limitaciones zonales, operándose de idéntica manera a como se realiza en la hora 1.

– Con los valores E_1 y E_2 obtenidos para cada unidad que haya declarado gradientes, se calcula un valor único de potencia al final de la hora 2 (P_2).

• En caso de que la restricción de gradientes se haya cumplido (es decir, E_2 se encuentra entre *EM2* y *EN2*), se tratará de asignar un régimen ascendente o descendente continuo durante las dos horas. La fórmula para *P*2 será:

$$P2 = E1 + (E2 – E1) * 3/2$$

Si el valor de P_2 obtenido supera el máximo de la unidad para la hora 2, P_2 toma el valor de este máximo. Análogamente, si P_2 es inferior al mínimo de la unidad en la hora 2, se da a P_2 el valor de dicho mínimo.

• En otro caso, si E_2 es mayor que EM_2, se tomará como P_2 el valor máximo entre E_2 y PM_2, y si E_2 es menor que EN_2, P_2 tomará el mínimo entre E_2 y PN_2.

– A continuación se realiza la casación para la hora siguiente (*h*) de la misma forma, sin tener en cuenta de momento restricciones de gradiente. Con los valores de energía obtenidos (E_h), se pasa a verificar si cada unidad cumple las restricciones de gradiente desde la hora anterior. Para ello, se evalúan los límites superior (*EM*h) e inferior (EN_h) de energía dentro de los cuales cada unidad puede cumplir sus límites. Estos valores se calculan de la siguiente forma:

* Si la unidad no ha declarado gradientes, EM_h toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora h, y EN_h toma el valor de la potencia mínima.

* Si la unidad ha declarado gradientes, se calculan los valores de potencias máxima (PM_h) y mínima (PN_h) al final de la hora h, de la siguiente forma:

• Para calcular PM_h, se selecciona el valor de gradiente ascendente (*g*) a utilizar. Si el valor de potencia al final de la hora anterior (P_{h-1}) es estrictamente inferior al mínimo técnico declarado por la unidad, se selecciona el gradiente de arranque declarado, en otro caso se selecciona el gradiente de subida.

• Con el valor de gradiente seleccionado (g) se calcula $PM_h = P_{h-1} + g * 60$. Si PM_h supera a la potencia máxima para la unidad en la hora h, se toma dicho máximo como nuevo valor de PM_h.

• Análogamente, para calcular PN_h, se selecciona un valor de gradiente descendente (g). Si a partir del valor de P_{h-1} se puede alcanzar un valor inferior al mínimo técnico al final de la hora h con el gradiente de bajada (es decir, si $P_{h-1} - g_b * 60 < MT$) entonces se elige el gradiente de parada. En caso contrario se elige el de bajada.

• Con el valor de gradiente seleccionado, se calcula $PN_h = P_{h-1} - g * 60$. Si PN_h es inferior al valor de potencia mínima para esa unidad en la hora h, se toma dicho valor como nuevo valor de PN_h.

Una vez obtenidos PM_h y PN_h, se calcula EM_h como el valor medio de P_{h-1} y PM_h, y EN_h como el valor medio de P_{h-1} y PN_h.

– Con los valores de EM_h y EN_h se pasa a verificar el cumplimiento de las restricciones de gradiente en esa hora de forma análoga a la explicada para la primera hora. En caso necesario (si se ha impuesto alguna nueva limitación a alguna unidad), se realiza una nueva casación y se repiten las verificaciones.

– A continuación, se examinará si, con las energías casadas en ese instante, se cumplen todas las limitaciones zonales. En caso contrario, se seleccionarán todas las unidades involucradas en las diferentes limitaciones que no se cumplen y se limitarán una a una hasta que se cumplan todas las limitaciones zonales, operándose de idéntica manera a como se realiza en la hora 1.

– Una vez obtenida una casación para la hora h, que no obligue a imponer nuevas limitaciones a ofertas, se obtienen los nuevos valores de energía en la hora h para cada unidad (E_h). El valor de potencia al final de la hora h (P_h) se obtiene de la siguiente forma:

* Si P_{h-1} es superior o igual a E_{h-1} y E_h es superior a P_{h-1} (esto es, se sigue una tendencia ascendente desde la hora anterior), se obtiene $P_h = P_{h-1} + 2 * (E_h - P_{h-1})$.

* Si P_{h-1} es inferior o igual a E_{h-1} y E_h es inferior a Ph-1 (esto es, se sigue una tendencia descendente desde la hora anterior), se obtiene $P_h = P_{h-1} - 2 * (P_{h-1} - E_h)$.

* En otro caso, se fija el nivel de potencia P_h con el valor de E_h.

* En los casos en que no ha sido posible hacer cumplir la restricción de gradiente por la imposibilidad de alcanzar el valor de energía *Eh* desde *Ph-1*, si *Eh* es mayor que *EMh*, se tomará como *Ph* el valor máximo entre *Eh* y *PMh*, y si *Eh* es menor que *ENh*, *Ph* tomará el mínimo entre *Eh* y *PNh*.

– Este proceso continúa hasta la última hora del horizonte de la sesión.

b) Comprobación de las condiciones de gradiente en sentido contrario al horario. (Inverso).

A continuación, se realiza la comprobación de gradientes de hora en hora, a partir de la última hora del horizonte hasta la primera, de forma análoga:

– Los valores de energía (*En*) obtenidos para la última hora del horizonte (n) se dan definitivamente por válidos.

– Para todas las unidades que hayan declarado gradientes, se calculan los valores de potencia máxima y mínima al inicio de la hora *n*, de la siguiente forma:

* Si *En* es inferior al mínimo técnico, se elige como gradiente ascendente (*ga*) el gradiente de arranque, y como gradiente descendente (*gd*) el de parada. En otro caso, se elige como *ga* el gradiente de subida y como *gd* el de bajada.

* Con los gradientes elegidos, se obtienen los valores de potencia máxima y mínima al inicio de la hora *n* (*PMn-1* y *PNn-1*) y al final de la hora *n* (*PMn* y *PNn*) suponiendo pendientes lineales máximas que haga cumplir el valor de energía *En* obtenido, esto es:

*PN n-1 = E n - g a * 30*	$PM_n = E_n + g_a * 30$
*PM n-1 = E n + g d * 30*	$PN_n = E_n - gd * 30$

* Si *PNn-1* resulta inferior al mínimo o *PMn* supera el máximo valor de potencia de la unidad de venta en la hora n, se reduce la pendiente al máximo que permita que ambos valores sean factibles. Análogamente, se comprueban y recalculan, si fuese necesario, los valores de *PMn-1* y *PNn*. Los valores máximo y mínimo al inicio de la hora n (*PMn-1* y *PNn-1*) se almacenan para uso posterior.

– Seguidamente, se realiza la casación para la penúltima hora (*n-1*), obteniéndose para cada unidad un valor *En-1* de energía final asignada en esa hora.

– A continuación, se calculan los valores de energía máxima (*EMn-1*) y mínima (*ENn-1*) admisibles para cada unidad en la hora *n-1*, de la siguiente forma:

* Si la unidad no ha declarado gradientes, EM_{n-1} toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora n-1, y EN_{n-1} toma el valor de la potencia mínima.

* Si la unidad ha declarado gradientes, se calculan los valores de potencias máxima (PM_{n-2}) y mínima (PN_{n-2}) al inicio de la hora n-1, de la siguiente forma:

• Para calcular *PMn-2*, se selecciona el valor de gradiente descendente (*gd*) a utilizar. Si el valor de potencia máxima al final de la hora n-1 (*PMn-1*) es estrictamente inferior al mínimo técnico declarado por la unidad, se selecciona el gradiente de parada declarado, en otro caso se selecciona el gradiente de bajada.

• Con el valor de gradiente seleccionado (*gd*) se calcula *PMn-2 = PMn-1 + gd* * 60. Si *PMn-2* supera a la potencia máxima para la unidad en la hora *n-1*, se toma dicho máximo con muevo valor de *PMn-2*.

• Análogamente, para calcular *PNn-2*, se selecciona un valor de gradiente ascendente (g_a). Si a partir del valor de PN_{n-1} se puede alcanzar un valor inferior al mínimo técnico al inicio de la hora *n-1* con el gradiente de arranque (es decir, si *PNn-2 – ga* * 60 < *MT*) entonces se elige el gradiente de arranque. En caso contrario se elige el de subida.

• Con el valor de gradiente seleccionado, se calcula *PNn-2 = PNn-1 – ga* * 60. Si *PNn*-2 es inferior al valor de potencia mínima para esa unidad en la hora *n-1*, se toma dicho valor como nuevo valor de *PNn-2*.

Una vez obtenidos *PMn-2* y *PNn-2*, se calcula *EMn-1* como el valor medio de *PMn-1* y *PMn-2*, y *ENn-1* como el valor medio de *PNn-1* y *PNn-2*. Si *EMn-1* supera al valor obtenido en el proceso de ida, se toma el antiguo valor de *EMn-1*, y si *ENn-1* es inferior al valor obtenido en el proceso de ida, se toma el antiguo valor de *ENn-1*.

– Se comprueba para cada unidad si *En-1* está entre los valores obtenidos para *EMn-1* y *ENn-1*. En caso negativo, se comprueba si puede solucionarse este problema en base a limitar las ofertas casadas a la unidad, del mismo modo que el explicado para la hora 1. Se realizan las limitaciones que sean necesarias, y se vuelve a casar la hora *n-1* hasta que no sea necesario o posible hacer más limitaciones.

– A continuación, se examinará si, con las energías casadas en ese instante, se cumplen todas las limitaciones zonales. En caso contrario, se seleccionarán todas las unidades involucradas en las diferentes limitaciones que no se cumplen y se limitarán una a una hasta que se cumplan todas las limitaciones zonales, operándose de idéntica manera a como se realiza en la hora 1.

– Con los valores *En* y *En-1* obtenidos para cada unidad de venta que haya declarado gradientes, se calcula un valor único de potencia al inicio de la hora *n-1* (*Pn-2*).

* En caso de que la restricción de gradientes se haya cumplido (es decir, En-1 se encuentra entre EMn-1 y ENn-1) se tratará de asignar un régimen ascendente o descendente continuo durante las dos horas. La fórmula para Pn-2 será:

$$Pn\text{-}2 = E_n + (En\text{-}1 - En) * 3/2$$

Si el valor de *Pn-2* obtenido supera el máximo de la unidad para la hora *n-1*, *Pn-2* toma el valor de este máximo. Análogamente, si *Pn-2* es inferior al mínimo de la unidad en la hora *n-1*, se da a *Pn-2* el valor de dicho mínimo.

* En otro caso, si En-1 es mayor que EM_{n-1}, se tomará como Pn-2 el valor máximo entre En-1 y P_{Mn-1}, y si E_{n-1} es menor que EN_{n-1}, P_{n-2} tomará el mínimo entre E_{n-1} y PN_{n-1}.

– A continuación se realiza la comprobación y, en caso necesario, nueva casación de las horas anteriores. Para cada una de ellas (*h*), se evalúan los límites superiores (*EMh*) e inferior (*ENh*) de energía dentro de los cuales cada unidad puede cumplir sus límites en la hora h a partir del valor asignado en la hora *h+1*. Estos valores se calculan de la siguiente forma:

* Si la unidad no ha declarado gradientes, *EMh* toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora *h*, y *ENh* toma el valor de la potencia mínima.

* Si la unidad ha declarado gradientes, se calculan los valores de potencias máxima (*PMh-1*) y mínima (*PNh-1*) al inicio de la hora *h*, de la siguiente forma:

• Para calcular *PMh-1*, se selecciona el valor de gradiente descendente (*g*) a utilizar. Si el valor de potencia al final de la hora *h* (P_h) es estrictamente inferior al mínimo técnico declarado por la unidad, se selecciona el gradiente de parada declarado por la unidad, en otro caso se selecciona el gradiente de bajada.

• Con el valor de gradiente seleccionado (*g*) se calcula *PMh-1 = Ph + g* * 60. Si *PMh-1* supera a la potencia máxima para la unidad en la hora h, se toma dicho máximo con muevo valor de *PMh-1*.

• Análogamente, para calcular *PNh-1*, se selecciona un valor de gradiente ascendente (*g*). Si a partir del valor de *Ph* se puede obtener un valor inferior al mínimo técnico al final de la hora *h-1* con el gradiente de arranque (es decir, si *Ph - ga* * 60 < *MT*) entonces se elige el gradiente de arranque. En caso contrario se elige el de subida.

• Con el valor de gradiente seleccionado, se calcula *PNh-1 = Ph - g* * 60. Si *PNh-1* es inferior al valor de potencia mínima para esa unidad en la hora h, se toma dicho valor como nuevo valor de *PNh*.

Una vez obtenidos *PMh-1* y *PNh-1*, se calcula *EMh* como el valor medio de *Ph* y *PMh-1*, y *ENh* como el valor medio de *Ph* y *PNh-1*. Si *EMh* supera al valor obtenido en el proceso de ida, se toma el antiguo valor de *EMh*, y si *ENh* es inferior al valor obtenido en el proceso de ida, se toma el antiguo valor de *ENh*.

– Con los valores de *EMh* y *ENh* se pasa a verificar el cumplimiento de las restricciones de gradiente en esa hora de forma análoga a la explicada para en el proceso de ida. En caso necesario (si se ha impuesto alguna nueva limitación a alguna unidad), se realiza una nueva casación y se repiten las verificaciones.

– A continuación, se examinará si, con las energías casadas en ese instante, se cumplen todas las limitaciones zonales. En caso contrario, se seleccionarán todas las unidades involucradas en las diferentes limitaciones que no se cumplen y se limitarán una a una hasta que se cumplan todas las limitaciones zonales, operándose de idéntica manera a como se realiza en la hora 1.

– Una vez obtenida una casación para la hora *h*, que no obligue a imponer nuevas limitaciones a ofertas, se obtienen los nuevos valores de energía en la hora h para cada unidad (*Eh*). El valor de potencia al inicio de la hora *h* (*Ph-1*) se obtiene de la siguiente forma:

* Si *Ph* es superior o igual a *Eh+1* y *Eh* es superior a *Ph* (esto es, se sigue una tendencia descendente hacia la hora siguiente), se obtiene *Ph-1 = Ph + 2* * (*Eh - Ph*).

* Si *Ph* es inferior o igual a *Eh+1* y *Eh* es inferior a *Ph* (esto es, se sigue una tendencia ascendente desde la hora anterior), se obtiene *Ph-1 = Ph - 2* * (*Ph - Eh*).

* En otro caso, se fija el nivel de potencia *Ph-1* con el valor de *Eh*.

* En los casos en que no ha sido posible hacer cumplir la restricción de gradiente por la imposibilidad de alcanzar el valor de energía *Eh* desde P_h, si *Eh* es mayor que *EMh*, se

tomará como *Ph-1* el valor máximo entre *Eh* y PM_h, y si *Eh* es menor que *ENh*, *Ph-1* tomará el mínimo entre *Eh* y *PNh*.

– Este proceso continúa hasta la primera hora del horizonte de la sesión.

40.3.1.2. Condición de aceptación completa del primer tramo.

Para cada oferta que haya incorporado esta condición, se comprobará que el resultado de la casación, incluye la asignación de toda la energía del primer tramo de oferta.

Dentro del proceso de búsqueda de la primera solución válida, las ofertas que no cumplan esta condición se ordenarán de mayor a menor según el porcentaje de energía total aceptada para todo el horizonte de programación sobre la energía total correspondiente al primer tramo de la oferta creciente. En caso de igualdad de dicho porcentaje, tendrán prioridad las ofertas que tengan una mayor cantidad de energía asignada. En caso de igualdad de este último valor, tendrán prioridad las ofertas que se hayan recibido antes en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Siguiendo el orden anteriormente citado y comenzando por la oferta de menor porcentaje, se procederá a retirar las ofertas que no cumplen la condición hasta que todas las ofertas de la solución la verifiquen.

40.3.1.3. Condición de mínimo número de horas consecutivas con toda la energía del primer tramo casada.

Para cada oferta que haya incorporado esta condición, se comprobará que el resultado de la casación en el momento de realizar la comprobación, incluye series consecutivas de horas con toda la energía aceptada al primer tramo de esa oferta, con longitud mayor o igual al valor mínimo de horas consecutivas especificado.

Dentro del proceso de búsqueda de la primera solución válida, las ofertas que no cumplan esta condición se ordenarán de menor a mayor según el número de horas consecutivas especificadas en la oferta. En caso de igualdad del número de horas, tendrán prioridad las ofertas que tengan una mayor cantidad de energía asignada. En caso de igualdad de este valor, tendrán prioridad las ofertas que se hayan recibido antes en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Siguiendo el orden anteriormente citado y comenzando por la oferta de mayor número de horas, se procederá a retirar las ofertas que no cumplen la condición hasta que todas las ofertas de la solución la verifiquen.

40.3.1.4. Condición de energía máxima admisible por oferta.

40.3.1.4.1. Criterios generales.

Para cada oferta que haya incorporado esta condición, el algoritmo se asegurará que la energía total asignada a la unidad de venta o adquisición en la oferta en cuestión no excede en ningún caso el límite de energía máxima introducido por el agente.

El algoritmo irá asignando energía a la unidad de venta o adquisición conforme a su oferta, periodo a periodo, empezando por el primero del horizonte de casación. En el momento en que la energía asignada en cualquier periodo, sumada a la de los anteriores, exceda de la cantidad máxima indicada, la energía asignada en el periodo en cuestión quedará limitada a la cantidad que cumpla que el valor total de energía asignada a la oferta en los periodos analizados hasta el momento, sea igual a la máxima admisible.

40.3.1.4.2. Procedimiento.

Al comienzo del método de casación, a cada oferta se le dará un valor nulo de energía total asignada ($E_{tot} = 0$).

Durante el proceso de casación de horas en sentido directo, antes de realizar la casación de la hora h, se verificará si el total de energía ofertada para esa hora (EO_h) sumado a E_{tot} supera la energía máxima especificada para la oferta (EM). Eso es, si $E_{tot} + EO_h > EM$, se limitará la oferta de la unidad en la hora h hasta un máximo de $EM – E_{tot}$. A continuación, se realiza la casación en la hora h, obteniéndose un valor E_h de energía aceptada a la unidad en dicha hora. Se actualiza el valor de E_{tot} sumándole el nuevo valor E_h.

Durante el proceso de casación de horas en sentido inverso, antes de realizar la casación de la hora h, se verificará si el total de energía ofertada para esa hora (EO_h) sumado al total asignado en el resto de horas ($E_{tot} - E_h$) supera la energía máxima especificada para la oferta (EM). Eso es, si $E_{tot} + EO_h - E_h > EM$, se limitará la oferta de la unidad en la hora h hasta un máximo de $EM - E_{tot} + E_h$. A continuación, se realiza la casación en la hora h, obteniéndose un nuevo valor Eh de energía aceptada a la unidad en dicha hora. Se actualiza el valor de Etot restándole el valor Eh anterior y sumándole el nuevo valor Eh.

40.3.1.5. Tratamiento conjunto de las condiciones de ingresos mínimos y pagos máximos.

Para cada oferta se comprobará que el resultado de la casación, en el momento de realizar la comprobación de las condiciones de ingresos mínimos o pagos máximos no incluye ofertas de venta que incumplan la condición de ingresos mínimos u ofertas de compra que incumplan la condición de pagos máximos.

Se considera que una oferta de venta no cumple su condición de ingresos mínimos, si el valor de la expresión TFI + TVI * Etot, que representa los ingresos mínimos solicitados por la oferta, (donde TFI y TVI son, respectivamente, los términos fijos y variables de su condición de ingresos mínimos y Etot es la suma de las energías aceptadas a la oferta de venta a lo largo del horizonte de programación) supera a la suma de términos Eh * Ph para todas las horas del horizonte de programación (siendo Eh la energía aceptada a la unidad para la hora h, y Ph el precio marginal a esa hora) que representa los ingresos obtenidos por la venta de energía asignada a lo largo del citado horizonte de programación.

Se considera que una oferta de compra no cumple su condición de pagos máximos, si el valor de la expresión TFP + TVP * Etot que representa los pagos máximos solicitados por la oferta, (donde TFP y TVP son, respectivamente, los términos fijos y variables de su condición de pagos máximos y Etot es la suma de las energías aceptadas a la oferta a lo largo del horizonte de programación) es menor que la suma de términos Eh * Ph para todas las horas del horizonte de programación (siendo Eh la energía aceptada a la unidad para la hora h, y Ph el precio marginal a esa hora) que representa los pagos que debe realizar por la adquisición de energía asignada a lo largo del horizonte de programación.

Las ofertas de venta que no cumplen la condición de ingresos mínimos se retirarán de aquellas incluidas en la solución.

Las ofertas de compra que no cumplen la condición de pagos máximos, retirarán de aquellas incluidas en la solución.

40.3.1.6. Condición de aceptación completa en cada hora del tramo primero.

Antes de comenzar el tratamiento de la condición de tramo primero completo por hora, el sistema dispone de una solución en la que pueden existir tramos de oferta aceptados parcialmente, ya sea por reglas de reparto, por limitación por gradiente, o por energía máxima.

El procedimiento de comprobación de la condición de tramo primero completo por hora consistirá en verificar si existe alguna oferta aceptada parcialmente, que esté marcada como tramo primero y en la que se haya especificado la comprobación de dicha condición.

En caso de que exista algún tramo de oferta en estas condiciones, el algoritmo procederá a anular dichos tramos y a repetir todos los pasos de casación simple, reparto, verificación de gradientes y energía máxima.

El proceso continuará hasta que no exista ningún tramo primero de oferta parcialmente aceptado, cuya oferta global haya especificado la condición de aceptación del tramo primero completo por hora.

40.3.2 Mejora sucesiva de la primera solución válida.

Una vez encontrada una primera solución válida en la que las ofertas incluidas en la misma respetan todas las condiciones que hubieren incorporado, se inicia un proceso de búsqueda de la solución final, definiéndose como tal, aquélla para la cual todas las ofertas incluidas en la casación cumplen sus condiciones complejas a los precios resultantes de la

casación y no existe ninguna oferta, entre las excluidas de la casación, que cumpla sus condiciones complejas con los citados precios. Este proceso se denomina «expansión».

Dicho proceso de búsqueda, tiene como objetivo que la suma de los márgenes de las ofertas de compra y venta que no han sido aceptadas y para las que dicho margen sea positivo, sea mínima o nula de acuerdo con la formulación que se desarrolla más adelante. El margen de una oferta de venta es la diferencia entre los ingresos que obtendría correspondientes al precio marginal y los ingresos declarados/pedidos en su oferta, ya sea por medio de los precios introducidos (oferta sin condición de ingresos mínimos) o por la condición de ingresos mínimos (en el caso contrario). El margen de una oferta de compra es la diferencia entre la máxima cantidad a satisfacer declarada en su oferta, - ya sea por medio de los precios introducidos (oferta sin condición de pagos máximos) o por la condición de pagos máximos (en caso contrario), - y los pagos correspondientes al precio marginal.

$$M(of) = \sum_{h=1}^{H} \sum_{t=1}^{T} \left[E(of,t,h) * PM(h) \right] - IMIN(of)$$

para ofertas de venta y

$$M(of) = PMAX(of) - \sum_{h=1}^{H} \sum_{t=1}^{T} \left[E(of,t,h) * PM(h) \right]$$

para ofertas de compra, donde:

E (of,t,h): Energía del tramo t de la oferta of que hubiere resultado casado en la hora h al precio resultante de la casación PM (h).

IMIN (of): Una de dos alternativas:

– Ingreso mínimo solicitado en la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), para ofertas que hayan declarado la condición de ingresos mínimos.

– Ingreso que habría recibido la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), a los precios incluidos en la oferta, en caso contrario.

PMAX(of): Pago máximo declarado en la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), para ofertas que hayan declarado la condición de pagos máximos.

– Pago que habría realizado la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), a los precios incluidos en la oferta, en caso contrario.

M (of): Margen de la oferta.

Para todas las ofertas cuyo margen de ingreso M(of) sea positivo se calculará la variable TMI:

$$TMI = \sum_{of=1}^{U} M(of)$$

Cada vez que el operador del mercado haya casado una combinación de ofertas y ésta resulte válida, comprobará si el TMI de dicha combinación es inferior, superior o igual al TMI que existe para la mejor combinación de ofertas de venta de energía eléctrica conocida.

* Si el TMI es superior, el operador del mercado registrará la combinación de ofertas como probada y válida.
* Si el TMI es inferior, el operador del mercado seleccionará la nueva combinación de ofertas como la mejor identificada hasta ese momento.
* Si el TMI es igual, el operador del mercado elegirá la combinación que tenga un menor precio medio ponderado de la energía. Si la igualdad persiste se elegirá la combinación que aporte un margen medio más elevado a las unidades de venta.

El proceso de búsqueda de la solución final estará limitado en tiempo, treinta (30) minutos y en número de iteraciones, tres mil (3.000), que el operador del mercado archivará en sus sistemas informáticos.

En caso de no encontrarse en el proceso ninguna solución que cumpla la condición de ser la solución final buscada, el programa dará como solución la que obtenga un valor de TM inferior. En este último supuesto el operador del mercado archivará en su sistema informático el número de iteraciones efectuado.

40.4 Proceso de casación cuando se exceda la capacidad neta de referencia de intercambio en las interconexiones internacionales.

Una vez obtenida la solución final provisional, sin la consideración de las capacidades máximas en las interconexiones internacionales comunicadas por los operadores del sistema antes del cierre de recepción de ofertas del mercado intradiario, se procederá a calcular la solución final provisional con interconexiones.

El procedimiento de casación del mercado intradiario de subastas está basado en el mecanismo existente de separación de mercados (market splitting) entre las energías ofertadas en Portugal y España. En este sentido, el proceso se constituye en dos fases, siendo la segunda de aplicación exclusivamente en el caso de que se produzca congestión en la interconexión hispano-portuguesa (situación en que se genera la separación de mercados propiamente dicha).

Fase 1: Se casa toda la energía ofertada en el mercado intradiario de subastas como si no hubiera limitación en la interconexión hispano-portuguesa (mercado único). Todos los bloques de energías se introducen en las mismas curvas de venta y adquisición, obteniéndose un precio único para todas las energías casadas.

Fase 2: En el caso de que en alguna hora se produzca una congestión en la interconexión hispano-portuguesa, en dicha hora el mercado se divide en dos zonas (separación de mercados), casándose la energía ofertada por las unidades localizadas en España, Francia, Andorra y Marruecos y la energía ofertada por las unidades localizadas en Portugal en la zona portuguesa, teniendo ambas zonas en cuenta la energía que fluye de una zona a la otra a través de la interconexión.

Las reglas siguientes describen el proceso completo de casación simple y compleja para ambas fases, la fase 1 en única zona, y la fase 2, en ambas zonas, en caso de que dicha fase 2 se produzca.

En todas las referencias al precio realizadas en dichas reglas debe entenderse que se refieren al precio único del mercado en caso de la fase 1 (no hay congestión en la interconexión y, por tanto, no se produce la separación de mercados), y al precio correspondiente a la zona en la que se localiza la unidad, Portugal o España, en el caso de la fase 2 (se ha producido la condición de separación de los mercados).

40.4.1 Supuesto de aplicación.

El operador del mercado llevará a cabo el cálculo de la solución final, que considerará provisional, cuando concurran las siguientes condiciones:

– Que el saldo de energía resultante de las ofertas incluidas en la solución final provisional y la comprometida en procesos previos, supere para alguna de las interconexiones internacionales, en alguno de los periodos de programación, la capacidad

máxima o de referencia establecida por los operadores del sistema en alguno de los sentidos.

40.4.2 Predeterminación de los datos a considerar.

1. El operador del mercado obtendrá una solución en el proceso de casación, denominada primera solución final provisional, considerando una capacidad de intercambio ilimitada en las interconexiones.

2. Si en el horizonte de programación se dan las condiciones establecidas en la regla anterior de «Supuesto de aplicación», el operador del mercado calculará para cada una de las interconexiones internacionales y periodo de programación, el saldo de las energías de las ofertas de compra y venta incluidas en la solución final provisional incrementadas en las pérdidas que correspondan, con la consideración de los acuerdos de reciprocidad comunicados al operador del mercado por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

3. El operador del mercado calculará la capacidad máxima a ocupar por el saldo determinado en el apartado anterior, en todas las interconexiones internacionales, y en todos los periodos de programación. Este máximo será igual a la capacidad máxima publicada por los operadores del sistema, considerando los programas comprometidos en procesos previos que afecten a la interconexión internacional. En caso de que dicho saldo tuviese un valor negativo, se le asignará un valor nulo.

En el caso de la interconexión con el sistema eléctrico francés, solamente se considerará firme el programa del PHF previo, o del PDVD para la primera sesión del mercado intradiario, a efectos del cómputo del saldo en la interconexión, de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad.

40.4.3 Procedimiento de determinación de la solución final.

El operador del mercado realizará el cálculo de una nueva solución final provisional con interconexiones.

En el caso de ser el saldo de flujo de la energía casada en el mercado en la primera solución final provisional, superior al saldo máximo asignado en el proceso descrito en la regla anterior, para alguna de las interconexiones con Francia, Andorra o Marruecos, en alguno de los sentidos de flujo y periodo de programación, se continuará el proceso de casación retirando energías de las ofertas presentadas en la interconexión en el sentido de flujo en el que existe exceso, para el periodo de programación correspondiente, hasta obtener un resultado de la casación en el que no se superen las valores máximos de saldo de energía asignados al conjunto de ofertas de mercado o hayan sido retiradas del proceso de casación todas las ofertas de energía presentadas en el sentido de exceso del flujo. Para ello se procederá de la forma siguiente:

1. Las energías de ofertas de compra o venta de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad, serán aceptadas en el proceso de casación del mercado intradiario de ofertas, siempre que su precio de oferta sea inferior, ó superior, respectivamente, al precio marginal resultante del mercado intradiario, y ello, con independencia del resto de ofertas al mercado que se pretendan realizar a través de la misma interconexión y sentido de flujo, estando sujeta su programación únicamente a la existencia de capacidad suficiente para su realización individual.

2. Se retirarán del proceso de casación las energías ofertadas de los tramos correspondientes al periodo de programación, en las interconexiones y sentido de flujo en las que existe exceso de flujo, que no hayan sido casadas en la primera solución final provisional, excepto las correspondientes a las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad que seguirán siendo consideradas en el proceso de casación. Las energías retiradas no serán consideradas en las siguientes iteraciones del proceso de casación realizadas para obtener una solución que cumpla con las condiciones de las ofertas y con los intercambios máximos de saldo energía de las ofertas de mercado.

Para la retirada de ofertas de energía se seleccionará en primer lugar el precio de la oferta de compra casada de menor precio, para cada periodo de programación, que esté en el sentido de exceso en alguna de las interconexiones internacionales con Francia, Andorra o Marruecos, y se seleccionará el precio de la oferta de venta de mayor precio, para cada

periodo de programación, que esté en el sentido de exceso en alguna de las interconexiones internacionales con Francia, Andorra o Marruecos, sin considerar en ambos casos las ofertas de compra o venta de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad. Se calculará para cada periodo de programación la energía casada de ofertas de compra a precio inferior al precio de adquisición seleccionado (C) y la energía casada de ofertas de venta a precio superior al precio de venta seleccionado (V). Se comenzará por adquisiciones o ventas según sea menor el valor de la energía calculada, C o V, en cada periodo de programación. En caso de igualdad en el valor de dicha energía, C y V, se comenzará por las adquisiciones.

El valor de energía a retirar para cada interconexión con Francia, Andorra o Marruecos, será el menor entre el exceso en la interconexión y sentido, y el valor de las energías casadas al mismo precio en la interconexión seleccionada y sentido en el que existe exceso, exceptuadas las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad.

– En el caso de estar involucradas varias ofertas al mismo precio y distinta interconexión serán retiradas simultáneamente todas las ofertas casadas al mismo precio independientemente de la interconexión internacional con Francia, Andorra o Marruecos, a la que correspondan.

– En caso de ser la energía correspondiente a las ofertas de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad, estas quedarán exentas de la retirada del proceso de casación.

– En caso de estar involucradas dos o más ofertas de la misma interconexión de las que se pueda retirar energía al mismo precio y ser el valor de energía de ofertas a retirar inferior a la suma de las energías casadas de dichas ofertas, se realizará un prorrateo proporcional a la energía casada a ese precio de cada una de ellas.

– Para las ofertas de compra para el cálculo del valor de la energía a retirar de las ofertas del mercado se considerará el coeficiente de pérdidas correspondiente.

Las energías de ofertas retiradas no participarán en las iteraciones posteriores del algoritmo realizadas para obtener una solución que cumpla con los saldos máximos en todas las interconexiones internacionales.

3. Una vez retiradas las ofertas de energía a un mismo precio de cada interconexión y sentido en el que existe exceso de flujo, se realizará de nuevo el proceso de casación comprobándose de nuevo el flujo máximo en cada una de las interconexiones y periodos de programación, en ambos sentidos de flujo, repitiéndose el proceso descrito.

En ningún caso podrán ser retiradas energías comprometidas en mercados o procesos previos a la realización del proceso de casación del mercado intradiario de subastas.

4. En el caso de existir exceso en el saldo de las energías casadas en el mercado en alguno de los periodos de programación e interconexión con Francia, Andorra o Marruecos, respecto al máximo calculado, y no existir ninguna oferta de energía en el sentido del exceso en la interconexión y periodo de programación en el que existe exceso excepto la de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad, se procederá a retirar energía de las ofertas de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad si estos son del mismo sentido de flujo, periodo de programación e interconexión, en el que existe exceso, hasta el valor necesario para que no exista exceso, con el límite de la energía ofertada en la sesión del mercado intradiario.

Como resultado del proceso de casación, considerando la existencia de las condiciones complejas de las ofertas, puede producirse de forma excepcional la circunstancia de que resulte capacidad libre o exista energía ofertada por las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad no casada, siendo el precio resultado de la casación superior o inferior al precio ofertado en dichos contratos, según sean las unidades con asignación de derechos de capacidad de importación o exportación.

40.4.4 Procedimiento de separación de mercados cuando hay congestión en la interconexión hispano-portuguesa.

Para el caso de la interconexión hispano-portuguesa, dentro del mecanismo de separación de mercados del mercado intradiario, en caso de que alguna hora se produzca una congestión en la interconexión, se procederá de la siguiente manera:

Se repetirá el proceso de casación para la zona de oferta española conforme a la Regla de «Procedimiento de determinación de la solución final» con la consideración de la exportación o importación hasta el valor máximo (considerando la ocupación determinada por programas previos) con el sistema eléctrico portugués, según haya sido el sentido de la congestión. El proceso de casación se realizará por tanto considerando todas las ofertas válidas presentadas excepto las correspondientes a unidades del sistema eléctrico portugués, más una oferta adicional a precio instrumental. La oferta adicional será de adquisición a precio instrumental de compra en caso de congestión en sentido del sistema español al sistema portugués, y será de venta a precio instrumental de venta en caso de congestión en sentido del sistema portugués al sistema español. Esta oferta adicional tendrá precedencia en el proceso de casación sobre las ofertas a precio instrumental.

Se repetirá el proceso de casación para la zona portuguesa conforme a la Regla «Procedimiento de casación del Mercado Intradiario de subastas» con la consideración de la exportación o importación hasta el valor máximo (considerando la ocupación determinada por programas previos) con el sistema eléctrico español, según haya sido el sentido de la congestión. El proceso de casación se realizará por tanto considerando todas las ofertas válidas presentadas correspondientes a unidades del sistema eléctrico portugués, más una oferta adicional a precio instrumental. La oferta adicional será de venta a precio instrumental de venta en caso de congestión en sentido del sistema español al sistema portugués, y será de compra a precio instrumental de compra en caso de congestión en sentido del sistema portugués al sistema español. Esta oferta adicional tendrá precedencia en el proceso de casación sobre las ofertas a precio instrumental.

Regla 41.ª *Resultado de la casación del mercado intradiario de subastas.*

41.1 Cálculo del programa incremental resultado del mercado intradiario de subastas.

Una vez establecidas las ofertas que entran en el proceso de casación enviadas por los agentes conforme a las reglas del mercado, el operador del mercado realizará el proceso de casación obteniendo el programa incremental resultado del mercado intradiario de subastas (PIBCI).

41.2 Establecimiento del orden de precedencia económica de las ofertas casadas en el resultado de la casación.

El operador del mercado establecerá el orden de precedencia de las ofertas casadas, casadas parcialmente y no casadas, tomando como base los tramos de energía y sus precios, sin considerar ninguna condición compleja de las ofertas. Dicho orden tendrá las consideraciones siguientes:

• En caso de que dos tramos de oferta tengan el mismo precio, éstos se ordenarán por orden decreciente de fecha, hora, minuto y segundo de inserción en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

• En el caso de que la mencionada fecha, hora, minuto y segundo también coincida en ambas ofertas, estás se ordenarán de mayor a menor cantidad de energía en el tramo.

• En caso de que la cantidad de energía también coincida se ordenarán por orden alfabético, y numérico en su caso, decreciente.

Regla 42.ª *Información del proceso de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado intradiario de subastas.*

Como consecuencia de los procesos de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado intradiario el operador del mercado generará la siguiente información, la cual será puesta a disposición según se describe:

Información del proceso de aceptación y verificación de ofertas.

– El resultado de la aceptación o no y verificación tanto en la inserción de la oferta como en la validación previa a la casación, será puesto a disposición del agente del mercado con las razones de su exclusión en los términos establecidos en las presentes reglas cuando así lo solicite. Dicha información estará disponible en el momento en que se genere.

– Ofertas válidas de las unidades de adquisición o de venta que hubieran sido presentadas a la sesión.

Se pondrá a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente y de los agentes del mercado respetando la confidencialidad establecida en las presentes reglas, después de la realización de la casación de cada mercado intradiario, el conjunto de ofertas válidas de venta y adquisición presentadas a cada una de las sesiones del mercado intradiario.

Información del resultado de la casación del mercado intradiario de subastas.

– Precios resultado de la casación.

Se generarán como resultado del proceso de casación de cada una de las sesiones de mercado intradiario de subastas y serán públicos, y además serán puestos a disposición de los agentes del mercado, siendo publicado después de su generación.

Se pondrá a disposición del operador del sistema tan pronto termine el periodo de reclamaciones al resultado de la casación.

– Programa Intradiario Base de Casación Incremental (PIBCI).

Se generará como resultado del proceso de casación de cada una de las sesiones de mercado intradiario y será puesto a disposición de los agentes del mercado con la confidencialidad establecida en las presentes reglas, inmediatamente después de su generación.

Se pondrá a disposición del operador del sistema tan pronto termine el periodo de reclamaciones al resultado de la casación, con la confidencialidad correspondiente.

El operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente el programa incremental provisional resultado de la casación, asignando previamente a una unidad de oferta genérica, los valores correspondientes a la unidad de oferta genérica de venta y los valores correspondientes a la unidad de oferta genérica de adquisición, con su signo. La unidad de oferta genérica tendrá valores positivos y negativos y servirá exclusivamente para poner a disposición de los operadores del sistema, el resultado de la casación.

– Programa Intradiario Base de Casación Acumulado (PIBCA).

Se generará como resultado del proceso de casación de cada una de las sesiones de mercado intradiario y será puesto a disposición de los agentes del mercado con la confidencialidad establecida en las presentes reglas inmediatamente después de su generación.

– El orden de precedencia económica.

Se generará como resultado del proceso de casación y para cada periodo de programación del horizonte de programación de cada una de las sesiones de mercado intradiario y será puesto a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente, tan pronto termine el periodo de reclamaciones al resultado de la casación.

– Curvas agregadas de oferta y demanda.

Se generará como resultado del proceso de casación de cada uno de los periodos de programación de las sesiones de mercado intradiario y serán públicos, siendo además puesto a disposición de los agentes del mercado con la confidencialidad establecida en las presentes reglas y publicadas después de su generación.

– Ocupación de cada una de las interconexiones internacionales por hora con indicación de la capacidad comercial máxima de importación y exportación por cada interconexión, la capacidad ocupada en cada sentido e interconexión y la capacidad libre en cada sentido e interconexión. Se generará como resultado del proceso de casación de cada uno de los periodos de programación de las sesiones de mercado intradiario y serán públicos.

Regla 43.ª *Situaciones excepcionales en los mercados intradiarios de subastas.*

Son situaciones excepcionales aquéllas que determinen una imposibilidad de llevar a cabo de forma adecuada el proceso de presentación y aceptación de ofertas o el proceso de casación.

Las situaciones a que se refiere el apartado anterior pueden ser consecuencia, a título enunciativo, de alguno o algunos de los siguientes supuestos:

a) Imposibilidad de realizar el proceso de mejora sucesiva de la primera solución válida.

En caso de no ser posible la ejecución del proceso de mejora sucesiva de la primera solución válida, se tomará la primera solución válida como resultado del proceso de casación.

b) Fuerza mayor.

b.1 Si ésta fuera previsible, pero inevitable, el operador del mercado suspenderá la correspondiente sesión del mercado intradiario de subastas. A partir de ese momento y hasta la convocatoria de la siguiente sesión del mercado intradiario de subasta, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes, en la medida de lo posible, la negociación en el mercado intradiario continuo.

b.2 Si una vez abierta la sesión del mercado intradiario se presentan averías en los equipos informáticos, mal funcionamiento de aplicaciones informáticas o de comunicaciones del operador del mercado que impidan el correcto funcionamiento de los mismos, el operador del mercado podrá suspender la sesión, sin perjuicio a la negociación del mercado intradiario continuo, comunicando a los operadores del sistema la información disponible para que éste resuelva de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema aplicables.

c) Imposibilidad de determinación de la casación como consecuencia de las condiciones técnicas y de las ofertas complejas.

Cuando no exista la posibilidad de encontrar una solución, como consecuencia de las condiciones técnicas y de las ofertas complejas, el operador del mercado procederá a finalizar la sesión sin asignar ninguna cantidad de energía a ninguna de las ofertas de venta o adquisición presentadas.

43.1 Indisponibilidad del programa diario viable.

Si los operadores del sistema no hubiesen publicado el Programa Diario Viable definitivo (PDVD) en hora y sin perjuicio de lo descrito en la Regla «Secuencia de operaciones de los mercados intradiarios», el operador del mercado podrá tomar la decisión de suspender la sesión del mercado intradiario, modificar el horizonte de programación de la sesión, realizar la casación del horizonte de programación completo correspondiente a dicha sesión, pero considerando inválido a todos los efectos el resultado para, alguna o algunas, de las horas del horizonte por causa de fuerza mayor.

Regla 44.ª *Liquidación de las subastas del mercado intradiario.*

El operador del mercado determinará la liquidación de la energía para cada agente que participe en las subastas de mercado intradiario y en cada periodo de programación, por cada unidad de adquisición y unidad de venta.

44.1 Determinación de la retribución correspondiente a los vendedores como resultado de la liquidación de las subastas de mercado intradiario.

Los vendedores que operen en las subastas de mercado intradiario percibirán por cada unidad de venta o adquisición, y para cada periodo de programación, una retribución que incorporará el precio marginal en el mercado intradiario de cada periodo de programación de la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

El operador del mercado realizará la liquidación diaria de la energía eléctrica para cada vendedor que participe en el mercado intradiario por cada unidad de venta o de adquisición que haya sido incorporada en el programa resultante de la casación.

Para realizar las antedichas liquidaciones, el operador del mercado practicará las correspondientes anotaciones en cuenta en el registro que llevará a tales efectos por cada unidad de venta.

44.2 Precios a considerar en la determinación del precio de la adquisición de energía eléctrica en las subastas del mercado intradiario.

Los compradores que operen en las subastas del mercado intradiario satisfarán, por la energía eléctrica adquirida, y para cada periodo de programación, un importe que incorporará el precio marginal en el mercado intradiario de cada periodo de programación de la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

44.3 Derechos de cobro en las subastas del mercado intradiario.

El vendedor cuyas ofertas de venta hayan resultado casadas en las sesiones de contratación del mercado intradiario e incorporadas al programa resultante de la casación, tendrá un derecho de cobro que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya venta se asigne en cada periodo de programación a la unidad de producción, o de adquisición, de que sean titulares, o bien no de su titularidad pero a las que representen en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo, en la sesión de contratación correspondiente, de la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

El derecho de cobro del vendedor será:

$$DCI(u,h,s,z) = EPIBC(u,h,s,z) * PMHI(h,s,z)$$

siendo:

DCI(u,h,s,z): Derecho de cobro del vendedor en el mercado intradiario por la oferta correspondiente a la unidad de venta o de adquisición u, situada en la zona de oferta z, para la hora h, en la sesión «s».

EPIBC(u,h,s,z): Energía de venta asignada a la unidad de venta o de adquisición u, situada en la zona de oferta z, para la hora h en el mercado intradiario en la sesión «s».

PMHI (h,s,z): Precio marginal horario correspondiente a la hora h en el mercado intradiario en la sesión «s» en la zona de oferta z.

44.4 Obligaciones de pago en las subastas del mercado intradiario.

El comprador cuyas ofertas de compra hayan resultado casadas en las sesiones de contratación del mercado intradiario e incorporadas en el resultado de la casación, tendrá una obligación de pago que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya compra se asigne en cada periodo de programación a la unidad de venta o de adquisición de que sean titulares, o bien no de su titularidad pero a las que representen en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo, en la sesión de contratación correspondiente, para la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

La obligación del comprador para cada oferta de adquisición en la hora h será:

$$OPI(u,h,s,z) = ECPIBC(u,h,s,z) * PMHI(h,s,z)$$

siendo:

OPI (u,h,s,z): Obligación de pago del comprador en el mercado intradiario de subastas por la oferta correspondiente a la unidad de adquisición o de venta u, situada en la zona de oferta z, para la hora h en la sesión «s».

ECPIBC (u,h,s,z): Energía de compra correspondiente a la unidad de oferta de adquisición o de venta u, situada en la zona de oferta z, para la hora h en la sesión «s».

44.5 Ingresos en las subastas del mercado intradiario por el proceso de separación de mercados en la interconexión entre España y Portugal.

La liquidación de cada sesión de contratación del mercado intradiario tras la aplicación del proceso de separación de mercados dará lugar a unos ingresos que se calcularán como

el producto de la capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en cada periodo de programación por la diferencia de los precios marginales fijados para el mismo para dicha sesión de contratación en cada una de las zonas de oferta, española y portuguesa. Dichos ingresos, denominados renta de congestión, se repartirán a partes iguales entre el sistema eléctrico español y el sistema eléctrico portugués.

Se anotará por lo tanto, a cada operador del sistema un derecho de cobro en cuenta en la hora h como:

DCPIBCPTES_CI(h,s) = 0,5 * abs(EPIBCPTES(h,s)) * abs(PMHI(h,s,z1)-PMHI(h,s,z2))

siendo:

DCPIBCPTES_CI (h,s): Derecho de cobro en la hora h, en la sesión de contratación «s» del mercado intradiario, anotado en cuenta a los operadores del sistema español y portugués, por la aplicación del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y portuguesa.

EPIBCPTES (h,s): Capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en la hora h entre la zona de oferta española y portuguesa en la sesión de contratación «s» del mercado intradiario.

z1, z2: Subíndices que se refieren a las zonas de oferta española y portuguesa respectivamente.

44.6 Publicación de los resultados de la liquidación de las subastas del mercado intradiario.

De acuerdo con las normas generales de confidencialidad establecidas en estas reglas, tras cada sesión del mercado intradiario de subastas el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado, a través de sus sistemas de información, los resultados sobre los derechos de cobro y las obligaciones de pago derivados de dicha sesión de mercado, para el horizonte diario de programación correspondiente a cada sesión de contratación.

Las anotaciones correspondientes a cada sesión de contratación serán provisionales si:

(a) La casación correspondiente fuera provisional de acuerdo con la Regla de «Secuencia de operaciones de los mercados intradiarios».

(b) La existencia de reclamaciones pendientes respecto del desarrollo de alguna sesión de contratación del mercado de producción de energía eléctrica.

(c) Apareciesen, a posteriori, valores erróneos en la liquidación.

Estas anotaciones devendrán definitivas cuando no concurra ninguna de las circunstancias anteriores, salvo en el caso de que por alguno de dichos motivos fuera necesario realizar una nueva liquidación, en cuyo caso las nuevas anotaciones serán definitivas cuando no concurra ningún motivo de provisionalidad entre los citados en los párrafos anteriores.

MERCADO INTRADIARIO CONTINUO

Regla 45.ª *Objetivo y conceptos básicos.*

Acorde a lo dispuesto en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, y el Reglamento (EU) 2015/1222 del 24 de julio de 2015, en adelante CACM, el mercado intradiario continuo tiene por objeto atender la venta y la adquisición de energía que se pueda producir en las horas más próximas al tiempo de entrega de la energía física (tiempo real), teniendo en cuenta el Programa Diario Viable definitivo (PDVD) y el resultado de las sucesivas subastas intradiarias realizadas por el operador del mercado.

El mercado intradiario continuo se estructura de acuerdo con las siguientes reglas:

a) El periodo de negociación en el mercado intradiario continuo se establecerá de conformidad al contenido del CACM.

b) El momento inicial de presentación de ofertas de venta y de adquisición en el mercado intradiario continuo, y el plazo de presentación de las mismas, será el determinado en el anexo 1 de estas reglas.

c) El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes la posibilidad de negociar al menos el producto horario, tal y como se define en el anexo 1, pudiendo existir más productos.

d) La ampliación o reducción del número productos negociables en el mercado intradiario continuo, se determinará por el operador del mercado, previo informe del Comité de Agentes del Mercado y autorización de los organismos reguladores que corresponda.

e) Un contrato es un producto aplicado a un instante, de inicio y de fin concreto, para el cual los agentes de mercado podrán presentar ofertas de venta y/o adquisición durante el periodo de negociación habilitado.

f) El estado de cada contrato establecerá la posibilidad de que los agentes presenten ofertas al mercado intradiario continuo. Dicho estado se corresponde con uno de los cuatro siguientes:

– FIN: Contrato cerrado y finalizado. No se admiten ofertas para un periodo de negociación en dicho estado.

– TRADE: Contrato abierto y en negociación. Se admiten ofertas para un periodo de negociación en dicho estado.

– UPC: Contrato cerrado y a la espera de ser abierto a negociación. No se admiten ofertas para un periodo de negociación en dicho estado.

– INT: Contrato con la negociación interrumpida por parte de la Plataforma de Contratación Continua Europea. En este estado no se admiten ofertas.

El ciclo de vida (inicio-negociación-fin) de cada contrato de cada producto, seguirá un horario establecido, tal y como se define en el anexo 1.

g) Se define como ronda, el periodo de negociación del mercado intradiario continuo en el que las operaciones realizadas por los agentes son agrupadas para un procesamiento común. La apertura de una ronda se produce en el instante en el que se cierra la ronda inmediatamente anterior. El cierre de una ronda está asociado con el cierre de negociación de un contrato en la Plataforma de Contratación Continua Europea.

La ampliación o reducción del número de sesiones de subastas del mercado intradiario y su impacto en el funcionamiento y los horizontes de negociación del mercado intradiario continuo, se determinará por el operador del mercado, previo informe del Comité de Agentes del Mercado y autorización de los organismos reguladores que corresponda.

Regla 46.ª *Ofertas al mercado intradiario continuo.*

46.1 Ofertas.

Podrán presentarse varias ofertas de venta y/o adquisición para un mismo contrato en negociación y una misma unidad de venta o adquisición que serán tratadas de forma independiente.

Para cada oferta deberá ser especificada al menos, la siguiente información:

– Contrato ofertado.

– Unidad de oferta o porfolio.

– Cantidad de energía ofertada, expresada como un número entero en MWh, con una cifra decimal.

– Precio de la oferta, expresado en €/MWh, con dos decimales.

– Si la oferta es de compra o de venta.

– Las condiciones de oferta aplicables, tal y como se indica en la Regla de «Condiciones a las ofertas en mercado intradiario continuo».

Pudiendo ser dicha información modificada dependiendo del producto en cuestión, tal y como se define en el anexo 1.

46.2 Proceso de envío de ofertas.

Se podrán enviar ofertas de venta y adquisición a los contratos que estén en estado de contratación.

Los agentes de mercado enviarán sus ofertas de venta y adquisición a través de la Plataforma de Negociación provista por el operador de mercado, en el que introducirán toda la información requerida para el envío de las mismas.

Además, en la negociación en mercado intradiario continuo, y a fin de simplificar el proceso, los agentes de mercado podrán seleccionar las ofertas para un determinado contrato con las que desee cerrar una transacción, por la cantidad y el precio, presentados en dicho momento en el Libro de Ofertas. En este caso, el cliente de negociación proporcionado por el operador del mercado generará una oferta con dichos parámetros de cantidad y precio, siempre dentro de los límites válidos, pudiendo el agente, previo a su envío, modificarlos y añadir condiciones para su oferta.

46.2.1 Limites máximos y mínimos de cantidad de energía y precio aceptados por el operador del mercado en el mercado intradiario continuo.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que los precios no son superiores a los máximos ni inferiores a los mínimos registrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado, de acuerdo a la legislación vigente. También se verificará en el momento de la inserción que la energía ofertada no supera la cantidad máxima. La oferta se rechazará en caso contrario.

Los valores en límites de cantidad y precio para la inserción de ofertas de venta y adquisición al mercado intradiario continuo, serán, en cualquier caso:

– Cantidad máxima: en MWh de acuerdo a establecido en la Plataforma de Contratación Continua Europea.
– Precio máximo: según lo establecido en el anexo 1.
– Precio mínimo: según lo establecido en el anexo 1.

Se podrán visualizar en el Libro de Ofertas y se permitirán casaciones con ofertas a precios superiores al precio máximo e inferiores al precio mínimo permitido por el operador de mercado ibérico, para aquellas ofertas de venta y adquisición con origen o destino en otros operadores de mercado europeos.

46.2.2 Validación de ofertas.

Toda oferta recibida en la Plataforma de Negociación del Operador de Mercado, y de forma previa a su envío e incorporación en el Libro de Ofertas, estará sujeta a un proceso de validación, existiendo condiciones de aceptación de la oferta.

Las ofertas presentadas de venta y adquisición que no cumplan las condiciones de aceptación, serán rechazadas y no serán tenidas en cuenta. A tal efecto, se realizarán las siguientes validaciones de aceptación de las ofertas:

– El contrato está en un estado que permite la recepción de ofertas (TRADE).
– El agente de mercado está facultado para presentar ofertas de venta y adquisición para dicho contrato en el momento de validación de la oferta.
– El agente de mercado está dado de alta con fecha vigente en el operador del mercado.
– La unidad de oferta o porfolio para la que se presenta la oferta es válida, está vigente y el agente es el responsable de enviar ofertas de dicha unidad.
– Se verificará que el valor económico de la oferta no supera el correspondiente límite operativo. Si la unidad de oferta es de propiedad compartida, los agentes titulares deberán disponer de límite operativo suficiente para respaldar el porcentaje de la oferta de su titularidad.
– La cantidad y precio de la oferta deberán estar dentro de los límites establecidos a tal efecto por el operador de mercado.

46.2.3 Información recibida de los operadores del sistema: indisponibilidades, limitaciones a la posibilidad de ofertar y capacidades comerciales de las interconexiones internacionales.

46.2.3.1. Definición e incorporación de la información sobre indisponibilidades en el mercado intradiario continuo.

Sin perjuicio de lo establecido para otros mercados en las Reglas de «Definición e incorporación de la información sobre indisponibilidades», la información sobre

indisponibilidades se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de aplicación para el mercado intradiario continuo y a efectos de validación de una oferta enviada en una ronda, la establecida en el anexo 1.

46.2.3.2. Definición e incorporación de la información sobre limitaciones a la posibilidad de ofertar al mercado intradiario continuo.

Sin perjuicio de lo establecido para otros mercados en la Regla de «Definición e incorporación de la información sobre limitaciones a la posibilidad de ofertar y limitaciones zonales», la información sobre limitaciones unitarias se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de aplicación para el mercado intradiario continuo y a efectos de validación de una oferta enviada en una ronda, la establecida en el anexo 1.

46.2.3.3. Definición e incorporación de la información sobre capacidades comerciales de las interconexiones internacionales en el mercado intradiario continuo por los operadores del sistema.

La información y actualización sobre las capacidades de importación y exportación por los operadores del sistema a la Plataforma de Contratación Continua Europea, se realizarán a través de ésta, y contendrá información sobre la capacidad libre de importación y exportación en cada periodo de programación para cada una las interconexiones del sistema eléctrico español.

46.2.4 Verificaciones de la energía máxima de venta a ofertar en un contrato.

El operador del mercado comprobará la adecuación de los datos de la oferta con la información contenida en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Unidades de Oferta.

Para la energía máxima a ofertar en un contrato, en caso de una oferta de venta de una unidad de venta, se validará que la energía incluida en la oferta para cada periodo del contrato, más el programa de la unidad ofertante para cada periodo en ese momento, más la energía de las ofertas de venta vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada periodo incluido en el contrato no supere alguno de los valores siguientes:

– La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
– La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades que apliquen.
– La energía limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los operadores del sistema.

Para la energía máxima a ofertar en un contrato, en caso de una oferta de venta de unidades de adquisición se validará que el programa de la unidad ofertante en ese momento para cada periodo del contrato, menos la energía de las ofertas de venta vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada periodo incluido en el contrato, menos la energía incluida en la oferta para cada periodo del contrato, es superior o igual al máximo entre:

– La energía mínima de la unidad en la base de datos, cero, del operador de mercado.
– La energía limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los operadores del sistema.

En el caso de superar la energía ofertada el valor límite en alguna de los periodos de negociación, la oferta será rechazada en su totalidad.
En el caso que las limitaciones que apliquen sean no compatibles con las indisponibilidades que apliquen, el operador del mercado permitirá ofertar al agente respetando las indisponibilidades en la medida de lo posible.

Unidades Porfolio.

Para la energía máxima a ofertar, en caso de una oferta de venta de una unidad porfolio de venta, se validará que la energía incluida en la oferta para cada Contrato, más el programa previo de esa unidad porfolio para cada Contrato, más la energía de las ofertas de

venta vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada Contrato no supere el mínimo de los valores siguientes:

– La potencia declarada por el agente para la unidad porfolio de venta.
– El resultado de sumar los máximos incrementos de energía de las unidades de oferta de venta en las que puede desagregar la unidad porfolio, más los máximos decrementos de energía de las unidades de oferta de compra en las que puede desagregar la unidad porfolio.

Los máximos incrementos de energía de las de las unidades de oferta de venta se calcularán como la diferencia entre la energía horaria máxima y la energía horaria del programa acumulado de la última subasta efectuada. Entendiendo por energía horaria máxima, con la información vigente antes del inicio de la ronda en la que se está ofertando, la mínima entre:

– La potencia máxima de la unidad de oferta.
– La energía disponible de acuerdo a las indisponibilidades recibidas por los Operadores del Sistema que apliquen a esa unidad de oferta.
– La energía máxima limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los Operadores del Sistema.

Los máximos decrementos de energía de las unidades de oferta de compra se calcularán como la diferencia entre la energía horaria del programa acumulado de la última subasta y la energía horaria mínima. Entendiendo por energía horaria mínima, con la información vigente antes del inicio de la ronda en la que se está ofertando, la máxima entre:

– La energía horaria mínima de la unidad de oferta, 0 MW.
– La energía mínima limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los Operadores del Sistema.

En caso de que el cálculo del máximo incremento o del máximo decremento de una unidad de oferta para un periodo en concreto arrojen un resultado negativo, su aportación al sumatorio de cada Contrato será nula.
Para la energía máxima a ofertar en caso de una oferta de venta de una unidad porfolio de compra, se validará que el programa de la unidad porfolio para cada Contrato, menos la energía incluida en la oferta para cada Contrato, menos la energía de las ofertas de venta vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada Contrato no supere la energía mínima de la unidad porfolio en la base de datos, es decir cero, del Operador de Mercado.
En caso de superar la energía ofertada el valor límite en alguna de los periodos de negociación, la oferta será rechazada en su totalidad.

46.2.5 Verificaciones de la energía máxima de adquisición a ofertar en un contrato.

El operador del mercado comprobará la adecuación de los datos de la oferta con la información contenida en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Unidades de Oferta.

Para la energía máxima a ofertar en un contrato, en caso de una oferta de compra de una unidad de adquisición, se validará que la energía incluida en la oferta para cada periodo del contrato, más el programa de la unidad ofertante en ese momento para cada periodo del contrato, más la energía de las ofertas de compra vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada periodo incluido en el contrato no supere alguno de los valores siguientes:

– La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
– La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades que apliquen.
– La energía limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los operadores del sistema.

Para la energía máxima a ofertar en un contrato, en caso de una oferta de compra de unidades de venta se validará que el programa de la unidad ofertante en ese momento para cada periodo del contrato, menos la energía de las ofertas de compra vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada periodo incluido en el

contrato, menos la energía incluida en la oferta para cada periodo del contrato, es superior o igual al máximo entre:

– La energía mínima de la unidad en la base de datos, cero, del operador de mercado.
– La energía limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los operadores del sistema.

En el caso de superar la energía ofertada el valor límite en alguno de los periodos de negociación, la oferta será rechazada en su totalidad.
En el caso que las limitaciones que apliquen sean no compatibles con las indisponibilidades que apliquen, el operador del mercado permitirá ofertar al agente respetando las indisponibilidades en la medida de lo posible.

Unidades Porfolio.

Para la energía máxima a ofertar en caso de una oferta de compra de una unidad porfolio de compra, se validará que la energía incluida en la oferta para cada Contrato, más el programa de esa unidad porfolio para cada Contrato, más la energía de las ofertas de compra vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada Contrato no supere el mínimo de los valores siguientes:

– La potencia declarada por el agente para la unidad porfolio de compra.
– El resultado de sumar los máximos incrementos de energía de las unidades de oferta de compra en las que puede desagregar la unidad porfolio, más los máximos decrementos de energía de las unidades de oferta de venta en las que puede desagregar la unidad porfolio.

Los máximos incrementos de energía de las unidades de oferta de compra se calcularán como la diferencia entre la energía horaria máxima y la energía horaria del programa acumulado de la última subasta efectuada. Entendiendo por energía horaria máxima, con la información vigente antes del inicio de la ronda en la que se está ofertando, la mínima entre:

– La potencia máxima de la unidad de oferta.
– La energía disponible de acuerdo a las indisponibilidades recibidas por los Operadores del Sistema que apliquen a esa unidad de oferta.
– La energía máxima limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los Operadores del Sistema.

Los máximos decrementos de energía de las unidades de oferta de venta se calcularán como la diferencia entre la energía horaria del programa acumulado de la última subasta y la energía horaria mínima. Entendiendo por energía horaria mínima, con la información vigente antes del inicio de la ronda en la que se está ofertando, la máxima entre:

– La energía horaria mínima de la unidad de oferta, 0 MW.
– La energía mínima limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los Operadores del Sistema.

En caso de que el cálculo del máximo incremento o del máximo decremento de una unidad de oferta para un periodo en concreto arrojen un resultado negativo, su aportación al sumatorio de cada Contrato será nula.
Para la energía máxima a ofertar en caso de una oferta de compra de una unidad porfolio de venta, se validará que el programa de la unidad porfolio para Contrato, menos la energía incluida en la oferta para cada Contrato, menos la energía de las ofertas de compra vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada Contrato no supere la energía mínima de la unidad porfolio en la base de datos, es decir cero, del Operador de Mercado.
En caso de superar la energía ofertada el valor límite en alguna de los periodos de negociación, la oferta será rechazada en su totalidad.

46.2.6 Aceptación de ofertas.

Sin perjuicio de lo establecido en la Regla de »Validación de ofertas», una oferta se considerará aceptada cuando la Plataforma de Contratación Continua Europea emita la respectiva confirmación electrónica.

Sobre una oferta de venta o adquisición activa en el sistema previamente enviada, es posible realizar las siguientes acciones:

– Modificación: Pudiendo variar la cantidad, precio o condiciones de ejecución.
– Anulación: Cancelación inmediata de una oferta o de todas las ofertas del usuario o del agente.

46.2.6.1. Modificación de ofertas en el mercado intradiario continuo.

Toda oferta de venta o adquisición que no haya sido previamente casada totalmente ni rechazada, y permanezca en el Libro de Ofertas podrá ser modificada por el agente de mercado mientras el contrato esté en un estado que permita el envío de ofertas.

La oferta se considerará modificada cuando, una vez realizadas las validaciones establecidas en la Regla «Validación de ofertas», la Plataforma de Contratación Continua Europea emita la respectiva confirmación electrónica.

A los efectos de la Regla de »Casación de ofertas en Mercado intradiario continuo», la modificación de una oferta de venta o adquisición almacenada y mostrada en el Libro de Ofertas, supondrá la cancelación de la oferta original y la incorporación de una nueva oferta con los nuevos parámetros y condiciones introducidos.

46.2.6.2. Anulación de ofertas en el mercado intradiario continuo.

Toda oferta de venta o adquisición que no haya sido previamente casada totalmente ni rechazada y permanezca en el Libro de Ofertas podrá ser cancelada por el agente de mercado mientras el contrato al que se presentó esté en un estado que lo permita.

La oferta se considerará cancelada cuando la Plataforma de Contratación Continua Europea emita la respectiva confirmación electrónica.

Adicionalmente, en caso de baja, exclusión o suspensión temporal de un agente de mercado, las ofertas existentes en el Libro de Ofertas correspondientes a dicho agente de mercado, serán canceladas por el operador del mercado.

46.2.7 Hibernación de ofertas en el mercado intradiario continuo.

En caso de detectarse un problema en los procesos de la Plataforma de Contratación Continua Europea (sistema central) o de la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado (sistema local), existe la posibilidad de que las ofertas potencialmente afectadas por dicho problema sean desactivadas (hibernadas) por la plataforma correspondiente como medida de precaución para evitar su casación en un momento en el que el sistema se encuentra inestable.

Adicionalmente y con objeto de realizar las sesiones de subasta intradiaria, se suspenderá la negociación del mercado continuo para los contratos incluidos en el horizonte de subasta. Las ofertas incluidas en el Libro de Ofertas para dichos contratos, serán hibernadas durante el tiempo necesario para realizar la casación y obtener resultados.

Una vez publicados los resultados de la casación y previo a la reapertura del mercado intradiario continuo para los contratos comprendidos dentro del horizonte de la sesión casada, se reactivarán las ofertas previamente hibernadas en caso de que el agente lo hubiera solicitado a través del Sistema de Información del Operador de Mercado, validando de nuevo los límites de energía de cada una de ellas del mismo modo que si hubiesen sido insertadas de nuevo, pero teniendo en cuenta el programa de las unidades de oferta actualizado tras la casación de la sesión y las limitaciones unitarias e indisponibilidades vigentes, siendo rechazadas las ofertas en caso de no superar la validación. El resto de ofertas previamente hibernadas y que no son reactivadas, pasarán a estar canceladas en este mismo proceso.

Las ofertas hibernadas por la plataforma tendrán la consideración de no activas, dejando de estar expuestas al mercado y no pudiendo por tanto ser casadas con otras ofertas existentes hasta que sean activadas de nuevo. El agente tendrá la posibilidad de volver a activar todas las ofertas hibernadas en una sola acción o activar individualmente solo un subconjunto de ellas. Las ofertas hibernadas también pueden ser anuladas sin pasar por la activación (en los momentos que el mercado permita la anulación).

Una oferta hibernada que pasa al estado de activa se comportará como una nueva oferta.

En caso de que el agente solicite la reactivación de sus ofertas en una sola acción, se seguirán los siguientes criterios:

– Las ofertas hibernadas serán reactivadas por orden de llegada a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, comenzando por las primeras ofertas recibidas.
– En caso de pertenecer a una misma Cesta de Ofertas, la reactivación se realizará respetando el orden en dicha cesta.
– En el caso que una orden hibernada/inactiva no pueda ser reactivada por no superar alguna de las validaciones durante la reactivación, dicha oferta será rechazada. El motivo del rechazo reflejará la razón del mismo.
– Las ofertas no serán reactivadas parcialmente (solo parte de su energía) en ningún caso; o se reactivan en su totalidad o serán rechazadas.

46.2.8 Libro de Ofertas del mercado intradiario continuo.

El Libro de Ofertas será calculado por la Plataforma de Contratación Continua Europea, teniendo en cuenta la información recibida por parte de todos los operadores de mercado europeos, a partir de todas las ofertas válidas de venta y adquisición presentadas por los agentes de mercado en el ámbito europeo y cuyas condiciones a las ofertas permitan su almacenamiento en el Libro de Ofertas.

Las ofertas que pueden ser visualizadas, de forma anónima, desde cada área de precio (lista de ofertas locales) será calculada y distribuida por la Plataforma de Contratación Continua Europea. Adicionalmente, la lista de ofertas locales será recalculada como consecuencia de cualesquiera de los siguientes eventos:

a. Envío, modificación o anulación de una oferta válida de venta o adquisición.
b. Cambios en el estado de la capacidad libre de importación y exportación en cualquiera de las distintas interconexiones europeas, pudiendo dicho cambio ser debido a:

1. Asignación de capacidad libre debido a una transacción internacional.
2. Asignación explícita de capacidad en su caso.
3. Actualización de la capacidad de importación o exportación en cualquiera de las interconexiones internacionales gestionadas en la Plataforma de Contratación Continua Europea.

c. Como consecuencia de una transacción, haga uso de capacidad transfronteriza o no.

Una vez recalculado, la lista de ofertas locales será enviada por la Plataforma de Contratación Continua Europea a los operadores de mercado para su integración y visualización a sus respectivos agentes de mercado a través de sus respectivas plataformas de negociación.

Concretamente, la Plataforma de Negociación del Operador de Mercado mostrará:

– Para el área portuguesa, la lista de ofertas locales mostrará aquellas ofertas de venta y adquisición más competitivas que tengan como origen el área portuguesa o bien provengan del exterior de dicha área, y que pudiesen atravesar la interconexión (desde España) acorde la capacidad libre en la interconexión en cada momento.
– Para el área española, la lista de ofertas locales mostrará aquellas ofertas de venta y adquisición más competitivas que tengan como origen el área española o bien provengan del exterior de dicha área, y que pudiesen atravesar la interconexión (bien desde Portugal o bien desde Francia) y acorde la capacidad libre en la correspondiente interconexión en cada momento.

La visualización de la lista de ofertas locales dispondrá de un número máximo de ofertas de acuerdo a lo establecido en la Plataforma de Contratación Continua Europea.

46.2.9 Condiciones a las ofertas en mercado intradiario continuo.

En el momento de envío de las ofertas al mercado intradiario continuo, los agentes de mercado podrán incluir condiciones a sus ofertas presentadas de venta o adquisición, bien a la ejecución o bien a la validez.

Los distintos tipos de condiciones son los descritos en el anexo 1 de las presentes reglas.

46.2.10 Cesta de Ofertas *(Basket Orders)*.

Los agentes de mercado podrán crear una cesta de varias ofertas (basket) que podrán estar asociadas a diferentes contratos.

El envío de la cesta implicará el procesamiento de manera simultánea de todas las ofertas incluidas en la cesta. Las ofertas incluidas en la cesta podrán resultar o no casadas, independientemente unas de otras, dependiendo de las condiciones indicadas por el agente de mercado a la propia cesta.

Cada una de las ofertas de venta o adquisición incluidas en la cesta, podrá a su vez especificar condiciones a la ejecución y/o a la validez para dicha oferta.

Los distintos tipos de condiciones a las cestas de ofertas, son los descritos en el anexo 1 de las presentes reglas.

46.2.11 Procedimiento de modificación o creación de nuevos tipos de ofertas por el operador de mercado.

El operador del mercado, podrá proponer la modificación o definición de nuevos tipos de ofertas para el mercado intradiario continuo previo informe del Comité de Agentes del Mercado y los organismos reguladores que corresponda, y autorización del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, pudiendo implementarlos si la aprobación resulta favorable.

46.2.12 Información proporcionada por la plataforma de negociación del Operador de Mercado.

Durante la negociación del mercado intradiario continuo, la información disponible en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, para los agentes de mercado en lo relativo a productos, contratos y la información relativa a las ofertas contenidas en la lista de ofertas locales, se mostrará de forma anónima, identificando exclusivamente las operaciones realizadas por el propio agente.

La información proporcionada será, al menos, la siguiente:

– Contratos para los que esté habilitado a negociar y hora de finalización.
– Estado de los contratos (UPC, TRADE, FIN, INT).
– Lista de ofertas locales para cada uno de los contratos en negociación.
– Para cada contrato en negociación, el volumen de energía casada y el precio de las transacciones realizadas en el área correspondiente.
– Registro de actividad durante la sesión en mercado intradiario continuo.
– Saldo de la cuenta de garantías asociada, identificando tanto la cuantía utilizada como la cuantía libre para ser utilizada y cubrir nuevas operaciones.

Regla 47.ª *Casación de ofertas en mercado intradiario continuo.*

47.1 Casación de ofertas.

Las ofertas de venta y adquisición serán enviadas a través de la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado siempre que la negociación de dicho contrato esté habilitada a tal efecto.

Al introducir un agente de mercado una oferta a través de la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado y ser esta validada correctamente por el operador de mercado, dicha oferta será enviada a la Plataforma de Contratación Continua Europea donde, dependiendo de las condiciones indicadas en la inserción será almacenada en el Libro de Ofertas, será descartada y/o se realizará la casación.

La casación se realizará de conformidad con los requerimientos establecidos para la Plataforma de Contratación Continua Europea en base al CACM.

En caso de producirse una casación, el resultado de la misma será comunicado al propio agente, quedando actualizada la lista de ofertas locales.

47.2 Firmeza y efectos de la casación.

Las transacciones realizadas en la Plataforma de Contratación Continua Europea tendrán carácter firme acorde a lo especificado en el CACM.

Dicha firmeza conllevará, si la oferta es de compra una obligación de adquisición del producto, y, si la oferta es de venta, una obligación de entrega del mismo. Adicionalmente conllevará, la obligación de pago y el derecho de cobro al precio de la transacción, respectivamente.

Tras el cierre de cada ronda, el operador de mercado comunicará a los correspondientes operadores del sistema (español y portugués), el volumen total de energía en la unidad de oferta correspondiente a las transacciones realizadas.

Regla 48.ª *Desagregaciones de las unidades porfolio.*

Los agentes que hayan participado en el mercado intradiario continuo mediante unidades porfolio deberán enviar al operador de mercado las desagregaciones de las posiciones de las unidades porfolio a unidades de oferta. Los agentes desagregarán las energías de cada unidad porfolio en las unidades ofertantes de venta o adquisición asociadas a dicha unidad porfolio.

Las posiciones de venta resultantes de las transacciones realizadas con una unidad porfolio sólo podrán ser desagregadas en operaciones de venta de las unidades de oferta asociadas a dicha unidad de porfolio. Las posiciones de compra resultantes de las transacciones realizadas con una unidad porfolio sólo podrán ser desagregadas en operaciones de compra de las unidades de oferta asociadas a dicha unidad porfolio.

48.1 Contenido de las desagregaciones.

Cada desagregación será identificada por:

– Unidad porfolio de la que se desagrega la energía.
– Fecha y Periodo para el que se desagrega dicha energía.

Cada desagregación incluirá la siguiente información adicional por cada unidad de oferta en la que se desea desagregar:

– Unidad de Oferta.
– Energía desagregada en dicha unidad de oferta.

48.2 Envío de desagregaciones.

Cada agente, a la vista del resultado de las transacciones realizadas por cada una de sus unidades porfolio, comunicará al Operador del Mercado la desagregación de las energías en unidades de oferta incluidas en el porfolio, pudiendo comunicar la desagregación desde el momento que recibe la confirmación de la ejecución de la transacción hasta 5 minutos después del cierre de la ronda donde termina el periodo que no va a negociarse más.

El envío de desagregaciones podrá realizarse en cualquier momento, afectando a cualquiera de los Contratos abiertos a negociación y hasta 5 minutos posteriores al cierre de cada Contrato.

Los agentes podrán realizar en un mismo envío las desagregaciones de todas o algunas de sus unidades de porfolio y periodos.

48.3 Validaciones en la recepción y respuesta.

El operador del Mercado validará las desagregaciones de las posiciones abiertas de las unidades porfolio de acuerdo con los siguientes criterios:

– Se comprobará que el agente que realiza el envío de desagregaciones no está suspendido ni dado de baja en el Operador del Mercado.

– Se comprobará que la unidad porfolio y unidades ofertantes de venta o adquisición en que se desagregan las posiciones abiertas de las unidades porfolio, corresponden a unidades del agente, existentes y dadas de alta en el sistema del Operador de Mercado, y asociadas a la unidad porfolio para el periodo que se está desagregando.

– Se comprobará que la unidad porfolio de venta sólo desagrega en operaciones de venta de las unidades de oferta asociadas a dicha unidad porfolio.

– Se comprobará que la unidad porfolio de compra sólo desagrega en operaciones de compra de las unidades de oferta asociadas a dicha unidad porfolio.

– Se validará que el periodo al que hace referencia la desagregación se corresponde con alguno de los Contratos que se están negociando o con el Contrato que acaba de finalizar su negociación.

Si alguna de las comprobaciones anteriores no es superada, la desagregación de esa unidad porfolio y periodo será rechazada. Aquellas desagregaciones que hayan superado las comprobaciones anteriores serán aceptadas provisionalmente, y se procederá a validar la energía desagregada:

– Se comprobará que la suma de las cantidades desagregadas en unidades de oferta coincide con el neto actual en Sistema de Información del Operador de Mercado de la unidad porfolio para el periodo que va a ser desagregado.
– Asimismo, se comprobará que cada unidad de oferta puede recibir energía de desagregación teniendo en cuenta:

El programa actual de la unidad de oferta,.
La potencia máxima de la unidad de oferta,.
Indisponibilidades y limitaciones vigentes durante la ronda en negociación excepto si la desagregación se produce en los 5 minutos posteriores al cierre de la ronda y para el periodo cuyo Contrato acaba de finalizar su negociación, en cuyo caso se tendrán en cuenta las indisponibilidades y limitaciones vigentes durante la ronda que cerró.

Las desagregaciones serán aceptadas provisionalmente aún en el caso de que no se cumplan las validaciones previamente descritas, informando al agente responsable del envío de la desagregación acerca del resultado de dicha verificación.

48.4 Actualización de la información de las desagregaciones enviadas por un agente.

La información de desagregaciones podrá ser actualizada mediante la comunicación por parte del agente responsable de una nueva información de desagregaciones para un porfolio y un periodo. En caso de haber sido aceptada provisionalmente, la nueva información sustituirá a todos los efectos a la previamente comunicada.
En caso de no haber sido aceptada, se mantendrá como válida la información previa disponible, aceptada anteriormente como válida.

48.5 Consolidación de desagregaciones.

En el minuto 5 posterior al cierre de cada Contrato se volverán a validar aquellas desagregaciones aceptadas provisionalmente para el periodo que ya no volverá a negociarse.
Se volverán a comprobar las energías desagregadas para cada unidad porfolio, validando que:

– La suma de las cantidades desagregadas coincide con el neto actual de la unidad porfolio para el periodo desagregado, y.
– Cada unidad de oferta puede recibir energía de desagregación teniendo en cuenta:

El programa de la unidad de oferta previo al proceso de consolidación,.
La potencia máxima de la unidad de oferta,.
Las Indisponibilidades y las limitaciones unitarias vigentes durante la ronda que cerró.

48.6 Desagregaciones por defecto.

En caso de que la desagregación de una unidad porfolio resulte errónea o no haberse recibido ninguna desagregación del porfolio por parte del agente, se creará una desagregación por defecto de dicha unidad porfolio para el periodo que ya no volverá a negociarse.
Las desagregaciones por defecto se realizarán automáticamente por el Operador de Mercado de acuerdo a los siguientes puntos:

– Se realizará solo para el periodo que no volverá a ser negociado.
– Se tendrá en cuenta el programa previo de cada unidad ofertante en la que pueda desagregar el porfolio.
– La potencia máxima de cada unidad de oferta,.

– Las indisponibilidades y limitaciones vigentes durante la ronda que cerró previamente a la desagregación por defecto.

Asegurando que la energía asignada a las unidades de oferta está dentro de los límites admisibles conforme a la información disponible en el sistema de información del operador de mercado.

– Se empezará a desagregar las unidades porfolio de venta. Para cada unidad porfolio de venta, se empezará asignando energía a las unidades de oferta de venta asociadas al porfolio que ya tengan energía, asignando primero a aquellas unidades de oferta a las que les quede menos energía para alcanzar su potencia disponible.

Si sobrara energía, se empezaría por las unidades de oferta de venta asociadas al porfolio que aún no tienen asignada energía, asignando primero a aquellas unidades de oferta a las que les quede menos energía para alcanzar su potencia disponible.

Si sobrara energía, se empezaría por las unidades de compra asociadas al porfolio, y dentro de ellas se empezará asignando energía a aquellas unidades de compra que puedan revender más energía.

– Se continuará por las unidades porfolio de compra y dentro de él se empezará asignando energía a las unidades de oferta de venta asociadas al porfolio, y dentro de ellas se empezará asignando energía a aquellas unidades de venta que puedan recomprar más energía.

Si sobrara energía, se empezaría por las unidades de oferta de compra asociadas al porfolio que ya tengan energía, asignando primero a aquellas unidades de oferta a las que les quede menos energía para alcanzar su potencia disponible.

Si sobrara energía, se empezaría por las unidades de oferta de compra asociadas al porfolio que aún no tienen asignada energía, asignando primero a aquellas unidades de oferta a las que les quede menos energía para alcanzar su potencia disponible.

– En todos los casos, a igual cantidad de energía restante para alcanzar su potencia disponible se asignará por orden alfabético de unidad de oferta.

– Las desagregaciones de los porfolios de venta no se tendrán en cuenta como consolidadas para las desagregaciones de los porfolios de compra.

– La energía sobrante de las desagregaciones por defecto quedará en la unidad porfolio y se incluirá en el Programa Intradiario Base de Casación Incremental Continuo (PIBCIC).

Regla 49.ª *Situaciones excepcionales en el mercado intradiario continuo.*

Son situaciones excepcionales aquéllas que determinen una imposibilidad de llevar a cabo de forma adecuada el proceso de presentación y aceptación de ofertas o los procesos de casación.

Las situaciones a que se refiere el párrafo anterior pueden ser consecuencia, a título enunciativo, de alguno o algunos de los siguientes supuestos:

a) Indisponibilidad técnica de las plataformas de contratación.

En caso de indisponibilidad técnica de la Plataforma de Contratación Continua Europea (sistema central) o de la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado (sistema local), no se dispondrá del Libro de Ofertas y por ende no será posible el envío de ofertas al sistema central para su casación. Si la indisponibilidad técnica persiste en el tiempo hasta alcanzar el momento de cierre de la negociación de un determinado contrato, el operador del mercado continuará con los procesos normales de operación contando únicamente con las transacciones válidas disponibles en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.

b) Interrupción de la contratación del mercado intradiario continuo.

El operador del mercado podrá interrumpir la contratación en su Plataforma de Negociación de forma temporal ante situaciones que puedan poner en riesgo el correcto funcionamiento del mercado. Como consecuencia de dicha interrupción las órdenes existentes en la Plataforma de Negociación podrían pasar a ser hibernadas.

En el caso de interrupciones programadas debido a tareas de mantenimiento, se procederá a la hibernación de las ordenes existentes en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.

c) Restricciones a la interacción con la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.

El operador del mercado podrá poner límites generales al número de peticiones que las aplicaciones de los agentes pueden hacer a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado en un periodo de tiempo, con la intención de prevenir situaciones que puedan poner en riesgo el correcto funcionamiento del mercado.

El operador del mercado podrá restringir el acceso a las aplicaciones de aquellos agentes de mercado que pongan en riesgo el correcto funcionamiento de la Plataforma de Negociación del Operador de Mercado.

d) Fuerza mayor.

d.1 Si ésta fuera previsible, pero inevitable, el operador del mercado suspenderá la contratación del mercado intradiario continuo, intentando en la medida de lo posible, permitir la negociación en las sesiones intradiarias de subasta. A partir de ese momento y hasta que se reanude la contratación los operadores del sistema resolverán la situación si procede, aplicando los procedimientos de operación del sistema.

d.2 Si se presentan averías en los equipos informáticos, mal funcionamiento de aplicaciones informáticas o de comunicaciones del operador del mercado o de la Plataforma de Contratación Continua Europea que impidan el correcto funcionamiento de los mismos, el operador del mercado podrá suspender la contratación, comunicando a los operadores del sistema la información disponible para que éste resuelva de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema aplicables.

49.1 Indisponibilidad de programas previos.

Si previo al inicio de cada ronda, no existieran los programas previos a su inicio, el operador del mercado podrá modificar el horario de contratación o suspender la contratación del mercado intradiario continuo hasta que se disponga de dichos programas.

Regla 50.ª *Liquidación del mercado intradiario continuo.*

50.1 Liquidación.

El operador del mercado determinará la liquidación de la energía para cada agente que participe en el mercado intradiario continuo por las ofertas de compra y de venta que hayan resultado casadas para cada contrato con alguna de sus unidades de oferta o porfolio.

Para realizar las antedichas liquidaciones, el operador del mercado practicará las correspondientes anotaciones en cuenta, en el registro que llevará a tales efectos por cada unidad de oferta o porfolio.

Los apuntes en cuenta resultantes de cada transacción se generarán tras cada uno de los instantes de sincronización que se produzcan entre la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado y el Sistema de Información del Operador del Mercado.

50.1.1 Derechos de cobro en el mercado intradiario continuo.

A cada agente, por cada oferta de venta casada a precio positivo y por cada oferta de compra casada a precio negativo en el mercado intradiario continuo, incorporada al programa resultado de la negociación y que no haya sido anulada, se anotará un derecho de cobro del mercado intradiario continuo (DCIC) igual a:

$$DCIC(d,c,t,u,r) = ENIC(d,c,t,u,r) * P(d,c,t,u,r)$$

Siendo:

d: Día negociado.
c: Contrato negociado.
t: Número de la transacción del mercado intradiario continuo.

u: Unidad de oferta o porfolio titularidad del agente o del representante en nombre y por cuenta de terceros.

r: Ronda del mercado intradiario continuo.

ENIC(d,c,t,u,r): Energía casada en la ronda r para el contrato c del día d para la transacción t, de la unidad de oferta o porfolio u.

P(d,c,t,u,r): Precio, en valor absoluto, de la transacción t casada en la ronda r para el contrato c del día d de la unidad de oferta o porfolio u.

50.1.2 Obligaciones de pago en el mercado intradiario continuo.

A cada empresa, por cada oferta de compra casada a precio positivo y por cada oferta de venta casada a precio negativo en el mercado intradiario continuo, que haya sido incorporada al programa resultado de la negociación y que no haya sido anulada, se anotará una obligación de pago del mercado intradiario continuo (OPIC) igual a:

$$OPIC(d,c,t,u,r) = ENIC(d,c,t,u,r) * P(d,c,t,u,r)$$

50.1.3 Publicación de los resultados de la liquidación del mercado intradiario continuo.

De acuerdo con las normas generales de confidencialidad establecidas en estas reglas, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado, a través de sus sistemas de información, los resultados sobre los derechos de cobro y las obligaciones de pago derivados de las transacciones casadas en el mercado intradiario continuo para el horizonte diario de programación.

50.1.4 Límite operativo para la aceptación de ofertas en el mercado intradiario continuo.

50.1.4.1 Garantías reservadas para operar en el mercado intradiario continuo.

Para operar en el mercado intradiario continuo los agentes deberán previamente indicar el volumen de garantías aportadas ante el operador del mercado que desean destinar a la negociación en el mercado intradiario continuo en cada ciclo de sincronización (GMIC). A estos efectos cada agente dispondrá de su propia cuenta de garantías en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado. Dicho montante se reducirá automáticamente del excedente de garantías de Sistema de Información del Operador del Mercado para su participación tanto en el mercado diario como en las subastas de intradiario, tal y como se indica en la Regla de «Balance de Garantías».

El volumen de garantías cedido para operar en el mercado intradiario continuo se asignará a la cuenta de garantías vinculada al agente en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado. En el caso de representación en nombre y por cuenta de terceros la cuenta de garantías a utilizar será la vinculada al agente representado.

Los agentes deberán solicitar al operador del mercado, a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, la cantidad a destinar a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, así como cualquier incremento o disminución posterior que deseen realizar sobre dicho valor.

50.1.4.2. Sincronización de garantías.

Una vez realizada la reserva de garantías, la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado llevará la cuenta de su propio balance de garantías, de manera independiente del balance de garantías de Sistema de Información del Operador del Mercado. Los agentes podrán insertar ofertas de compra y realizar compras (o ventas a precios negativos) en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, siempre y cuando la valoración de las mismas no supere el volumen de garantías disponible en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado (límite operativo).

Tras el cierre de cada ronda comienza el proceso de sincronización en el cual se inicia el traspaso al Sistema de Información del Operador del Mercado de las operaciones casadas en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado de todas las rondas cerradas que no estén sincronizadas. El instante en el que el Sistema de Información del Operador del Mercado recibe dicha información se denomina instante de sincronización.

En cada sincronización se realizarán los siguientes procesos:

1. El Sistema de Información del Operador del Mercado procederá a considerar, en el cálculo del balance de garantías, las anotaciones correspondientes a todas las transacciones realizadas en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado de todas las rondas cerradas que no estén sincronizadas. A estos efectos, se incluirán las correspondientes obligaciones de pago y derechos de cobro, considerando los impuestos que sean de aplicación y, en su caso, la cesión de derechos de cobro a terceros declarada por cada agente.

2. El Sistema de Información del Operador del Mercado indicará a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado si puede seguir disponiendo del volumen de garantías reservado por el agente, o bien si dicho valor debe ser reducido para garantizar que el saldo de garantías en el Sistema de Información del Operador del Mercado, tras incorporar las operaciones de la última sincronización con la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, siga siendo no negativo. A estos efectos, el Sistema de Información del Operador del Mercado comunicará a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado la reducción a tener en cuenta por ésta durante la siguiente ronda de negociación.

3. Finalmente, en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado se actualizará el límite operativo, considerando tanto la posible reducción de garantías en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado como la liberación de las obligaciones de pago correspondientes a las transacciones negociadas en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado de todas las rondas cerradas que no estén sincronizadas, una vez que éstas ya han sido incorporadas en Sistema de Información del Operador del Mercado.

50.1.4.3. Límite operativo.

El operador del mercado mantendrá actualizados en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado los valores del límite operativo de cada agente actualizados en todo momento, para ser considerados en la validación de las ofertas deudoras que se presenten al mercado intradiario continuo.

En cada instante, el operador del mercado calculará el límite operativo de cada agente como suma de los siguientes términos:

a) Volumen de garantías solicitado por el agente para operar en el mercado intradiario continuo.

b) Obligaciones de pago resultantes de las ofertas de compra casadas a precios positivos u ofertas de venta casadas a precios negativos durante la ronda de negociación en curso, con los impuestos que sean de aplicación (con valor negativo).

c) Valoración de las ofertas deudoras que permanezcan en el libro de ofertas del agente, con los impuestos que sean de aplicación (con valor negativo).

d) Reducción de garantías en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado comunicada por el Sistema de Información del Operador del Mercado tras la última sincronización al no existir excedente suficiente en el Sistema de Información del Operador del Mercado (con valor negativo).

e) Solicitud de reducción de garantías solicitado por el agente (con valor negativo).

f) Solicitud de incremento de garantías solicitado por el agente.

Los derechos de cobro resultantes de ofertas de venta casadas a precios positivos (o de compra a precios negativos) no se considerarán a efectos del cálculo del límite operativo, si bien se tendrán en cuenta en el balance de garantías del Sistema de Información del Operador del Mercado tras cada sincronización.

50.1.4.4. Incremento y reducción de garantías para la plataforma de negociación del operador del mercado.

Los agentes podrán solicitar aumentar o reducir el volumen de garantías cedido desde el Sistema de Información del Operador del Mercado a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado para realizar operaciones en el mercado intradiario continuo. Para ello, los agentes deberán solicitarlo al operador del mercado, a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

Dicha solicitud será validada por el operador del mercado y en caso de ser aceptada será incorporada en el cálculo del límite operativo en el siguiente instante de sincronización.

Cualquier solicitud de incremento de garantías para operar en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado será aceptada, siempre y cuando exista suficiente excedente de garantías en Sistema de Información del Operador del Mercado. En ese caso, se reducirá el excedente en el Sistema de Información del Operador del Mercado, a través del correspondiente asiento apuntado en el balance de garantías, y se considerará dicho incremento de garantías en el cálculo del límite operativo de la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado a partir del siguiente instante de sincronización del Sistema de Información del Operador del Mercado y la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.

Asimismo, cualquier solicitud de reducción de garantías para operar en el mercado intradiario continuo será validada por la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado en el siguiente instante de sincronización y, en caso de no tener comprometido dicho importe con obligaciones de pago, será aceptada procediendo a considerar dicha reducción en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado y a liberar las garantías retenidas en Sistema de Información del Operador del Mercado por dicho valor. Si no fuera posible realizar la reducción solicitada en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, por tener comprometido dicho importe para cubrir obligaciones de pago, se informará al agente de que su solicitud ha sido rechazada, no considerándose para otras sincronizaciones.

CAPÍTULO NOVENO

Programas recibidos con posterioridad a los mercados intradiarios

Regla 51.ª *Programa Horario Final posterior a cada mercado intradiario.*

A los efectos de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado se entiende por Programa Horario Final (PHF), la programación establecida por los operadores del sistema a partir de la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica durante las sesiones de subastas del mercado intradiario formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del Programa Diario Viable definitivo (PDVD) del resultado de sesiones de subastas intradiarias y del resultado de las rondas del mercado intradiario continuo realizadas hasta el momento por el operador del mercado.

A los efectos de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado se entiende por Programa Horario Final Continuo (PHFC), la programación establecida por los operadores del sistema a partir de la casación de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica durante las rondas del mercado intradiario continuo para cada periodo de programación como consecuencia del Programa Diario Viable definitivo (PDVD), del resultado de sesiones de subasta intradiarias y del resultado de las rondas del mercado intradiario continuo realizadas hasta el momento por el operador del mercado.

El Programa Horario Final (PHF) y el Programa Horario Final Continuo (PHFC) incorporarán, para cada periodo de programación, los siguientes elementos:

1. La energía eléctrica que corresponde por tramos a cada unidad de venta y adquisición cuyas ofertas de compra y venta de energía eléctrica hayan resultado incorporadas como resultado de las casaciones previas.
2. La energía eléctrica que corresponde por tramos a cada unidad de venta y adquisición cuyas ofertas de compra y venta de energía eléctrica hayan resultado casadas en el mercado intradiario continuo.
3. La energía asociada a los contratos bilaterales.

Los operadores del sistema comunicarán al operador del mercado el Programa Horario Final (PHF) y el Programa Horario Final Continuo (PHFC). El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes dicha información, así como la conversión de dicha información en unidades de oferta, y/o porfolio cuando proceda, necesaria para las validaciones y el proceso de casación.

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes el PHF y PHFC respetando la confidencialidad establecida en la Regla correspondiente.

CAPÍTULO DÉCIMO

Liquidaciones, facturación, cobros y pagos y garantías

Regla 52.ª *Características generales de la liquidación.*

En el proceso de liquidación se determinan los derechos de cobro y las obligaciones de pago resultantes de las operaciones en el mercado diario y en los mercados intradiarios, así como aquellas otras que reglamentariamente se determinen.

52.1 Elementos de la determinación del precio.

Son operaciones para la determinación del precio de la energía eléctrica de cada unidad de venta y de cada unidad de adquisición, el establecimiento de los programas de energía asignada a cada unidad de producción y adquisición que se relacionan a continuación:

– Programa diario resultante de la casación del mercado diario (PBC).
– Programa resultante de la casación del mercado intradiario de subastas (PIBCI).
– Programa resultante de la casación del mercado intradiario continuo (PIBCIC).

52.2 Liquidación.

El operador del mercado realizará una liquidación diaria para cada agente por medio de la agregación de las anotaciones horarias correspondientes a cada día, de acuerdo con las presentes reglas.

La liquidación del flujo resultado del mercado diario en la interconexión entre España y Francia y de la renta congestión que se genere en dicha interconexión se liquidará por los operadores del mercado español y sus homólogos designados en Francia, o terceras partes habilitada por éstos. El operador del mercado español será responsable de liquidar la mitad de la renta de congestión de la interconexión entre España y Francia al operador del sistema español, mientras que los operadores del mercado designados en Francia, o terceras partes habilitadas por éstos, liquidarán la otra mitad al operador del sistema francés, de acuerdo con lo establecido en cada uno de los sistemas eléctricos.

La liquidación de las transacciones transfronterizas en la interconexión entre España y Francia en el mercado intradiario continuo se liquidarán entre el operador del mercado español y sus homólogos designados en Francia, o terceras partes habilitadas por estos. A efectos de determinar la contraparte en Francia a la que liquidar cada transacción transfronteriza, se utilizará la información facilitada por la Plataforma de Contratación Continua Europea.

Cualquier diferencia económica que se pudiera producir como consecuencia de la liquidación de la energía intercambiada por aplicación del acoplamiento de mercados entre MIBEL y Francia o por incidencias que supongan descuadres de programa, se financiará con cargo a cada una de las rentas de congestión y de las subastas explícitas correspondientes al sistema eléctrico español, según corresponda.

A estos efectos, los descuadres que se pudieran producir por anulación de energías negociadas en el mercado intradiario continuo por unidades localizadas en la zona portuguesa que hubieran resultado casadas con unidades fuera del MIBEL se liquidarán a la renta de congestión de la interconexión entre España y Portugal que corresponde al sistema eléctrico español, mientras que los descuadres que se produzcan por anulación de energías negociadas por unidades localizadas en la zona española que hubieran resultado casadas con unidades fuera del MIBEL se liquidarán a la renta de congestión de la interconexión entre España y Francia que corresponde al sistema eléctrico español.

Para realizar las antedichas liquidaciones, el operador del mercado practicará las correspondientes anotaciones en cuenta en el registro que llevará a tales efectos a las siguientes unidades:

1. Unidades de oferta o porfolio de venta o adquisición de cada titular.
2. Unidades de oferta o porfolio de venta o de adquisición de cada representante cuando en la unidad se oferten energías de titulares representados en nombre propio y por cuenta ajena.

3. Unidades de oferta de cada representante con las que se oferta energía de titulares representados en nombre y por cuenta de terceros. A este efecto se considerará cada unidad de oferta asociada unívocamente a su correspondiente agente representado.

Las anotaciones practicadas a cada unidad de oferta o porfolio se liquidarán al:

– Agente titular de dicha unidad de oferta o porfolio, en el caso de agentes que acuden al mercado directamente o bien representando a otros en nombre propio y por cuenta de terceros.

– Agente representado, en los casos de las unidades de oferta dadas de alta para actuar en nombre y por cuenta de su representado.

A los agentes que participen en el mercado en virtud de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción y en virtud de su actividad como comercializador, consumidor directo en mercado o representación de estas actividades, se les liquidará por separado cada una de estas actividades.

En el caso de unidades de venta correspondientes a unidades de producción participadas por varios agentes del mercado, las anotaciones por las energías que forman parte del programa resultante de la casación del mercado diario se realizarán a cada propietario sobre la base de la asignación detallada en la Regla de «Resultado de la casación del mercado diario».

En el caso de unidades de venta correspondientes a unidades de producción participadas por varios agentes del mercado, las anotaciones por las energías que forman parte del programa resultante de la casación del mercado intradiario de subastas o del mercado intradiario continuo se realizarán a cada propietario en proporción a su porcentaje de propiedad.

Dado que el operador del mercado actúa como contraparte de cada una de las anotaciones en cuenta resultantes de la liquidación, el saldo final del operador del mercado en cada sesión del mercado diario y de los mercados intradiarios estará siempre saldado a cero, tanto en energía como en volumen económico.

Regla 53.ª *Proceso de liquidación.*

53.1 Liquidación diaria.

Efectuada la casación del mercado diario y de los mercados intradiarios, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes las anotaciones de derechos de cobro y obligaciones de pago correspondientes al programa resultante de la casación.

El día hábil posterior a cada día de contratación, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado, en los sistemas de información de éste la liquidación correspondiente a dicho horizonte diario de programación, con distinción de cada periodo de programación, así como la información sobre los derechos de cobro y obligaciones de pago derivados de la misma. Los días no hábiles se publicará la liquidación con carácter de borrador.

Tal liquidación se realizará de acuerdo con las normas recogidas en las presentes reglas y siempre que se hayan recibido las informaciones necesarias para ello.

La liquidación diaria se considerará provisional si concurre cualquiera de los siguientes motivos:

a) La existencia de reclamaciones pendientes respecto del desarrollo de alguna sesión de contratación del mercado de producción de energía eléctrica.

b) Estar abierto el plazo para recepción de reclamaciones por parte de los agentes.

c) La existencia de reclamaciones pendientes respecto de la liquidación.

d) La aparición, a posteriori, de valores erróneos en una liquidación considerada como definitiva, que no pudieron ser detectados en su momento por los agentes ni por el operador del mercado.

e) Cualquier otra causa determinante de insuficiencia o inexactitud en las informaciones necesarias para practicar la liquidación.

Expresamente, se hará constar la causa o causas que determinen la provisionalidad.

La liquidación diaria se considerará definitiva salvo que concurra alguno de los motivos a que se refieren los párrafos anteriores.

53.2 Resolución de incidencias.

Una vez el operador del mercado haya emitido la liquidación diaria, los agentes del mercado dispondrán de tres días hábiles para efectuar las reclamaciones referidas a dicha liquidación que estimen oportunas, tal y como establece el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

El operador del mercado dispondrá de tres días hábiles para resolver las reclamaciones presentadas.

Las liquidaciones diarias podrán modificarse como consecuencia de las reclamaciones planteadas por los agentes y que resultarán estimadas por el operador del mercado, o bien para incluir nuevas informaciones o modificaciones a iniciativa del operador del mercado o de los agentes del mercado una vez aceptadas por el operador del mercado.

El operador del mercado publicará una nueva liquidación de aquellos días que se hubieran modificado según lo establecido anteriormente, disponiendo los agentes de un nuevo plazo de reclamación.

Si, en razón del plazo establecido en estas reglas para efectuar la liquidación diaria existiesen reclamaciones pendientes de resolverse, dicha liquidación diaria tendrá carácter provisional.

En el caso de que el agente del mercado no resultare conforme con la resolución adoptada por el operador del mercado sobre la reclamación presentada, dispondrá de tres días hábiles para presentar una nueva reclamación sobre los mismos hechos aportando información adicional.

En tal caso y de acuerdo con lo establecido en la Regla de «Liquidación diaria», la liquidación efectuada se mantendrá, con carácter provisional, hasta la resolución firme de la reclamación.

En caso de que el agente recurriese a un organismo externo competente la resolución del operador del mercado a la reclamación, deberá informar de este hecho al operador del mercado presentando una nueva reclamación asociada al mismo expediente.

Si estando el agente disconforme con la resolución del operador del mercado a la reclamación no abre otra reclamación dentro del mismo expediente ni la presenta a organismo competente, pasado un plazo de 15 días hábiles la reclamación quedará cerrada con el estado otorgado por el operador del mercado.

En el caso de que el agente del mercado no resultare conforme con la resolución adoptada por el operador del mercado sobre la reclamación presentada, se estará a lo establecido en la disposición transitoria octava del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

En tal caso, la liquidación efectuada se mantendrá con carácter provisional hasta la resolución firme de la reclamación.

Regla 54.ª *Procedimiento de facturación de las transacciones en el mercado de electricidad.*

54.1 Agentes del mercado diario de producción a los que se les realiza la facturación.

La facturación se realizará a los agentes que participen en los mercados diario e intradiarios para el conjunto de unidades de producción y adquisición de las que sean titulares, considerando su porcentaje de participación, y por el conjunto de unidades no de su titularidad, pero a las que representan en nombre propio y por cuenta ajena.

A los agentes que participen en el mercado en virtud de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción y en virtud de su actividad como comercializador, consumidor directo en mercado o representación de estas actividades, se les facturará por separado cada una de estas actividades.

Al operador del sistema eléctrico portugués se le facturará la renta de congestión correspondiente al sistema eléctrico portugués que se haya tenido en cuenta en el proceso de separación de mercados en la interconexión entre España y Portugal.

A los operadores del mercado designados en Francia, o terceras partes habilitadas por estos, se les facturará la parte de la renta de congestión correspondiente a la interconexión entre España y Francia que les haya sido liquidada de acuerdo con las reglas de liquidación.

Al operador del sistema eléctrico español se le facturarán las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español que se hayan tenido en cuenta en el proceso de separación de mercados en las interconexiones entre España y Portugal y entre España y Francia.

54.2 Determinación de las transacciones de compra-venta en el mercado de electricidad.

La determinación de las transacciones que se producen en el mercado de electricidad entre los agentes del mercado es necesaria para que se pueda realizar la facturación de manera adecuada.

Existirá una transacción por cada venta de un agente del mercado en cada periodo de programación y en cada mercado o segmento de liquidación en la que el operador del mercado será la contraparte compradora. Asimismo, existirá una transacción por cada adquisición de un agente del mercado en cada periodo de programación y en cada mercado o segmento de liquidación en la que el operador del mercado será la contraparte vendedora.

Existirá una transacción en cada periodo de programación y en cada mercado en el que se haya liquidado renta de la congestión entre cada uno de los titulares de la misma en los términos de la legislación aplicable y el operador del mercado, que será la contraparte.

54.3 Expedición de la factura.

Las entregas de energía eléctrica asociadas al mercado de producción de energía eléctrica efectuadas por los suministradores de la energía serán documentadas por el operador del mercado mediante facturas expedidas por dicho operador como destinatario de la operación, dando así cumplimiento a la obligación de expedir factura.

Los datos relativos a la identificación del destinatario de la operación serán los correspondientes al operador del mercado y los datos del proveedor serán los del suministrador de la energía.

El operador del mercado expedirá una factura por las entregas efectuadas a cada adquirente, en la que los datos relativos a la identificación del proveedor serán los correspondientes al operador del mercado y los datos del destinatario serán los del adquirente de la energía.

54.4 Conceptos incluidos en la factura.

La factura incluirá, además de los datos del suministrador y del adquirente de energía tal como se indica en la Regla de «Expedición de la factura», los siguientes conceptos:

– Serie de factura como entidad suministradora de energía para cada agente suministrador y numeración correlativa.
– Serie de factura como entidad adquirente de energía, que será la serie del operador del mercado, con numeración correlativa.
– Fecha de expedición.
– Fecha de vencimiento.

En el caso de la factura a una entidad adquirente de energía, los siguientes datos de cabecera de factura del agente comprador, referidos a la sede de la actividad económica o del establecimiento permanente al que se suministra la energía, en caso de que se trate de un sujeto pasivo revendedor según la Directiva 2006/112/CE del Consejo, de 28 de noviembre de 2006, relativa al sistema común del impuesto sobre el valor añadido, o los datos de su establecimiento situado en el territorio en el que se consume la energía en el caso de otros sujetos pasivos:

– Razón social del agente.
– Persona a cuya atención se expide la factura.
– Código de Identificación Fiscal (CIF).
– Dirección.
– Código Postal.
– Ciudad.

– Provincia.
– País.

En el caso de la factura de una entidad suministradora de energía, como Regla general, se incluirán los mismos datos de cabecera de factura que se han comunicado para la factura como entidad adquirente. No obstante, lo anterior, los agentes que han comunicado en dichos datos un establecimiento permanente al cual se suministra la energía situado fuera del territorio español, si poseen un establecimiento permanente o domicilio fiscal en el territorio español que intervenga en las entregas de electricidad, deberán comunicar los datos anteriores referidos a dicho establecimiento para que sean utilizados en la factura de la entidad suministradora.

La factura incluirá el importe a pagar o a cobrar por las operaciones de compra o venta realizadas en el mercado de producción de energía eléctrica, que incluye la liquidación de los mercados diarios e intradiarios, así como los conceptos que reglamentariamente se determine.

El importe que por este concepto figura en la factura de la entidad suministradora coincide con el importe total de las transacciones en que el agente actúa como vendedor.

El importe que por este concepto figura en la factura de la entidad adquirente de energía coincide con el importe total de las transacciones en que el agente actúa como comprador.

La factura incluirá también las cuotas e impuestos reglamentarios, que se detallan en la Regla 53.5 de «Cuotas e impuestos aplicables».

54.5 Cuotas e impuestos aplicables.

54.5.1 Impuesto Especial sobre la Electricidad.

El Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE) debe ser satisfecho por los consumidores directos en mercado por sus compras en el mercado de producción de energía eléctrica que respondan a consumos en territorio español, así como por los agentes que reglamentariamente se determine.

Aquellos agentes del mercado a los que sea de aplicación la reducción de la base imponible del impuesto prevista en el artículo 98 de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, presentarán al operador del mercado, como contribuyente del impuesto, la información que reglamentariamente se establezca, así como la unidad física del punto de suministro que tiene derecho a dicha reducción. A las compras que se realicen a través de unidades porfolio no se les aplicará la reducción del impuesto de electricidad.

El agente será el responsable de la veracidad de la información para la correcta aplicación del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

El operador del mercado aplicará, en la facturación del mercado, la reducción del Impuesto Especial sobre la Electricidad no más tarde del tercer día hábil tras la recepción de toda la información necesaria. Cualquier modificación en los valores autorizados será comunicada al operador del mercado y surtirá efectos en los mismos plazos que la notificación anterior.

54.5.2 Impuesto del Valor Añadido.

El Impuesto del Valor Añadido (IVA) se repercutirá a los sujetos según las normas específicas que regulan las entregas de electricidad.

Los agentes del mercado comunicarán la condición en la que actúan en el mercado y los datos relativos a su establecimiento, así como cualquier variación que en ellos se produzca, que servirán de base para la determinación del régimen de tributación aplicable.

54.6 Datos de los agentes para efectuar la facturación.

Será requisito imprescindible para obtener el alta como agente del mercado haber aportado al operador del mercado, mediante el sistema establecido a tal efecto en la «Guía de Acceso al Mercado», todos los datos necesarios para que éste pueda efectuar la facturación en nombre del agente. Cualquier modificación de dichos datos deberá solicitarse a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo aceptada por éste si la solicitud es correcta. La aceptación y tramitación por el operador del mercado de la solicitud del agente se regirá por los plazos que se establecen en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».

Los cambios que se produzcan en dichos datos cuando afecten a la facturación, entre los que se incluyen los cambios de titularidad de instalaciones, no tendrán efecto sobre fechas cuya casación del mercado diario ya se hubiera producido.

54.7 Periodo de facturación.

La facturación se realizará en días hábiles para el conjunto de periodos de programación de un día cuya liquidación diaria haya sido publicada. Asimismo, tras cada casación y tras cada sincronización con la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, se publicarán los datos acumulados de la facturación diaria que tendrán la consideración de borrador.

54.8 Facturación electrónica.

Las facturas serán expedidas de forma electrónica utilizando una firma electrónica avanzada del operador del mercado basada en un certificado reconocido y creada mediante un dispositivo seguro de creación de firma.

Las facturas expedidas podrán descargarse a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, lo que garantiza, a su vez, la confidencialidad.

La factura electrónica se expedirá en formato XML siguiendo el formato estructurado de la factura electrónica Facturae, versión 3.2 o superior, y de firma electrónica conforme a la especificación XMLAdvanced Electronic Signatures (XAdES). Asimismo, se publicará el contenido de la factura en formato fácilmente legible.

Los agentes podrán comprobar, una vez recibida la factura, a través del mecanismo de verificación de firma:

• La autenticidad del origen de las facturas, es decir, que éstas han sido expedidas por el operador del mercado.
• La integridad del contenido, es decir, que no han sido modificadas.
• Que el certificado de creación de firma del operador del mercado no ha sido revocado.

El agente deberá conservar, tal y como se indica en la normativa aplicable, el fichero de la transmisión conteniendo la factura y su firma, tal y como se recibió. Asimismo, podrá conservar la factura en forma impresa en papel con las condiciones que reglamentariamente se establezcan.

El operador del mercado conservará en su base de datos los ficheros de facturación electrónica.

Se firmarán electrónicamente todo el resto de documentos que acompañen a la facturación. Los agentes podrán descargárselos a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

54.9 Facturas rectificativas.

En caso de que sea necesario realizar una nueva liquidación de un día, o por error en la factura en los supuestos recogidos en la normativa vigente, el operador del mercado expedirá factura rectificativa, en la que constará la rectificación de los datos que, en el caso de rectificación en importes y energías, serán las diferencias con los anteriores.

54.10 Obligaciones fiscales del operador del mercado relativas a la facturación.

El operador del mercado relacionará en su declaración anual de operaciones con terceras personas, en los términos previstos por el Real Decreto 1065/2007, de 27 de julio, por el que se aprueba el Reglamento General de las actuaciones y los procedimientos de gestión e inspección tributaria y de desarrollo de las normas comunes de los procedimientos de aplicación de los tributos. las operaciones realizadas por los suministradores de energía eléctrica y por los adquirentes, que hayan sido documentadas con arreglo a lo indicado en la Regla de «Expedición de la factura», indicando respecto de cada suministrador y de cada adquirente el importe total de las operaciones efectuadas durante el periodo a que se refiera la declaración, en la que se harán constar como compras las entregas de energía imputadas a cada suministrador y como ventas las adquisiciones de energía imputadas a cada adquirente.

Asimismo, el operador del mercado realizará la liquidación del Impuesto del Valor Añadido, del Impuesto Especial sobre la Electricidad y de cuantos otros impuestos y cuotas

correspondan a la facturación del mercado de electricidad, en los términos legalmente establecidos, como sujeto pasivo y contribuyente de dichos impuestos.

54.11 Obligaciones de los sujetos relativas a la facturación.

A efectos de facturación, los agentes reconocen y declaran expresamente el completo conocimiento de todas sus obligaciones en el ámbito fiscal en referencia a las actividades por las que el operador del mercado va a expedir factura en su nombre, en caso de ventas, o va a poner a su disposición la factura, en caso de adquisiciones. En particular, y sin ánimo exhaustivo, será de aplicación la normativa relativa al Impuesto del Valor Añadido y al Impuesto Especial sobre la Electricidad, sin perjuicio de otras cuotas y cargos que pudieran ser aplicables. El operador del mercado no se hace responsable en ningún caso y en modo alguno de cualquier incumplimiento por parte de los agentes de la normativa fiscal que les sea aplicable en cada momento.

Los agentes del mercado facilitarán al operador del mercado cualquier información necesaria que les sea requerida para el buen funcionamiento del sistema de facturación.

54.12 Solicitud de información relativa a facturación.

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado en su sistema de información la información estándar necesaria para sus auditorías contables con la firma electrónica avanzada del operador del mercado.

El operador del mercado cumplirá los criterios de confidencialidad previstos en las presentes reglas de manera particular para los datos de facturación, lo que impedirá el envío a los agentes de dichos datos por medios no seguros, como el fax o el correo electrónico.

Regla 55.ª *Sistema de cargos y abonos.*

55.1 Horizonte de liquidación.

Se define horizonte de liquidación L, como el conjunto de liquidaciones diarias cuyos cobros y pagos se realizan conjuntamente.

El horizonte de liquidación será, inicialmente, la semana natural, esto es, de lunes a domingo. El operador del mercado podrá modificar mediante instrucción, y previa consulta del Comité de Agentes del Mercado, este parámetro, siendo en cualquier caso el periodo mínimo de liquidación de un día.

55.2 Cobros y pagos.

55.2.1 Cobros y pagos de los agentes del mercado.

Se definen a continuación los siguientes parámetros:

N: Día de publicación de los cobros y pagos a realizar. Se define como el día hábil posterior al último día del horizonte de liquidación.

P: Día de pagos, se realizará dos días hábiles posteriores al día N. En aquellas semanas en las que coincidan tres días festivos en la plaza de Madrid de lunes a viernes, el día de pagos será el día hábil posterior al día N.

C: Día de cobros, se realizará el día posterior al día P en caso de ser día hábil, si el día posterior fuera festivo, los cobros se realizarán el mismo día P que los pagos.

Se consideran días inhábiles los sábados, domingos y los días festivos de la plaza de Madrid, así como el 24 y el 31 de diciembre. Los cobros y pagos no se llevarán a cabo en ningún caso en un día declarado inhábil por el Banco de España.

El operador del mercado publicará a los agentes el día N los cobros y pagos del horizonte de liquidación L.

Las liquidaciones diarias que se hubieran modificado como resultado de la resolución de incidencias, o por otros de los motivos recogidos en las presentes reglas, y que hubieran formado parte de un horizonte de liquidación previo, tendrán misma fecha de cobros y pagos que el horizonte de liquidación al que pertenezca el día hábil anterior al de su publicación.

Los cobros y pagos que correspondan a los agentes del mercado de acuerdo con la liquidación diaria provisional se considerarán a cuenta de la liquidación definitiva.

El operador del mercado podrá modificar mediante instrucción, y previo acuerdo del Comité de Agentes del Mercado, los parámetros N, P y C.

55.2.2 Cobros y pagos de los intercambios con el sistema eléctrico francés.

Los cobros y pagos con los operadores del mercado designados en Francia correspondientes a la liquidación del flujo en la interconexión entre España y Francia y de la renta de congestión que se genere en la misma se realizarán diariamente, de acuerdo con los procedimientos de cobros y pagos y en base al calendario de pago acordados con cada operador.

55.2.3 Costes derivados de la armonización de los ciclos de pagos.

El operador del mercado, en su función como contraparte central de los intercambios de energía con los sistemas eléctricos francés, portugués y marroquí, armonizará los desfases temporales entre los cobros y los pagos a través de la correspondiente financiación:

Los operadores del mercado, designados en España y en Francia, o terceras partes habilitadas por éstos, se harán cargo del 50 % del coste de la financiación requerida para hacer frente a los pagos entre ambos sistemas. El coste asignado al operador del mercado español se financiará con cargo a la renta de congestión correspondiente al sistema eléctrico español.

Asimismo, el coste de la financiación necesaria para cubrir el desfase entre el IVA soportado y el IVA repercutido por el operador del mercado derivado de su actuación como contraparte central de las exportaciones, importaciones e intercambios intracomunitarios en el mercado, se financiará con cargo a la renta de congestión correspondiente al sistema eléctrico español del conjunto de las interconexiones.

55.3 Características de las notas agregadas de cargo y abono.

55.3.1 Publicación de la nota agregada de cargo y abono.

El operador del mercado, el día N, publicará a los agentes del mercado que hubieren actuado como compradores o vendedores, a través de los Sistemas de Información del Operador del Mercado, y firmadas electrónicamente, las notas agregadas de cargo y abono, que indicarán el importe neto a pagar o cobrar resultante de la suma de las facturas correspondientes al mismo horizonte de liquidación así como el detalle de las facturas incluidas.

El operador del mercado publicará a los agentes del mercado su correspondiente nota agregada de cargo y abono en la que se hará constar, en su caso, lo siguiente:

– Nombre del agente.
– Fecha de vencimiento.
– Fecha y hora límite del pago.
– Cuenta del operador del mercado en la que se debe recibir el pago.
– Cuenta del agente en la que se efectuará el pago.

Asimismo, se incluirá el detalle de cada factura correspondiente a las liquidaciones diarias pertenecientes al mismo horizonte de liquidación, en concreto:

– Fecha de la liquidación diaria.
– Referencia a la factura emitida.
– Resultado de dicha factura.

Se indicará asimismo el importe total a pagar o cobrar resultado de la suma de dichas facturas.

La nota agregada de cargo y abono incluirá, asimismo, todas aquellas correcciones que pudieran surgir en el desarrollo habitual de los cobros y pagos, tales como intereses de demora o pagos en exceso, correcciones por movimientos en los saldos en efectivo que los agentes hubieran aportado, pagos anticipados, cantidades a retener de los derechos de cobro acreditados en el horizonte de liquidación previo para garantizar las obligaciones de pago del horizonte actual, o cualquier otro movimiento de efectivo que fuera necesario incluir en esta nota.

En particular el operador del mercado podrá integrar en la nota agregada de cargo y abono del mercado de cada agente el pago correspondiente a la financiación del operador del mercado que normativamente se determine. En caso de que los agentes estén representados en el mercado en nombre propio y por cuenta de terceros su obligación de pago en concepto de la retribución del operador del mercado se integrará en la nota agregada de cargo y abono de su representante minorando el cobro o aumentando el pago del mismo.

55.3.2 Nueva publicación de la nota agregada de cargo y abono.

En ciertos supuestos, que se indican a continuación, el operador del mercado, previa notificación a los agentes, publicará una segunda versión de la nota agregada de cargo y abono con posterioridad al día N. Estos supuestos son los siguientes:

▪ Si el día de pagos, tras verificarse el incumplimiento en el pago de un agente se ejecutase la cesión de derechos de cobro otorgada por un tercero, éste último vería modificado el resultado indicado en la nota agregada publicada el día N. En este caso el operador de mercado publicará una nueva nota agregada al agente cedente en la que se incluirá el resultado de la ejecución de la cesión de derechos de cobro. Si el resultado de la nota agregada fuera un cargo, el agente deberá proceder a abonarlo en la cuenta del operador del mercado inmediatamente. En caso de que el día de pagos no se haya efectuado el pago, se procederá a actuar tal como se indica en la Regla de «Régimen de impagos e intereses de demora».

▪ Si el día de pagos se produce una situación de impago, el prorrateo se llevará a cabo en proporción a las notas de abono de cada agente acreedor sin tener en cuenta, en su caso, la consolidación de las notas de cargo o abono.

Si se produce el impago de un grupo empresarial que consolide sus notas de cargo o abono, el Operador del Mercado dispondrá la ejecución de las garantías prestadas necesarias para cubrir la deuda.

Si como consecuencia del prorrateo, la nota consolidada de un grupo empresarial resulta deudora, el Operador del Mercado procederá a emitir una nueva nota de cargo que el agente deberá hacer efectiva de forma inmediata. Si no lo hiciera se procederá a actuar tal y como se indica en la Regla de «Régimen de impagos e intereses de demora».

▪ Cualquier otro motivo que obligue al operador del mercado a modificar los datos inicialmente publicados, tales como embargos sobre derechos de cobro por parte de la agencia tributaria u otros organismos.

55.4 Consolidación de cobros y pagos.

En los casos contemplados en las presentes reglas en los que se expidan dos o más facturas al mismo agente del mercado por razón de distintas actividades, considerando que estas facturas corresponden a un mismo CIF, las notas de abono o cargo agregadas podrán consolidarse en una de ellas, que será la que indique el propio agente. El operador del mercado incluirá en la nota agregada de cargo y abono de dicho agente el conjunto de notas de abono y cargo diarias emitidas al agente en el horizonte de liquidación.

Los agentes del mercado que pertenezcan a un mismo grupo empresarial podrán consolidar en una sola nota agregada de cargo o abono las notas correspondientes a todas las empresas del grupo.

El conjunto de empresas que compongan el grupo empresarial deberán enviar al operador del mercado un documento solicitando la compensación de los cobros y pagos de todas ellas, firmado por personas con poderes suficientes. En dicho documento se indicará en qué empresa se desea consolidar las notas de cargo o abono. En aquellos casos en los que la nota resulte acreedora, el pago se efectuará en la cuenta correspondiente a la empresa en la que se consoliden los pagos.

A los efectos de definir los agentes pertenecientes a un mismo grupo empresarial se estará a lo dispuesto en el artículo 42 del Código de Comercio.

55.5 Obligaciones para los agentes del mercado que resulten como compradores.

El agente del mercado deberá ingresar la cantidad que le corresponda abonar incluyendo el Impuesto sobre el Valor Añadido que esté establecido en cada momento.

Asimismo, deberá abonar cualquier otro tipo de impuesto o recargo a que resulte legalmente obligado y, en especial y en su caso, el Impuesto Especial sobre la Electricidad mencionado en la Regla de «Cuotas e impuestos aplicables». Los gastos derivados de los pagos serán por cuenta del agente.

El plazo máximo en que deberá realizarse el pago no podrá ser después de las 10 horas de la fecha de pagos P indicada en la Regla de «Cobros y pagos». El pago deberá realizarse en la cuenta designada por el operador del mercado. El operador del mercado podrá habilitar otros procesos de pago, tales como la domiciliación o el pago contra tarjeta de débito, siempre que estas soluciones garanticen la seguridad del pago.

Los agentes aceptan que todo pago emitido para cubrir las obligaciones contraídas en cada horizonte de liquidación tiene carácter irrevocable.

El comprador no se liberará de su obligación de pago sino cuando éste sea ingresado en la cuenta del operador del mercado. La cantidad adeudada, en su caso, minorará a prorrata los derechos de cobro de los vendedores, procediendo el operador del mercado a realizar la correspondiente regularización una vez saldada la deuda.

En caso de que no se haya producido un impago, la obligación de pago quedará liberada no más tarde de la hora establecida en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».

Los agentes deudores podrán efectuar un único pago a cuenta, parcial o total, previo a la emisión de la nota agregada de cargo y abono, si bien, para que éste sea tenido en consideración por el operador del mercado en la emisión de dicha nota, el agente deberá notificar a través del Sistema de Información del Operador del Mercado su realización. Una vez se compruebe que el ingreso figura en la cuenta del operador del mercado, se aceptará la notificación del agente y, se incluirá en la nota agregada de cargo y abono. En cualquier caso, las obligaciones de pago no se liberarán hasta el propio día de pagos una vez se compruebe que el ingreso ha sido realizado. La aceptación y tramitación por el operador del mercado de la notificación del agente se regirá por los plazos que se establecen en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».

Para facilitar la rápida identificación, los agentes deudores ordenantes de las transferencias bancarias deberán:

• Incluir en éstas el código de empresa-actividad que consta en la base de datos del operador del mercado.

• Realizar el pago semanal mediante una única transferencia con el fin de agilizar la conciliación bancaria (o bien en dos transferencias si el agente ha optado por realizar un pago anticipado previo a la emisión de la nota agregada de cargo y abono semanal). En caso no cumplir con dicho requerimiento el agente deberá abonar al operador del mercado 25 euros por cada transferencia adicional realizada. Dicho cargo podrá incluirse en la nota de abono o cargo.

55.6 Derechos para los agentes del mercado que resulten como vendedores.

El operador del mercado cursará instrucciones al banco o caja de ahorros en la que se mantenga la cuenta de tesorería sobre la realización de los pagos, en favor de los vendedores que hubieren participado en el mercado de producción de energía eléctrica durante el horizonte de liquidación de que se trate. El operador del mercado emitirá los pagos a los agentes acreedores en la cuenta que éstos comuniquen.

Los datos de la cuenta bancaria para cobros sólo podrán ser comunicados y modificados mediante solicitud a través del Sistema de Información del Operador del Mercado por persona con permisos suficientes, siendo aceptada por el operador del mercado si los datos de la cuenta bancaria son completos y no contienen errores. Se admitirá, si el agente lo desea, que el titular de la cuenta no sea el propio agente. La aceptación y tramitación por el operador del mercado de la solicitud del agente se regirá por los plazos que se establecen en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».

El día en que deberá realizarse el abono será el día de cobros C definido en la Regla de «Cobros y pagos» para los agentes del mercado que resulten acreedores.

El pago contra la citada cuenta de tesorería lo realizará la entidad bancaria dentro del mismo día y misma fecha valor indicado en el párrafo anterior.

Dicho pago incluirá el Impuesto sobre el Valor Añadido que el agente del mercado debe repercutir, y cualquier otro impuesto de cualquier carácter que la legislación en vigor le obligue a gestionar.

55.7 Cuenta designada por el operador del mercado para la realización de los abonos y pagos.

El operador del mercado, designará una cuenta de tesorería en una entidad financiera de ámbito nacional a los efectos establecidos en las presentes reglas.

Esta cuenta será de titularidad del operador del mercado, que únicamente podrá ordenar los cargos y abonos en dicha cuenta por las liquidaciones resultantes en el mercado de producción de energía eléctrica y la gestión de garantías, en los términos de los apartados anteriores.

El operador del mercado podrá asignar cuentas bancarias virtuales independientes a cada uno de los agentes, vinculadas a la cuenta de tesorería designada por el operador del mercado, a los efectos de facilitar la conciliación bancaria de los pagos realizados por los agentes deudores. El operador del mercado, en dicho caso, procederá a comunicar previamente a cada agente los datos identificativos de su cuenta bancaria virtual para que éstos los consideren al emitir sus pagos al operador del mercado. Este procedimiento se desarrollará mediante instrucción del operador del mercado.

55.8 Régimen de impagos e intereses de demora.

En el supuesto de impago, el comprador en el mercado de producción de energía eléctrica incumplidor vendrá obligado al pago de una penalización. Las cantidades adeudadas y no pagadas devengarán intereses de demora, a contar desde la fecha en que el pago fuera exigible sin que se haya verificado, hasta la fecha en que efectivamente se haya abonado la cantidad pendiente, tal y como se determina a continuación.

Si a las 11 horas de la fecha de pago el banco del operador del mercado no ha recibido notificación firme de la ejecución del pago emitirá un certificado, indicando el agente y el importe incumplido. Tras recibir esta notificación el operador del mercado aplicará una penalización fija a cada agente incumplidor de 300 euros y ejecutará, previa notificación al interesado, la garantía constituida, conforme se establece en la Regla 55.9 de «Criterios de actuación frente a incumplimientos»:

1. Si la ejecución de la garantía permite el cobro inmediato de la misma, el operador del mercado efectuará el conjunto de los pagos previstos.

2. Si la ejecución de la garantía no permite el cobro por el operador del mercado de la cantidad adeudada:

Se minorará a prorrata los derechos de cobro de los agentes del mercado que resulten acreedores en el horizonte de liquidación, lo que origina un préstamo al agente moroso de dichos agentes. Dicha minoración no afectará en ningún caso a la liquidación correspondiente a los operadores del mercado designados en Francia o entidad habilitada por éstos.

La cantidad adeudada devengará intereses por los días de demora al tipo EONIA más trescientos puntos básicos, con un mínimo de 200 euros, a cargo del agente moroso.

Las cantidades adeudadas se calcularán según la fórmula siguiente:

$$D = E + \max[E*i*P/360;200] + 300$$

Siendo:

D: Cantidad adeudada incluidos intereses de demora y la correspondiente penalización por incumplimiento.

E: Cantidad adeudada y no pagada, excluidos intereses de demora.

i: tipo de interés de demora.

P: Periodo de liquidación de intereses.

El tipo de interés de demora aplicable será el resultante de aplicar el tipo de interés interbancario según el tipo medio que publique diariamente el Banco de España para depósitos a un día (Euro OverNight Index Average-EONIA) más tres puntos porcentuales.

Una vez saldada la deuda, el operador del mercado procederá a la regularización de la misma, abonando la cantidad que resultó impagada más los correspondientes intereses de demora a los vendedores según lo establecido en los apartados anteriores.

Los importes correspondientes a los intereses de demora serán de aplicación siempre que el impago provoque la aplicación de prorrateos de la cantidad impagada entre los agentes acreedores y esto suponga un retraso en el cobro de estos últimos. Los prorrateos se realizarán a primera hora del día de cobros tras el proceso de retención de derechos de cobro descrito en la Regla de «Características de las notas agregadas de cargo y abono», salvo cuando los cobros y pagos se realicen el mismo día, en cuyo caso los prorrateos se realizarán como tarde a las 12h 30 de la mañana.

Con independencia de lo anterior, el comprador en el mercado de producción de energía eléctrica incumplidor será responsable de todos los daños y perjuicios causados por el retraso.

55.9 Depósito en efectivo para pagos.

El agente que lo desee, como forma alternativa al pago por transferencia bancaria, puede realizar previamente un depósito en efectivo en la cuenta bancaria designada por el operador del mercado para realizar los cobros y pagos, y solicitar que los pagos por debajo de cierto umbral se efectúen con cargo a dicho depósito.

Asimismo, el agente puede solicitar que los abonos inferiores a un determinado umbral se consideren como un ingreso en el depósito en efectivo.

55.10 Calendario de cobros y pagos.

Cada año, y tras publicarse los días festivos nacionales y de la Comunidad Autónoma de Madrid, el operador del mercado presentará a los agentes del mercado un calendario de pagos para el siguiente ejercicio, desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del siguiente año. Este calendario deberá detallar las fechas límite de comunicación de los cargos y abonos y las fechas límite de pago correspondiente a cada horizonte de liquidación. El operador del mercado se reserva el derecho de modificar estas fechas, siempre y cuando exista un preaviso de al menos un mes, si mediante instrucción, y previo acuerdo del Comité de Agentes del Mercado, se decidiera modificar el plazo de cobros y pagos semanales.

55.11 Prenda sobre derechos de cobro.

Los agentes del mercado que otorguen en prenda los derechos de cobro por sus ventas en los mercados diario e intradiarios a entidades acreedoras a través de la cuenta del mercado, podrán notificarlo al operador del mercado, que lo tendrá en consideración siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- La solicitud de cuenta en prenda se efectuará por persona autorizada del agente o su representante a través del Sistema de Información del Operador del Mercado sobre la cuenta que el agente tiene dada de alta en el mercado.
- La solicitud deberá ir acompañada de envío de documento al efecto según el modelo que publique el operador del mercado, y deberá ser firmado por apoderado del agente y por apoderado del acreedor pignoraticio.

El establecimiento de prenda sobre la cuenta bancaria del agente tendrá para el operador del mercado dos efectos:

1. La posterior modificación de los datos de la cuenta bancaria requerirá la solicitud por persona autorizada del agente o su representante a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo aceptada si se recibe en el operador del mercado documento al efecto, según el modelo que publique este operador, firmado por apoderado del agente y por apoderado del acreedor pignoraticio.
2. La retirada de prenda sobre la cuenta bancaria requerirá la solicitud por persona autorizada del agente o su representante a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo aceptada si se recibe en el operador del mercado documento al efecto, según el modelo que publique este operador, firmado por apoderado del agente y por apoderado del acreedor pignoraticio.

La aceptación de cuenta en prenda no supone para el operador del mercado obligación de abono en dicha cuenta del saldo acreedor del agente, en su caso, por las ventas en el mercado, sino que prevalecerán las reglas relativas a la representación, de tal modo que los abonos por las ventas del agente en el mercado a través de un representante que actúa en nombre propio y por cuenta del agente se efectuarán en la cuenta del representante.

El operador del mercado queda eximido en el momento de su recepción y posteriormente, de cualquier responsabilidad respecto de comunicaciones de prendas que resulten improcedentes, entre otras consideraciones y a título enunciativo, debido a que en dicho momento el deudor pignoraticio no sea agente del mercado o esté representado por un agente del mercado en nombre propio.

Regla 56.ª *Procedimiento relativo a la prestación de garantías a favor del operador del mercado.*

56.1 Constitución de garantías.

Los agentes del mercado que puedan resultar deudores como resultado de sus operaciones de compra en el mercado de producción de energía eléctrica, deberán prestar al operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas derivadas de sus transacciones, de tal modo que se garantice a los acreedores el cobro íntegro de la energía eléctrica suministrada, al precio de la misma así como los demás conceptos incluidos en la Regla de «Cuotas e impuestos aplicables», y como máximo en el siguiente día que se produzca la liquidación del periodo correspondiente.

La falta de prestación de esta garantía, su falta de aceptación por el operador del mercado por considerarla insuficiente o inadecuada, o su falta de mantenimiento y actualización, impedirán al agente del mercado intervenir en el mercado de producción.

56.2 Sujetos que deben prestar garantías en el mercado.

El titular de las garantías deberá ser el propio agente, si acude al mercado en nombre y por cuenta propia.

Si el agente está representado por un sujeto que actúa en nombre y por cuenta del agente, el titular de las garantías habrá de ser el propio agente a todos los efectos.

Si el agente está representado por un sujeto que actúa en nombre propio y por cuenta del agente, el titular de las garantías habrá de ser el representante a todos los efectos.

56.3 Mantenimiento de garantías.

El operador del mercado liberará la garantía que preste el agente en el mercado de producción siempre que haya cumplido todas las obligaciones derivadas de su participación en el mismo.

56.4 Cobertura de las garantías.

La garantía que debe prestar cada agente responderá, sin limitación alguna, conforme a lo establecido en las presentes reglas, de las obligaciones que asuma en virtud de sus adquisiciones de energía eléctrica en el mercado de producción, así como de cualquier otra obligación ante el operador del mercado en relación con su actuación en el mercado.

La garantía prestada deberá responder también de cuantos impuestos vigentes y cuotas fueran exigibles a los agentes en el momento del pago por sus adquisiciones en el mercado de producción de energía eléctrica.

Esta garantía no responderá de obligaciones contraídas con clientes, personas o entidades distintas de los agentes que actúen como vendedores en el mercado de producción. En particular, no responderá de los pagos que deban efectuarse por la liquidación de los peajes y por los pagos correspondientes a los contratos bilaterales físicos que se concluyan al margen del citado mercado de producción.

56.5 Tipos de garantías.

Los agentes del mercado, si desean participar en los mercados, deberán presentar:

• Una garantía de operación para cubrir el valor de las ofertas de compra de las unidades de las que el agente es titular, siempre que la oferta la realice directamente el titular o su

representante en nombre y por cuenta ajena, y el valor de las ofertas de compra de las unidades a las que represente en nombre propio.

La insuficiencia de esta garantía impedirá al agente participar en el proceso de casación correspondiente.

Asimismo, los agentes del mercado están obligados a prestar las siguientes garantías:

• Una garantía de crédito que responderá de las obligaciones de pago devengadas y no pagadas. Esta garantía de crédito no será fijada «a priori» por el operador del mercado sino que se calculará una vez se conozca el resultado de la liquidación. Los agentes que hayan aportado una garantía de operación que haya permitido la casación de su oferta, tendrán cubierta la garantía de crédito requerida como resultado de la liquidación de dicha transacción mediante la conversión automática en garantía de crédito de la parte de garantía de operación que resulte necesaria.

• Una garantía complementaria, exigible a los agentes en aquellos supuestos en que, previa consulta al Comité de Agentes del Mercado, el operador del mercado lo considere necesario, bien por existir un riesgo superior a la cobertura de la garantía de operación, bien por otras circunstancias especiales que justifiquen objetivamente la exigencia de garantías complementarias.

A este respecto, el operador del mercado podrá solicitar a una compañía de «rating» la calificación del riesgo del agente que actúe como comprador a efectos de justificar objetivamente la exigencia de una garantía complementaria con coste repercutible al agente afectado.

El Comité de Agentes del Mercado podrá solicitar en cualquier momento que se le informe de las garantías exigibles a un agente y de las garantías aportadas.

56.6 Formalización de las garantías.

56.6.1 Instrumentos de formalización de garantías.

La formalización de las garantías deberá realizarse a favor del operador del mercado mediante los siguientes instrumentos:

a) Depósitos en efectivo en la cuenta designada por el operador del mercado para la realización de los cobros y pagos, según se establece en la Regla de «Cuenta designada por el Operador del Mercado para la realización de los abonos y pagos».

El depósito en efectivo se tramitará como una transferencia a la citada cuenta.

b) Aval de carácter solidario prestado por banco, caja de ahorros o cooperativa de crédito residente en España o sucursal en España de entidad no residente, que no pertenezca al grupo de la avalada o afianzada, a favor del operador del mercado, y depositado en la entidad bancaria, en que el avalista o fiador reconozca que su obligación de pago en virtud del mismo es a primer requerimiento, totalmente abstracta, sin que el avalista o fiador puedan oponer excepción alguna para evitar el pago al operador del mercado y, en especial, ninguna dimanante de las relaciones subyacentes entre el avalista o fiador y el avalado o afianzado.

El pago con cargo a la garantía ejecutada deberá efectuarse de tal forma que el operador del mercado pueda hacerla efectiva a primer requerimiento y en el plazo máximo de un día hábil en la plaza de Madrid siguiente al momento en que requiera el pago del avalista.

c) Autorización irrevocable de utilización, hasta el importe máximo de obligaciones de pago contraídas en el periodo a liquidar, de una o varias líneas de crédito suscritas por el comprador de energía de una entidad residente en España o sucursal en España de entidad no residente. Las líneas de crédito contempladas en el presente apartado, tendrán carácter finalista debiendo ser utilizadas exclusivamente como líneas de pago o de cobertura en garantía de obligaciones contraídas en virtud de sus obligaciones de pago en el mercado de producción, debiendo tener un importe mínimo disponible en cada momento equivalente a la garantía de crédito y, en su caso, al importe adicional correspondiente a la garantía complementaria.

d) Cesión de los futuros derechos de cobro pendientes de pago del mercado de producción, que el agente que resulte acreedor como resultado de sus ventas de energía eléctrica haga en favor de los agentes deudores. La cantidad reconocida y, por tanto, válida

para formalizar las garantías exigidas, será el valor que se establece en la Regla de «Cálculo de los derechos de cobro reconocidos que se pueden ceder a terceros».

Todo agente, por defecto, se cederá a sí mismo sus derechos de cobro. En el caso de que desee cederlos a terceros, deberá presentar ante el operador del mercado documento al efecto cuyo modelo se encontrará disponible en la «Guía de Acceso al Mercado».

Toda cesión de derechos de cobro llevará implícita la autorización del agente cedente de la retención de derechos de cobro acreditados en un horizonte de liquidación, si fuera necesario, como garantía de las obligaciones de pago del horizonte siguiente hasta la hora establecida en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes» para la consideración del saldo neto acreedor en el balance de garantías a los efectos de la Regla de «Balance de garantías». Dichas cantidades retenidas se convertirán en una garantía en efectivo del agente receptor el día de cobros. Asimismo, los derechos de cobro de un agente en el mercado diario del primer día del horizonte se consideran válidos como garantía de las compras de todos los mercados intradiarios que afecten a días del horizonte anterior cuyas sesiones tengan lugar con posterioridad.

En caso de que un agente ceda derechos de cobro a terceros, deberá indicar el porcentaje de los mismos que asigna a cada receptor a través del Sistema de Información del Operador del Mercado. En tal caso el propio agente deberá indicar qué porcentaje de sus derechos de cobro destina para sí mismo. Los cambios que se produzcan en dichos porcentajes no tendrán efecto sobre fechas cuya casación del mercado diario ya se hubiera producido.

e) Certificado de Seguro de Caución solidario prestado por entidad aseguradora residente en España o sucursal en España de entidad no residente, autorizada por la Dirección General de Seguros y que no pertenezca al grupo del tomador del seguro, a favor del operador del mercado, como asegurado, en que el asegurador reconozca que su obligación de pago en virtud del mismo es a primer requerimiento, totalmente abstracta, sin que el asegurador pueda oponer excepción alguna para evitar el pago al operador del mercado y, en especial, ninguna dimanante de las relaciones subyacentes entre el asegurador y el tomador del seguro. En particular, la falta de pago de la prima no dará derecho a la aseguradora a resolver el contrato ni este quedará extinguido, ni la cobertura de la aseguradora suspendida, ni ésta liberada de su obligación caso de que se produzca le incumplimiento en el pago por parte del tomador del seguro.

Los modelos válidos de aval, certificado de seguro de caución, línea de crédito y cesión de derechos de cobro se encontrarán disponibles en la «Guía de Acceso al Mercado». El operador del mercado no admitirá ninguna modificación al texto de los mismos.

El operador del mercado rechazará garantías o incrementos de las mismas cuyo importe sea inferior a 1.000 euros.

El pago con cargo a la garantía ejecutada deberá efectuarse de tal forma que el operador del mercado pueda hacerla efectiva a primer requerimiento y en el plazo máximo de un día hábil, en la plaza de Madrid, siguiente al momento en que requiera el pago del asegurador.

El operador del mercado establecerá un método de formalización y comunicación de las garantías por medios electrónicos. El operador del mercado publicará la instrucción con el detalle del método de formalización admitido y el plazo para su implantación, que no será inferior a seis meses desde la fecha de publicación de dicha instrucción.

Aun en el caso de ejecutar garantías, el operador del mercado dispondrá siempre del resto de la garantía debidamente formalizada para cubrir las obligaciones de pago devengadas y cuya liquidación aún no se haya efectuado.

A estos efectos, en la ejecución de garantías documentales, el operador del mercado conservará siempre el original de las garantías presentadas, que podrá ser reducido en su importe por el avalista en la parte de las garantías que haya sido ejecutada.

El operador del mercado podrá imponer condiciones adicionales en la formalización de avales, líneas de crédito o seguros de caución si la entidad bancaria avalista o, en su caso, la entidad aseguradora no alcanza una calificación crediticia (rating) mínima - otorgada por al menos una de las siguientes agencias de calificación, Standard&Poors, Moody's, Fitch o DBRS - equivalente a la correspondiente otorgada por la misma agencia de calificación a la

deuda del Reino de España, vigente en cada momento, menos un nivel. En el caso de entidades aseguradoras se considerará también la agencia de calificación A.M. Best.

La calificación crediticia podrá estar por debajo de la de la deuda del Reino de España menos un nivel siempre que como mínimo tenga una calificación «investment grade» otorgada por la misma agencia de calificación.

Las condiciones adicionales se desarrollarán mediante instrucción del operador del mercado.

En relación con los avales, líneas de crédito o seguros de caución prestados ante el operador del mercado que no cumplan con la condición anterior, o bien aquellos que dejen de cumplirla por una rebaja sobrevenida de su calificación, el operador del mercado podrá requerir, en su caso, a cada uno de los agentes que hayan formalizado dicha garantía, por medio que deje constancia fehaciente, su sustitución por otra garantía válida o el cumplimento de las condiciones adicionales sobre la base del siguiente criterio:

• Garantías por debajo de la calificación crediticia de la deuda del Reino de España menos dos niveles o sin calificación crediticia: deberá ser sustituido en 10 días hábiles.

• Garantías con la calificación crediticia de la deuda del Reino de España menos dos niveles: deberá ser sustituido en el plazo de dos meses.

Cualquier modificación de una garantía ya prestada ante el operador del mercado se considerará como nueva a efectos de aplicación de esta regla.

El Operador del Mercado se reserva el derecho a rechazar nuevas garantías de entidades que, en caso de haber sido requeridas por el operador del mercado, no hubieran cumplido con los términos y condiciones establecidos en estas reglas.

El operador del mercado podrá establecer un cargo a los agentes que superen un número de movimientos de garantías en efectivo por periodo de tiempo. Dicho cargo podrá incluirse en la nota de abono o cargo. Se aplicará una tarifa del 0,1%, con un mínimo de 25 euros, a cada movimiento de garantía (ingreso o devolución) que supere, o bien el cuarto movimiento en cada mes natural, o bien el sexto en los últimos dos meses.

56.6.2 Periodo de vigencia de las garantías.

El operador del mercado liberará la garantía que preste el agente en el mercado de producción en el momento en que éste lo solicite, siempre que haya cumplido todas las obligaciones derivadas de su participación en el mercado.

Los agentes deberán sustituir sus garantías formalizadas cuando estén próximas a su expiración siempre que dichas garantías estén siendo utilizadas como garantía de crédito. En caso contrario se actuará según se establece en la Regla de «Criterios de actuación frente a los incumplimientos».

A efectos del cumplimiento de las obligaciones de constitución de garantías ante el operador del mercado mencionada en el párrafo anterior, la garantía constituida produce efectos desde su aceptación por el operador del mercado hasta el quinto día hábil anterior a la fecha de expiración de la garantía, sin perjuicio de que se mantengan todos los derechos y facultades del operador del mercado hasta la mencionada fecha de expiración.

56.6.3 Comunicación de alta, baja o modificación de garantías.

Los agentes solicitarán al operador del mercado, a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, cualquier alteración de sus garantías, tanto si son en efectivo, como si lo son a través de cualquier documento bancario o de entidad aseguradora.

En caso de alta o modificación al alza, el operador del mercado procederá a su aceptación una vez verificado que los datos de la solicitud coinciden con las garantías efectivamente aportadas por el agente.

En caso de solicitud de devolución o modificación a la baja, sólo se aceptará si dicha garantía es excedentaria. El operador del mercado procederá a tramitar la misma una vez se haya aceptado la solicitud.

Es condición imprescindible para la aceptación de cualquier ingreso, modificación o devolución de las garantías prestadas ante el operador del mercado que la correspondiente solicitud sea formulada a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

La aceptación y tramitación por el operador del mercado de la solicitud del agente se regirá por los plazos que se establecen en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».

56.7 Régimen de determinación del importe de las garantías y método de su constitución.

56.7.1 Información de garantías puesta a disposición de los Agentes.

Para que los agentes conozcan en todo momento el importe de las garantías de crédito que en cada momento correspondan, y puedan estimar si disponen de suficientes garantías de operación para sus adquisiciones en el mercado, así como la vigencia de sus garantías, el operador del mercado, pondrá a disposición de los agentes a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, la siguiente información permanentemente actualizada:

a) Balance de garantías, o garantía de operación, para las siguientes sesiones de mercado con la mejor información disponible hasta el momento.
b) Parámetros para estimación de la cobertura de sus ofertas. Este valor es orientativo y no supone responsabilidad alguna del operador del mercado respecto de la suficiencia o no de garantías de operación del agente.
c) Fecha de caducidad de las garantías formalizadas.

56.7.2 Balance de garantías.

El operador del mercado dispondrá del balance de garantías de cada agente actualizado en todo momento, como garantía de operación para ser considerado en las siguientes sesiones de casación de cada mercado, tanto en el momento de la inserción de ofertas como en las verificaciones previas a la casación.
El balance de garantías de un agente en un momento determinado se formará como suma de los siguientes asientos:

a) Garantías presentadas y aceptadas por el operador del mercado.
b) Facturas diarias de adquisición o, en su defecto, borradores (con valor negativo), acumuladas del agente en el horizonte actual o en el siguiente.
c) Derechos de cobro del propio agente no cedidos a terceros o bien recibidos de un tercero cedente, como resultado de las facturas de venta o, en su defecto, borradores, acumulados en el horizonte actual o en el siguiente.
d) Saldo neto deudor (con valor negativo) de los derechos de cobro propios no cedidos o recibidos de terceros y de las obligaciones de pago acumulados, como resultado de las facturas en el horizonte anterior hasta que el pago se considere efectuado.
e) Saldo neto acreedor (con valor positivo) de los derechos de cobro propios no cedidos o recibidos de terceros y de las obligaciones de pago, como resultado de las facturas en el horizonte anterior hasta la hora máxima para su consideración, que será la hora del día de emisión de la nota de abono o cargo que se establezca en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».
f) Cobros (con valor positivo) retenidos al agente del horizonte previo para cubrir obligaciones de pago del horizonte actual del agente al que se los cede hasta que dichos cobros se conviertan en una garantía en efectivo del agente beneficiario de los mismos el día de cobros.
g) Anotaciones, con signo negativo, por el valor de las ofertas de compra incorporadas al proceso de casación del mercado diario o de alguna sesión de subasta del mercado intradiario en tanto dicho mercado no se liquide, según se establece en las Reglas de «Elementos básicos del procedimiento de casación del mercado diario» y de «Verificación del cumplimento de garantías».
h) Importe de garantías reservado a la negociación en el mercado intradiario continuo, con signo negativo, incluyendo la reducción practicada en caso de que no existiese excedente suficiente.
i) Importe de transacciones de adquisición y venta en el mercado intradiario continuo tras cada sincronización y en tanto no se incluyan en las facturas o borradores.

Los asientos que tengan origen en solicitudes de los agentes a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, se aceptarán y tramitarán según los plazos establecidos en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».

Los asientos de los puntos b) y c) se anotarán tan pronto como se realice la facturación tras cada casación de una sesión de mercado y tras cada sincronización con la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.

A efecto de balance de garantías, la liberación de la garantía por el pago efectuado se realizará de acuerdo con lo establecido en la Regla de «Obligaciones para los agentes del mercado que resulten como compradores».

Los asientos de retención del cobro, en su caso, se anotarán en la hora del día de emisión de la nota de abono o cargo que se establezca en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes» para la consideración del saldo acreedor del punto e).

56.7.3 Determinación de las garantías.

56.7.3.1. Garantías de operación y de crédito.

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes en su sistema informático un simulador de las garantías de operación y de crédito que el sujeto podría necesitar en función de su actividad prevista en el mercado y de los precios recientes. Dicho valor será considerado una estimación siendo responsabilidad del agente el disponer de las garantías apropiadas.

Dicha simulación permitirá, a los sujetos que lo deseen, formalizar dicho importe como garantía con antelación a su participación en el mercado, y sólo si dicho importe se tornase insuficiente para cubrir las garantías de operación necesarias para sus ofertas, deberían aportar garantías adicionales.

El criterio para realizar dicha estimación será el siguiente:

Sea:

CAdn= Previsión de compras en el mercado diario en N días con unidades de adquisición.

VPdn = Previsión de ventas en el mercado diario en N días con unidades de producción.

CAin = Previsión de compras en el mercado intradiario en N días con unidades de adquisición. Esta previsión debe tener en cuenta los desajustes respecto del PDBF.

VAin = Previsión de ventas en el mercado intradiario en N días con unidades de adquisición. Esta previsión debe tener en cuenta los desajustes respecto del PDBF.

CPin = Previsión de compras en el mercado intradiario en N días con unidades de producción. Esta previsión debe tener en cuenta el posible fallo de las instalaciones, los desajustes respecto del PDBF.

VPin = Previsión de ventas en el mercado intradiario en N días con unidades de producción. Esta previsión debe tener en cuenta los desajustes respecto del PDBF.

N = nº de días comprendidos en el horizonte de liquidación más los días adicionales hasta el pago más 1 día.

Pd = Precio medio aritmético del mercado diario en los 30 días anteriores al día de cálculo.

Pi = Precio medio aritmético del mercado intradiario en los 30 días anteriores al día de cálculo.

IEE = Impuesto de la electricidad, en valor unitario. Se aplicará a la empresa facturada según las normas establecidas, que se detallan en la Regla de «Impuesto Especial sobre la Electricidad».

IVA = Impuesto del Valor Añadido, en valor unitario. Se aplicará a la empresa facturada según las normas establecidas, que se detallan en la Regla de «Impuesto del Valor Añadido».

GC = Garantía de crédito.

GMIC = Volumen de garantía destinado a la negociación en el mercado intradiario continuo en cada ciclo de sincronización.

Se calcula el valor:

$$PA = (CAdn * Pd + (CAin + CPin) * Pi)*(IEE +1) * (1 + IVA) + GMIC.$$

PV = (VPdn * Pd + (VAin + VPin) * Pi)*(IEE +1) * (1 + IVA).

La estimación de garantías de crédito máximas del agente será.

GC= PA,

y si se cede sus derechos de cobro a sí mismo, será:

GC = Max(PA-PV, 0).

Pins = Precio máximo al que el agente espera ofertar sus compras.

Eofn = Energía máxima de compra que el agente espera ofertar para las sesiones de mercado diario o intradiario de un día.

GO = Garantía de operación.

Las garantías de operación del agente serán:

GO = Eofn * Pins * (IEE + 1) * (1 + IVA).

El total de garantías será GC+GO.

56.7.4 Cesión de derechos de cobro.

Los agentes del mercado podrán efectuar la cesión de sus derechos de cobro del mercado de producción como garantía de las obligaciones de pago de cualquier agente del mercado tal y como se establece en la Regla de «Formalización de garantías».

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes en su sistema informático un simulador de derechos de cobro cedibles del sujeto en función de su actividad prevista en el mercado y de los precios recientes. Dicho valor será considerado una estimación que no compromete al operador del mercado respecto de su veracidad.

Dicha simulación permitirá, a los propios agentes, y a aquellos a favor de los cuales se haya formalizado documento de cesión de derechos de cobro, estimar las garantías a aportar descontando dicho importe.

El derecho de cobro estimado para el agente será el valor PV calculado en la Regla de «Garantías de operación y de crédito».

56.7.4.1. Cálculo de los derechos de cobro reconocidos que se pueden ceder a terceros.

Los derechos de cobro que un agente del mercado puede ceder a otro agente y que se considerarán válidos para la constitución de garantías serán los que consten en las facturas de venta o borradores de las mismas que aún no hayan sido incluidos en la nota de abono o cargo del correspondiente horizonte de liquidación.

En el balance de las garantías se tendrán en cuenta los derechos de cobro resultantes de las liquidaciones del mercado de producción de un agente como instrumento válido y eficaz de garantía de un tercero.

56.8 Gestión de las garantías.

El operador del mercado será el responsable de la gestión de las garantías prestadas, en interés de los agentes del mercado tanto a efectos de supervisar las obligaciones de constitución y mantenimiento de las garantías actualizadas, como de la gestión patrimonial ordinaria a que diera lugar o, en su caso, de la disposición de los importes necesarios para hacer frente a las obligaciones garantizadas. El operador del mercado deberá llevar un registro en el que se incluirán, en epígrafes separados, los derechos y obligaciones relacionados con las citadas garantías.

56.9 Criterios de actuación frente a los incumplimientos.

Se consideran los siguientes tipos de incumplimiento:

1. Incumplimiento por demora en el pago.

En caso de que algún agente del mercado de producción de energía eléctrica incumpliera, en todo o en parte, cualquiera de sus obligaciones de pago derivadas de las transacciones llevadas a cabo en el mercado de producción de energía eléctrica, el operador del mercado ejecutará con la máxima diligencia y con la mayor brevedad las garantías

constituidas, a fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones del agente del mercado incumplidor.

Asimismo, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 86 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, si el agente incumplidor es un consumidor directo en mercado, el operador del mercado comunicará inmediatamente dicho incumplimiento, al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Incumplimiento en el mantenimiento de los instrumentos de garantías.

En el caso de que transcurrido el quinto día hábil anterior a la fecha de expiración de la garantía ésta no hubiese sido sustituida por una garantía con vigencia superior a los cinco días hábiles siguientes, se ejecutará el importe necesario para cubrir los requerimientos pendientes.

En relación con los avales, líneas de crédito o seguros de caución prestados ante el operador del mercado que no cumplan con los requisitos establecidos, o bien aquellos que dejen de cumplirlos por una rebaja sobrevenida de su calificación, el operador del mercado requerirá su sustitución por otra garantía válida en el plazo de diez días hábiles.

Si la entidad avalista o aseguradora fuese declarada en suspensión de pagos o quiebra, o hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad, el obligado a prestar garantía deberá sustituir dicha garantía por otra, de la misma modalidad o de otra de las recogidas en este punto, dentro de los siete días hábiles siguientes a la fecha en que se produzca el cambio en la situación de la entidad avalista o aseguradora.

Si transcurrido el plazo establecido en los dos párrafos anteriores, las garantías no se hubieran sustituido, se ejecutarán en la cantidad necesaria para cubrir los requerimientos de garantías del incumplidor.

La ejecución de la garantía por cualquiera de los motivos recogidos en este punto conllevará el pago de una penalización del 0.01 % de la cantidad ejecutada, con un mínimo de 300 euros, que se abonará al operador del mercado. Dichos valores podrán modificarse mediante instrucción del operador del mercado.

56.10 Impago no cubierto por garantías.

En el supuesto de que se produzca el incumplimiento de las obligaciones de pago por parte de un agente de conformidad con lo dispuesto en la Regla de «Régimen de impagos e intereses de demora», cuarto párrafo, y no resulte cubierto por las garantías prestadas por el mismo, el operador del mercado informará a los agentes afectados del agente incumplidor y de la cantidad repercutida a cada uno de ellos, que se calculará repartiendo a prorrata la cantidad adeudada entre los derechos de cobro de los agentes que han resultado acreedores en el horizonte de liquidación y se dirigirá contra él judicialmente o por cualquier otro medio admitido por el ordenamiento jurídico, en nombre y representación de los agentes afectados. El incumplidor quedará obligado a pagar los descubiertos, con sus intereses, y todos los daños y perjuicios causados a los agentes afectados por tal incumplimiento.

56.11 Falta de constitución o falta de actualización de las garantías.

La falta de constitución, de reposición o de actualización por parte de cualquier agente en el mercado de producción de energía eléctrica de cualquiera de las garantías previstas en estas reglas, se entenderá como una orden de liquidación de todas las transacciones en que haya intervenido el mismo, a todos los efectos, por lo que el operador del mercado procederá a cerrar en el mercado las transacciones efectuadas en que haya intervenido el incumplidor.

CAPÍTULO UNDÉCIMO

Reglas finales

Regla 57.ª *Descripción de la secuencia, horarios e intercambios de información de las sesiones de contratación.*

57.1 Secuencia de operaciones del mercado diario.

A continuación, se establece la secuencia de las operaciones del mercado diario, donde las horas indicadas corresponden a la Hora Central Europea (CET).

a) Antes de las 10:30 horas, el operador del sistema español habrá puesto a disposición del operador de mercado las nominaciones notificadas de uso de derechos de capacidad en la frontera con el sistema eléctrico francés previas a la subasta diaria de los derechos físicos de capacidad, a tener en cuenta por el operador del mercado en el proceso de validación de ofertas.

b) Antes de las 10:30, el operador del sistema español habrá puesto a disposición del operador de mercado las asignaciones de la subasta diaria en la interconexión con el sistema eléctrico francés de los derechos físicos de capacidad a tener en cuenta por el operador del mercado en el proceso de validación de ofertas, en caso de que dichas subastas explícitas diarias se celebren.

c) Antes de las 10:30 horas, los operadores del sistema habrán puesto a disposición del operador del mercado la información sobre:

– La mejor previsión de la demanda, referida a meses completos y publicada en los primeros quince días del mes anterior a aquél al que se refiere la previsión.

– La situación de la red de transporte y las indisponibilidades parciales o totales de las unidades de producción o adquisición de energía eléctrica.

– La capacidad máxima de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales, con un horizonte semanal, con valores horarios.

– La capacidad disponible de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales, para el día siguiente, para su consideración en el proceso de casación del mercado diario.

– Las ejecuciones de contratos bilaterales nacionales con entrega física o con unidades de programación genérica, de que dispongan, para poder validar correctamente los máximos disponibles de unidades de oferta.

Esta información se pondrá a disposición de los agentes del mercado en lo que afecte a sus unidades de venta y adquisición.

La información sobre indisponibilidades podrá ser actualizada posteriormente, en cualquier momento, hasta el instante de cierre de aceptación de ofertas del mercado diario, en caso de existir modificaciones en los datos.

La información sobre capacidad en las interconexiones internacionales podrá ser actualizada posteriormente, en cualquier momento hasta las 11:40 horas para su consideración en el mercado diario, en caso de existir modificaciones en los datos.

d) Antes de las 10:30 el operador del sistema español pondrá a disposición del operador del mercado la información sobre:

– Las ejecuciones de contratos bilaterales a través de las fronteras internacionales del sistema ibérico con sistemas externos, de que disponga, previo acuerdo entre los operadores del sistema implicados.

e) Los agentes podrán reclamar el resultado de la validación de las ofertas de compra y de venta hasta cinco (5) minutos después del cierre de la aceptación de ofertas para la sesión correspondiente.

f) El operador del mercado realizará el análisis de las reclamaciones presentadas al proceso de validación a la recepción de las ofertas y solución de las mismas, en caso de que la reclamación sea atendible, y pueda subsanarse en tiempo útil.

g) A las 12:00 horas, el operador del mercado cerrará el periodo de recepción y validación de las ofertas de compra y de venta realizadas por los agentes del mercado para el mercado diario.

h) A partir de las 12:00 horas, y una vez realizado el análisis de las reclamaciones presentadas al proceso de validación de ofertas, se procederá a iniciar el proceso de la casación, salvo que se determine en el mencionado proceso de análisis que es preciso prolongar el periodo de aceptación de ofertas por alguna causa justificada.

i) Durante el proceso de preparación de ofertas para la casación, se realizarán las validaciones definidas en las presentes reglas, incluyendo la comprobación de la existencia de garantías que respalden económicamente cada oferta presentada. En caso de no ser superadas las mencionadas validaciones, se procederá a la anulación de la oferta correspondiente, que no será a partir de entonces considerada en el proceso de casación.

j) Una vez efectuadas las validaciones anteriores, se ejecutará la casación de las ofertas presentadas con el algoritmo Euphemia.

k) Antes de las 13:00 horas, el operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema y de los agentes el resultado provisional del proceso de casación con la confidencialidad correspondiente. Simultáneamente se pondrá a disposición de los agentes la información correspondiente a sus unidades de venta y adquisición.

l) Los agentes del mercado dispondrán de diez (10) minutos a partir de la puesta a disposición del resultado provisional del proceso de casación por el operador del mercado para formular reclamaciones a éste, que se tramitarán según el procedimiento establecido. El operador del mercado, durante este periodo de tiempo podrá plantear las incidencias que, a su juicio, hayan ocurrido en el proceso. Igualmente, los operadores del sistema podrán plantear, antes de transcurridos 10 minutos desde la puesta a disposición de los operadores del sistema del resultado provisional del proceso de casación, la existencia de una de las incidencias establecidas por los operadores del mercado al resultado de la casación.

m) Antes de las 13:00 horas, en caso de haber sido confirmados los resultados de la casación del mercado diario por todos los operadores del mercado, estos serán firmes.

n) El operador del mercado diario pondrá a disposición del operador del mercado a plazo antes de las 14:00 horas de cada día los precios y los volúmenes de contratación negociados en cada hora en el mercado diario para el día siguiente, así como el resultado del proceso de entrega física.

o) Antes de las 14:00 horas el operador del mercado comunicará a los agentes, en su caso, la existencia de alguna reclamación pendiente de resolución, o alguna incidencia planteada por el operador del mercado, que pueda provocar la repetición de la casación. En este caso el horario de la secuencia podrá ser alterado según lo especificado en la Regla de «Alteraciones al horario».

p) Antes de las 13:30 horas, una vez realizado el proceso de incorporación de las energías declaradas por los agentes como contratos bilaterales a los operadores del sistema, éstos comunicarán al operador del mercado el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

q) En el caso de que fuera necesario repetir el proceso de casación, por las razones indicadas en puntos anteriores, y que, a consecuencia, el Programa Base de Casación (PDBC) no resulte coherente con el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), los operadores del sistema repetirán el procedimiento de incorporación de energías de contratos bilaterales físicos para generar un nuevo Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), tomando como base el nuevo Programa Diario Base de Casación (PDBC).

r) Antes de las 14:45 horas, los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado el Programa Diario Viable definitivo (PDVD), que habrá solucionado las restricciones técnicas previstas en el sistema, informando el operador del mercado a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición.

57.2 Secuencia de operaciones de los mercados intradiarios.

Independientemente del proceso de casación del mercado diario se realizarán las sesiones del mercado intradiario de subastas y el mercado intradiario continuo.

Al finalizar cada una de las sesiones del mercado intradiario de subastas, el operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente el resultado de la casación, informando a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de venta y adquisición. Al finalizar de cada sesión, los

operadores del sistema comunicarán al operador del mercado y a los agentes del mercado, el Programa Horario Final (PHF).

La secuencia de los procesos en cada sesión del mercado intradiario de subastas será la siguiente:

Se abrirá el periodo de recepción de ofertas de cada subasta según dicho horario y con la única condición de la publicación previa del Programa Horario Final (PHF) correspondiente a la anterior sesión de subasta del mercado intradiario, y en el caso de la primera sesión, condicionada su apertura de recepción de ofertas a la publicación del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) y su cierre y casación a la publicación del Programa Diario Viable definitivo (PDVD) correspondiente al día siguiente.

Los horizontes de programación de cada sesión intradiaria, así como las horas de apertura y cierre de cada sesión de subasta se detallan en el anexo 1 de las presentes reglas.

Los agentes podrán reclamar el resultado de la validación de las ofertas de compra y de venta, que se produce en el momento de recepción de las mismas, hasta cuatro (4) minutos después del cierre de la aceptación de ofertas para la sesión correspondiente.

El operador del mercado dispondrá de siete (7) minutos desde el cierre de recepción de ofertas, para publicar el resultado provisional del proceso de casación; pendiente de reclamaciones o incidencias, según lo que se indica en el punto siguiente.

El operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema el resultado de la casación de los mercados intradiarios una vez finalizado el periodo de reclamaciones.

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, los agentes del mercado dispondrán de un (1) minuto a partir de la puesta a disposición del resultado del proceso de casación por el operador del mercado para formular reclamaciones a éste, que se tramitarán según el procedimiento establecido. En el caso de no recibirse reclamaciones transcurrido dicho periodo, y sin perjuicio de las reclamaciones que pudieran realizar a posteriori los agentes del mercado, el resultado de la casación devendrá firme. El operador del mercado, durante este periodo de tiempo podrá plantear las incidencias que, a su juicio, hayan ocurrido en el proceso.

En caso de que exista alguna reclamación pendiente de resolución, o alguna incidencia planteada por el operador del mercado, que pueda provocar la repetición de la casación, el operador del mercado podrá comunicarlo hasta quince (15) minutos antes del inicio del horizonte de programación de la sesión correspondiente. En este caso el horario de la secuencia podrá ser alterado según lo especificado en las presentes reglas, retrasando la apertura del mercado intradiario continuo.

Los operadores del sistema publicarán el Programa Horario Final (PHF) y lo comunicarán al operador del mercado.

La apertura de la negociación de todos los contratos del mercado intradiario continuo para el día siguiente se hará en condiciones de operativa normal a partir de la hora indicada en el anexo 1 de las presentes reglas, y condicionado siempre a la publicación previa del Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) por los operadores del sistema. A partir de dicho momento, los agentes de mercado podrán participar en el mercado intradiario continuo para el horizonte completo del día siguiente.

Los agentes podrán reclamar, tanto el resultado de la validación de las ofertas de compra y de venta al mercado intradiario continuo como el resultado de las transacciones propias del mercado intradiario continuo, una vez comunicado y hasta un (1) minuto después de formalizarse la recepción correcta de la oferta o de la transacción.

Durante la operativa normal, se detendrá la negociación en el mercado continuo, al cierre del periodo de recepción de ofertas de cada sesión intradiaria y únicamente para aquellos contratos comprendidos en el horizonte de la sesión, hibernando las ofertas que en ese momento estén presentes en el Libro de Ofertas en la Plataforma de Contratación Continua Europea e imposibilitando su casación en el mercado intradiario continuo hasta su reapertura, de forma que únicamente se permita la asignación de capacidad relativa a la interconexión España-Portugal durante la casación de la sesión de subasta intradiaria.

Una vez publicados los resultados de la casación y previa a la apertura del mercado intradiario continuo para los contratos comprendidos dentro del horizonte de la sesión

casada, se reactivarán las ofertas previamente hibernadas, en caso de que el agente lo hubiera solicitado a través del Sistema de Información del Operador de Mercado, validando de nuevo los límites de energía de cada una de ellas del mismo modo que si hubiesen sido insertadas de nuevo, pero teniendo en cuenta el programa de las unidades de oferta actualizado tras la casación de la sesión y las limitaciones unitarias e indisponibilidades vigentes, siendo rechazadas las ofertas en caso de no superar la validación. El resto de ofertas previamente hibernadas y que no son reactivadas, pasarán a estar canceladas en este mismo proceso.

El orden de reactivación es el descrito en la Regla de «Hibernación de ofertas en el mercado intradiario continuo».

Una vez finalizado este proceso y acorde a los tiempos descritos en el anexo 1, los contratos del mercado continuo que quedaron suspendidos de negociación con motivo de la sesión de subasta intradiaria volverán a habilitarse para negociación.

En caso de que exista alguna incidencia, el operador del mercado podrá comunicar los resultados correspondientes al periodo cuyo contrato acaba de finalizar su negociación hasta cuarenta (40) minutos antes del inicio del horizonte de su programación para ser tenidos en cuenta en los procesos de los operadores del sistema.

Los operadores del sistema publicarán el Programa Horario Final Continuo (PHFC) y lo comunicarán al operador del mercado.

57.3 Alteraciones al horario.

En el supuesto de que surgiesen incidencias que alteren el curso normal de cualquiera de los mecanismos que integran el procedimiento de casación de los mercados diario e intradiarios, o bien se presenten reclamaciones por parte de los agentes que impliquen la repetición de cualquier parte de los procesos, el operador del mercado podrá modificar el horario de la secuencia de las operaciones correspondientes a estos mercados descritas en el anexo 1, siendo de aplicación los mecanismos de emergencia del operador de mercado y/o los acordados con los operadores del sistema, según corresponda. El operador de mercado por su parte, realizará sus mejores esfuerzos para que dicho programa esté a disposición de los agentes del mercado y de los operadores del sistema a la mayor brevedad posible, comunicando los nuevos horarios a los agentes del mercado y a los operadores del sistema.

En el supuesto de que surgiesen incidencias que alteren el curso normal de cualquiera de los procesos de presentación y aceptación de ofertas o los procesos de casación del mercado intradiario continuo, el operador del mercado podrá modificar el horario de la secuencia de las operaciones correspondientes a estos mercados descritos en el anexo 1, y realizará sus mejores esfuerzos para que dicho programa esté a disposición de los agentes del mercado y de los operadores del sistema con la mayor brevedad posible, comunicando los nuevos horarios a los agentes del mercado y a los operadores del sistema.

En el caso de incidencias en cualquiera de los procesos encomendados a los operadores del sistema, éstos podrán modificar el horario de la secuencia en las operaciones posteriores al establecimiento del Programa Diario Base de Casación (PDBC), para lo que adoptarán sus mejores esfuerzos para que la información sobre el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) que debe proporcionarse a los agentes, en relación con sus unidades de adquisición y producción, esté a disposición de éstos y del operador del mercado antes de la hora límite establecida en la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario». En caso de que esto no fuera posible adoptarán sus mejores esfuerzos para que dicho programa viable esté a disposición del operador del mercado y la información correspondiente a los agentes a la disposición de éstos con la mayor brevedad posible, comunicando los nuevos horarios a los agentes del mercado y al operador del mercado.

Cuando se dé esta situación, o la existencia de incidencias en los procesos del operador del mercado, y sea previsible un retraso sobre la hora de publicación establecida para el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) o el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) para la primera sesión de subasta intradiaria, o bien el Programa Horario Final (PHF) para el resto de sesiones, el operador del mercado podrá tomar la decisión de suspender la correspondiente sesión del mercado intradiario de subastas, o bien realizar la casación del horizonte de programación completo correspondiente a dicha sesión, pero

considerando inválido a todos los efectos el resultado para, alguna o algunas, de las horas del horizonte por causa de fuerza mayor, o modificar los horarios de negociación del mercado intradiario continuo La decisión que se adopte será comunicada a los agentes del mercado y a los operadores del sistema a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

Cuando por problemas en los procesos de los operadores del sistema y/o del operador de mercado sea previsible un retraso sobre la hora establecida para la generación o integración de los resultados de las sesiones de subasta intradiarias y se alcance la hora límite acordada, los operadores podrán tomar la decisión de no considerar el resultado de la casación del mercado intradiario de subastas para la primera o primeras horas del periodo de programación. La decisión que se adopte será comunicada con la mayor brevedad posible a los agentes del mercado mediante el medio que se establezca y que deje constancia de dicha comunicación.

Cuando por problemas en los procesos del operador del mercado sea previsible un retraso sobre la hora de publicación establecida para el resultado de transacciones realizadas en cada ronda del mercado intradiario continuo, el operador del mercado podrá tomar la decisión de retrasar la apertura de la contratación de contratos del mercado intradiario continuo, o modificar los horarios de negociación de las sesiones de subasta intradiaria. La decisión que se adopte será comunicada a los agentes del mercado y a los operadores del sistema a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

Sin perjuicio de lo anterior y en los casos en los que por problemas operativos algún operador del sistema no pueda recibir o procesar los resultados del mercado intradiario continuo (PIBCIC) dentro de la hora límite acordada, o bien sea imposible la entrega por parte del operador del mercado a los operadores del sistema de los resultados disponibles el operador del mercado enviará el PIBCIC a los operadores del sistema una vez solventado el problema que lo causó, pudiendo ocurrir dicho envío de forma posterior a la entrega física de la energía del periodo negociado. En estos casos, los operadores del sistema conjuntamente podrán tomar la decisión de anular las energías negociadas en la última ronda del mercado intradiario continuo correspondientes a la primera hora de entrega de energía. La decisión que se adopte será comunicada con la mayor brevedad posible al resto de operadores y a los agentes del mercado mediante el medio que establezcan y que deje constancia de dicha comunicación.

57.4 Coordinación entre el operador del mercado y los operadores del sistema.

A los efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en la legislación vigente, ambos sujetos deberán suministrarse recíprocamente las informaciones que se relacionan a continuación a través de sus sistemas de información. Dicha información estará contenida en ficheros y su formato y comunicación serán definidos por ambos sujetos y puesto a disposición de los agentes del mercado.

El operador de mercado conjuntamente con los operadores del sistema español y portugués diseñará un mecanismo de emergencia para el intercambio de información entre operadores del sistema y el operador de mercado.

Toda la información a intercambiar se pondrá a disposición de la otra parte de acuerdo a los procedimientos acordados entre los operadores.

El operador del mercado realizará validaciones del formato y de la información contenida en los ficheros recibidos antes de proceder a su incorporación en el Sistema de Información del Operador del Mercado, de modo que si se detectan errores en ellos serán devueltos a su origen para su corrección.

Todo intercambio de información deberá incluir el correspondiente detalle explicativo del error detectado. El plazo durante el cual deberá enviarse el fichero corregido dependerá del fichero de que se trate, si bien tanto el operador del mercado como los operadores del sistema adoptarán sus mejores esfuerzos para que la información esté disponible inmediatamente para los procesos de casación o proceso de tiempo real que la necesiten.

Para la información relevante intercambiada entre el operador del mercado y los operadores del sistema, independientemente del origen de esta, se establece un mecanismo de confirmación de validez de información para cada tipo de mercado. Los mecanismos establecidos serán los acordados entre el operador del mercado y cada uno de los

operadores del sistema, y serán publicados por el operador del mercado en el documento «Proceso de confirmación de validez de información intercambiada entre el operador del mercado y los operadores del sistema en situación normal y de emergencia ante detección de errores». Este documento contendrá al menos los siguientes mecanismos:

– Mecanismo de confirmación de validez de la información en situación normal.
– Mecanismo de emergencia ante detección de errores en la información del mercado diario ya enviada y confirmada.

57.4.1 Información que deben suministrar los operadores del sistema al operador del mercado.

El operador del sistema español pondrá a disposición del operador del mercado la información necesaria para la realización de los procesos del mercado mediante los métodos y formatos establecidos en la versión vigente del documento «Modelo de ficheros para el intercambio de información entre OS y OM», acordado entre ambos operadores en lo relativo a los ficheros intercambiados entre ambos, y publicado por el operador del sistema.

Igualmente, el operador del sistema portugués, pondrá a disposición del operador del mercado la información necesaria para la realización de los procesos del mercado mediante los métodos y formatos establecidos en la versión vigente del acuerdo de intercambio de información acordado entre ambos operadores.

Dentro de las validaciones que se efectuarán, además de las anteriormente indicadas, se comprobará que los programas enviados cumplen el equilibrio generación-demanda en cada periodo de programación. Se comprobará que los ficheros de programas corresponden a la acumulación del programa previo. Cualquier información relativa a la energía de una unidad, ya sea de adquisición o producción, se comprobará que está incluida entre el máximo y el mínimo declarado en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

La información enviada por los operadores del sistema será la que a continuación figura:

57.4.1.1 Mercado diario.

– Información del resultado de la asignación de derechos de capacidad de las subastas previas a la subasta diaria de unidades internacionales en cada hora del horizonte de programación y en cada una de las unidades de venta o adquisición con asignación de derechos de capacidad.
– Información de las notificaciones de derechos de uso de capacidad de las subastas previas al mercado diario de unidades internacionales, en cada hora del horizonte de programación y en cada una de las unidades de venta o adquisición con asignación de derechos de capacidad.
– En caso de celebrarse, información del resultado de la asignación de derechos de capacidad de la subasta diaria en la interconexión con el sistema eléctrico francés de unidades internacionales en cada hora del horizonte de programación y en cada una de las unidades de venta o adquisición con asignación de derechos de capacidad. Esta información será enviada por el operador del sistema español.
– Información relativa a las indisponibilidades de las unidades de producción. Esta información será enviada por los operadores del sistema cada vez que sea actualizada esta información.
– Fichero de previsión de demanda. Este fichero será enviado por los operadores del sistema cada vez que sea actualizada su información.
– Información relativa a las ejecuciones de contratos bilaterales físicos internacionales y notificaciones de uso de derechos de capacidad. Esta información será enviada por los operadores del sistema en los siguientes instantes:

• Después del proceso de nominación previo al mercado diario, el operador del sistema español enviará las ejecuciones aceptadas de contratos bilaterales físicos que crucen la frontera de Francia con España.
• Después del proceso de nominación previo al mercado diario, tan pronto como lo tenga disponible, y antes del cierre del periodo de aceptación de ofertas para el mercado diario, los operadores del sistema, previo acuerdo entre ellos, enviarán las ejecuciones aceptadas de contratos bilaterales físicos internacionales y las notificaciones del uso de derechos de

capacidad, correspondientes, a efectos de poder validar la energía ofertada por las unidades de oferta que participan simultáneamente en las ejecuciones de dichos contratos bilaterales.

– Información relativa a las ejecuciones de contratos bilaterales físicos nacionales. Esta información será enviada por los operadores del sistema correspondientes.

– Información relativa a las nominaciones de las ejecuciones de contratos bilaterales resultado de energías nominadas de las unidades reales y de las unidades de programación genérica. Esta información será enviada por el operador del sistema español.

– Información relativa a las energías nominadas de las unidades reales y de las unidades de programación genérica. Esta información será enviada por el operador del sistema español.

– Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF). Este fichero será el resultado de la suma al Programa Diario Base de Casación (PDBC) y de los contratos bilaterales comunicados antes del cierre de recepción de ofertas al mercado diario, y de los contratos bilaterales nacionales comunicados a los operadores del sistema después del cierre de recepción de ofertas al mercado diario.

57.4.1.2 Procesos de solución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento.

– Programa Diario Viable provisional (PDVP). Este fichero será el resultado de la suma del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), las alteraciones al programa debidas a las restricciones técnicas y sus recuadres.

57.4.1.3 Programa diario viable definitivo.

– Programa Diario Viable definitivo (PDVD). Programa final resultante del mercado diario. Este programa coincidirá con el Programa Diario Viable provisional (PDVP).

57.4.1.4 Mercados intradiarios.

Información enviada en el momento en que se modifique la información:

– Fichero de previsión de demanda. Este fichero será enviado por los operadores del sistema cuando se modifique su información.

– Información relativa a las indisponibilidades de las unidades de venta. Este fichero será enviado por los operadores del sistema cada vez que sea actualizada esta información siendo la hora límite de aplicación para el mercado intradiario continuo y a efectos de validación de una oferta enviada en una ronda, será la establecida en el anexo 1.

Información enviada antes de la apertura del proceso de aceptación de ofertas del mercado intradiario siempre que modifique su información respecto a la anterior sesión:

– Limitaciones a la posibilidad de ofertar a cada mercado intradiario:

Este fichero contiene las limitaciones a la posibilidad de ofertar al mercado intradiario, para cumplir los criterios de seguridad, de cada unidad de oferta separadamente. La información contenida en este fichero será coherente con la información contenida en el fichero de indisponibilidades.

En el caso de la primera sesión de subasta intradiaria, la información de limitaciones podrá ser recibida hasta la recepción del PDVD correspondiente. Para el mercado intradiario continuo, la hora límite de aplicación y a efectos de validación de una oferta enviada en una ronda, será la establecida en el anexo 1.

– Limitaciones zonales al resultado de la casación:

Los operadores del sistema comunicarán al operador del mercado limitaciones zonales a un conjunto de unidades de venta o adquisición para ser consideradas en el proceso de casación.

El procedimiento utilizado para la comunicación, de al menos los ficheros correspondientes a las indisponibilidades, y a las limitaciones a la posibilidad de ofertar en el mercado intradiario, deberá ser tal que permita asegurar a los operadores del sistema que el fichero ha sido validado y recibido por el operador del mercado, conforme a la hora del

Sistema de Información del Operador del Mercado. Así mismo el operador del mercado deberá poder tener constancia sobre el contenido y la hora de recepción de los ficheros.

Información enviada después de la casación de la sesión:

– Programa Horario Final resultado de cada sesión del mercado intradiario (PHF). Este fichero coincide con la suma del programa acumulado resultado de la casación.

– Anulación de horas en sesiones de mercados intradiarios. Este fichero contiene la información de las horas en sesiones de mercados intradiarios cuyas transacciones han sido anuladas por los operadores del sistema por no haber podido programarlas por alguna razón.

Información enviada en el mercado intradiario continuo:

– Programa Horario Final Continuo resultado de las transacciones de cada ronda en el mercado intradiario (PHFC). Este fichero incluye el Programa Diario Viable definitivo (PDVD), el resultado de los sucesivos mercados intradiarios por subastas realizados por el operador del mercado y del resultado del mercado intradiario continuo.

– Anulación de las energías negociadas en una ronda específica del mercado intradiario continuo, correspondientes a una hora de entrega de energía.

57.4.1.5 Coordinación de la información de las unidades de producción y adquisición.

Cualquier cambio en la información asociada a los sujetos del sistema y a las unidades de programación gestionadas por los operadores del sistema que puedan afectar a los procesos de los mercados, deberá ser puesto a disposición del operador del mercado para que actúe en consecuencia. El procedimiento de comunicación de dicha información deberá ser acordado entre el operador del mercado y los operadores del sistema, fijando conjuntamente la fecha de entrada en vigor de los cambios considerados.

57.4.1.6 Información para liquidación de los ingresos de la separación de mercados.

El operador del mercado recibirá de los operadores de sistema la información, por periodo de programación, de las capacidades asignadas en subastas en la interconexión Portugal-España que no hayan sido nominadas, con indicación del titular al que corresponden. Dicha información se recibirá dentro del proceso de comunicación de información para el mercado diario.

57.4.2 Información que debe suministrar el operador del mercado a los operadores del sistema.

El operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema, con la confidencialidad correspondiente, la información necesaria para la realización de sus procesos de gestión mediante los métodos y formatos establecidos en la versión más actualizada del documento «Modelo de ficheros para el intercambio de información entre OSs y OM», acordado entre el operador del mercado y ambos operadores del sistema en lo relativo a los ficheros intercambiados entre ellos, y publicado por los operadores del sistema.

El operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema, con la confidencialidad correspondiente, la siguiente información:

57.4.2.1 Mercado diario.

– Programa Diario Base de Casación (PDBC). Este fichero contiene el programa resultante de la casación del mercado diario. Esta información será puesta a disposición de los operadores del sistema en el momento de publicación de los resultados provisionales de la casación.

– Precios marginales del mercado diario. Esta información será puesta a disposición de los operadores del sistema en el momento de publicación de los resultados provisionales de la casación.

– Flujos en las interconexiones internacionales. Esta información será puesta a disposición de los operadores del sistema en el momento de publicación de los resultados provisionales de la casación.

– Ofertas del mercado diario. Este fichero contiene todas las ofertas válidas que han entrado en el proceso de casación. Esta información será puesta a disposición de los

operadores del sistema una vez confirmado el Programa Diario Base de Casación (PDBC) por OMIE y por los operadores del mercado acoplados al mercado ibérico en la ejecución de la casación.

– Orden de precedencia económica del mercado diario. Este fichero contiene la información relevante en cuanto a energías, precios e instantes de recepción de las ofertas casadas totalmente, casadas parcialmente y no casadas. Esta información será puesta a disposición de los operadores del sistema una vez confirmado el Programa Diario Base de Casación (PDBC) por OMIE y por los operadores del mercado acoplados al mercado ibérico en la ejecución de la casación.

57.4.2.2 Mercados intradiarios.

Para el mercado intradiario de subastas:

– Resultado incremental de la casación de cada mercado intradiario del Programa Intradiario Base de Casación Incremental (PIBCI). Este fichero contiene la información resultado incremental de la casación del mercado intradiario, respecto al Programa Diario Viable definitivo (PDVD) en el caso de la primera sesión o respecto al Programa Horario Final (PHF) de mercado anterior en el resto de sesiones.

– Precios marginales resultantes de cada sesión del mercado intradiario.

– Ofertas del mercado intradiario. Este fichero contiene todas las ofertas válidas que han entrado en el proceso de casación.

– Orden de precedencia económica de cada sesión del mercado intradiario. Este fichero contiene las ofertas casadas totalmente, casadas parcialmente y no casadas ordenadas según los criterios establecidos en la regla correspondiente.

Para el mercado intradiario continuo:

Como consecuencia de los procesos de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de las transacciones del mercado intradiario continuo, el operador del mercado generará la siguiente información, la cual será puesta a disposición de los operadores del sistema según se describe:

– Programa Intradiario Base de Casación Incremental Continuo Previo provisional (PIBCIC_prev).

Se generará como resultado de la negociación, en unidades de oferta y unidades porfolio, al cierre de cada uno de los contratos negociados en el mercado intradiario continuo, sin tener en cuenta las desagregaciones de las unidades porfolio.

Dicho Programa Incremental Continuo previo provisional (PIBCIC_prev) contendrá el programa neto resultado de las transacciones de compra y venta realizadas hasta el momento del cierre por dichas unidades en el mercado intradiario continuo.

Dicho Programa Incremental Continuo previo provisional (PIBCIC_prev) será enviado con carácter informativo a los operadores del sistema, pero dicha información carecerá de carácter firme por parte del operador de mercado.

– Programa Intradiario Base de Casación Incremental Continuo (PIBCIC).

Se generará como resultado de la negociación, en unidades de oferta y unidades porfolio, al cierre de cada uno de los contratos negociados en el mercado intradiario continuo inmediatamente después de su generación.

Dicho programa incremental contendrá por unidad de oferta y unidad porfolio, el programa neto resultado de las transacciones de compra y venta realizadas por dichas unidades en los periodos negociados en esa ronda en el mercado intradiario continuo, teniendo en cuenta las desagregaciones para el periodo que no volverá a ser negociado en el mercado intradiario.

En caso de que, para el periodo que no volverá a ser negociado en el mercado intradiario, no se haya desagregado en unidades de oferta toda la energía contenida en unidades porfolio, dichas unidades porfolio contendrán la diferencia entre la energía total asignada a la unidad porfolio y la desagregada correctamente en unidades de oferta.

La información contenida en el fichero PIBCIC tendrá carácter firme y definitivo.

57.4.2.3 Resultados de la liquidación.

– En cumplimiento del punto 1 del anexo del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico, el operador del mercado facilitará al operador del sistema el resultado de la liquidación del mercado diario e intradiario que éste le requiera para su consideración en la liquidación de la energía en el sistema eléctrico balear.

En cumplimiento de los puntos 1 y 2 de la Disposición Adicional Sexta del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, el operador del sistema español y el operador del mercado se intercambiarán la información necesaria para el cálculo unitario medio por unidad de energía del valor de cada concepto de los costes para el conjunto de consumidores del sistema eléctrico español.

En cumplimiento del apartado 2.2.a de la Resolución de 22 de mayo de 2018, del Departamento de Aduanas e Impuestos Especiales de la Agencia Estatal de Administración Tributaria, para la elaboración de las estadísticas de intercambios de bienes entre Estados miembros (Sistema Intrastat), el operador del mercado facilitará al operador del sistema el valor de las exportaciones e importaciones resultantes de los mercados gestionados por el operador del mercado que éste le requiera para su consideración la información a suministrar al Sistema Intrastat.

Regla 58.ª *Régimen de la operación en el mercado.*

Corresponde al OMI, Polo Español, S.A. (OMIE) como operador del mercado, la realización de todas las funciones necesarias para el eficaz desarrollo del mercado de producción de energía eléctrica, en especial, del mercado diario y de los mercados intradiarios y de sus correspondientes liquidaciones y, en general, las que le asignan las disposiciones legales y reglamentarias sobre la materia.

El operador del mercado ejercerá sus funciones cumpliendo lo establecido en las disposiciones legales y reglamentarias que regulan el mercado de producción de energía eléctrica. Además, en la operación del mercado, actuará de acuerdo con lo establecido en las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado, y con los sistemas de información y comunicación integrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Los agentes del mercado actuarán en el mercado cumpliendo lo establecido en las disposiciones legales y reglamentarias, y de acuerdo con lo establecido en las presentes reglas, y en los sistemas de información y comunicación integrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

A los efectos del cumplimiento de lo establecido en estas Reglas de Funcionamiento del Mercado y, en especial, en esta regla, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado la documentación asociada al Sistema de Información del Operador del Mercado, a utilizar por estos, así como las modificaciones y nuevas versiones que se publiquen.

El operador del mercado no responderá de las consecuencias de las actuaciones en las que intervengan los agentes del mercado o terceros, ni de las derivadas de la aplicación de las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado y de los sistemas de información y comunicación integrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado. Tampoco responderá el operador del mercado de consecuencias derivadas de circunstancias que se encuentren fuera de su control directo, de los casos de fuerza mayor o de carácter fortuito, incluyendo aquellas consecuencias derivadas de actuaciones que, en su caso, el operador del mercado pudiera realizar tras su aparición a efectos de intentar mitigar o resolver tales casos, ni de las consecuencias indirectas de las actuaciones y operaciones desarrolladas en el mercado de producción eléctrica ni de los riesgos derivados del funcionamiento del mismo.

La habilitación del acceso a la plataforma de negociación del mercado intradiario continuo a través de una interfaz pública de mensajes, se hace a los únicos y exclusivos efectos de poner a disposición de los agentes un acceso mediante una herramienta desarrollada y gestionada por el agente solicitante de tal habilitación.

Tal habilitación no supone la asunción por el operador de mercado de ningún tipo de responsabilidad, incluyendo daños y perjuicios, directos o indirectos, independientemente de

la previsibilidad de dichos daños y perjuicios, derivados del funcionamiento, uso, uso inapropiado o mal uso, manipulación, cambio, modificación o alteración, intencionado o no, de dicha herramienta por parte del agente, debiendo aceptar y cumplir el agente los Términos y Condiciones de dicha habilitación, fijados en cada momento por el operador del mercado.

58.1 Reclamaciones a los procesos del mercado, a las liquidaciones y a la facturación.

58.1.1 Notificaciones.

Cualesquiera notificaciones ajenas a la operación normal del mercado basada en el sistema de información, que deban hacerse por virtud de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado, lo serán en la dirección de las partes que figura en el encabezamiento del correspondiente contrato de adhesión. No obstante, las partes podrán variar el lugar de recepción de las notificaciones por medio de la notificación que hagan a la otra con siete (7) días hábiles de antelación a que se produzca tal cambio.

Las notificaciones deberán hacerse por cualquier medio que deje constancia del contenido de la comunicación y de su recepción.

58.1.2 Presentación de reclamaciones al operador del mercado.

Los agentes del mercado podrán reclamar tanto el resultado de las validaciones como el resultado de los diferentes mercados, así como las liquidaciones, de conformidad a lo establecido en estas reglas en cada caso.

Las reclamaciones que presenten los agentes, integradas dentro de la secuencia de los procesos del operador del mercado, tendrán los efectos establecidos en las reglas correspondientes. Las demás reclamaciones serán igualmente contestadas por el operador del mercado, pero no tendrán los efectos anteriormente indicados.

El proceso de reclamaciones será el siguiente:

Las reclamaciones serán realizadas a través de la aplicación informática del sistema del operador del mercado destinada a esta función.

Las reclamaciones serán conocidas por todos los agentes, salvo aquellas que por su contenido de información sensible, el agente decida establecer como confidenciales. El agente reclamante en cualquier momento puede cambiar el grado de confidencialidad de una reclamación. El operador del mercado respetará el carácter de confidencialidad declarado en la reclamación, si bien puede solicitar que se justifique el mismo.

Adoptada por el operador del mercado la decisión procedente sobre las reclamaciones e informaciones recibidas de los agentes, continuará el proceso hasta su finalización, sin perjuicio de la reiteración de la reclamación por el agente interesado en momento posterior, con los efectos que correspondan.

Los agentes tendrán en todo momento acceso a las reclamaciones efectuadas por ellos mismos y a las declaradas como no confidenciales por el resto de los agentes.

El Sistema de Información del Operador del Mercado indicará la fecha y hora de cada escritura sobre el texto de la reclamación, así como la identificación de quién la realizó.

El Sistema de Información del Operador del Mercado asegurará que ni el agente, ni el operador del mercado pueden alterar informaciones previamente introducidas en la reclamación.

El operador del mercado mantiene una vigilancia para la correcta participación de los agentes en el mercado. La utilización de estos mecanismos de control o vigilancia no implica exoneración por la realización de operaciones malas o indebidas por parte de los agentes.

58.2 Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes.

El operador del mercado publicará en el Sistema de Información del Operador del Mercado los siguientes horarios:

1. Recepción y registro de entrada de documentos de garantías y solicitudes.
2. Tramitación de las solicitudes de los agentes efectuados a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.
3. Hora máxima para la consideración del saldo neto acreedor en el balance de garantías a los efectos de la Regla de «Balance de garantías».

Asimismo, publicará los plazos máximos de tramitación de las distintas solicitudes de las agentes efectuadas a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

Regla 59.ª *Entrada en vigor, duración y modificaciones de las reglas de funcionamiento del mercado.*

1. Las Reglas de Funcionamiento del Mercado entrarán en vigor en la fecha establecida en la resolución del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital que las apruebe, en los términos establecidos en el artículo 27.3 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y permanecerán vigentes con carácter indefinido sin perjuicio de las modificaciones a que se refiere esta regla, salvo que la ley o sus normas de desarrollo establezcan un término de duración para el mismo o dispongan su terminación.

2. Sin perjuicio de la capacidad de propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por virtud de lo establecido en el artículo 27.3 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, corresponde al operador del mercado presentar al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, para su aprobación, las propuestas de modificaciones a las Reglas de Funcionamiento del Mercado que considere adecuadas para la mejor ejecución de lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en sus normas de desarrollo.

El operador del mercado vendrá obligado a presentar al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital propuestas de modificación de las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado en aquellos casos en que sea necesario para cumplir con lo que establezcan la ley o sus normas de desarrollo vigentes en cada momento, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

De igual modo, el operador del mercado, por propia iniciativa y previo informe del Comité de Agentes del Mercado revisará las presentes reglas cuando resulte conveniente. El informe del Comité de Agentes del Mercado deberá emitirse en el plazo de 15 días entendiéndose emitido transcurrido dicho plazo. De igual modo, el operador del mercado presentará al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital las propuestas de modificación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado que presente el Comité de Agentes del Mercado.

En todo caso, la adhesión de cada agente del mercado a las Reglas de Funcionamiento del Mercado lo es, también, a todas las modificaciones que puedan introducirse en las mismas en virtud de lo establecido en esta regla.

3. En todo caso, el operador del mercado podrá dictar las instrucciones que resulten necesarias por la mejor aplicación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, que deberán cumplir los vendedores y compradores que participen en el mercado de producción de energía eléctrica. En particular, el operador del mercado podrá elaborar guías de usuario para la eficaz utilización por los agentes del mercado de los sistemas informáticos que la normal operación del mercado de producción de energía eléctrica requiera. También podrá hacer públicos, para general conocimiento, criterios prácticos o técnicos de aplicación de la regulación vigente.

Regla 60.ª *Legislación aplicable y solución de conflictos.*

Serán de aplicación a estas Reglas de Funcionamiento del Mercado la legislación española y comunitaria en vigor.

Los conflictos que puedan surgir en la aplicación de las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 12.1.b.2.º de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Las controversias, desacuerdos, reclamaciones y diferencias que puedan surgir en esta materia, que no deban ser objeto de conflicto de gestión económica y técnica, por su carácter indisponible y de orden público, respetando las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se someten, con renuncia a cualquier otro juez o tribunal que pudiera resultar competente, o al arbitraje de dicha comisión, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5.1.b de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o al arbitraje

de derecho que se celebrará en la ciudad de Madrid por tres árbitros, de conformidad con las reglas de la UNCITRAL y con la Ley 60/2003, de 23 de diciembre, de Arbitraje y, por consiguiente, con sometimiento expreso al laudo que se dicte. Las partes deberán ponerse de acuerdo sobre el sistema de arbitraje a seguir, es decir, si se acude a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o a los tres árbitros conforme a las reglas de la UNCITRAL para dicho proceso arbitral. En caso de que transcurridos seis meses no sea posible alcanzar dicho acuerdo, queda expedita la vía jurisdiccional para la parte interesada. Las partes acuerdan someter cualesquiera diferencias entre las mismas que, por imperativo legal, no puedan someterse a arbitraje, a los Juzgados y Tribunales de la ciudad de Madrid, con renuncia a cualquier otro juez o tribunal que pudiera resultar competente.

Regla adicional primera.

De conformidad con el artículo 13 del Reglamento (UE) 2016/679, General de Protección de Datos (en adelante «RGPD»), los datos de carácter personal proporcionados por los Agentes y los que los Agentes en cualquier momento faciliten, serán incorporados a un Registro de Actividades del tratamiento titularidad de OMI-POLO ESPAÑOL, S.A., en su calidad de operador del mercado. El Agente en cualquier momento podrá modificar sus datos personales con el fin de que la información contenida en sus ficheros esté en todo momento actualizada y no contenga errores.

OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. necesita tratar dichos datos para la ejecución del Contrato de Adhesión, por lo que el tratamiento de tales datos personales se considera legítimo de conformidad con el artículo 6.1.b del RGPD. En particular, OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. tratará estos datos personales para las siguientes finalidades: (i) el registro y seguimiento de los agentes de Mercado, asegurando las conexiones dentro del Mercado eléctrico (ii) el mantenimiento de niveles adecuados de seguridad en el tráfico comercial de la empresa.

Los datos serán conservados en todo caso mientras perdure la relación comercial con el Agente del mercado. En el momento en que termine, OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. mantendrá dichos datos debidamente bloqueados con el único fin de atender las responsabilidades de cualquier índole que pudieran surgir durante un periodo de 5 años. Una vez prescriban tales responsabilidades, sus datos personales serán suprimidos. En caso de que el Agente proporcione datos de carácter personal referentes a personas distintas a las que efectúan una solicitud, el Agente garantiza que tales personas han consentido la entrega de sus datos a OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. para tal objeto.

El Agente queda informado también de que, entre los citados datos personales, puede realizarse una grabación de seguridad de las conversaciones telefónicas de las personas físicas que en cada momento intervengan en representación del Agente. Por ello, el Agente también garantiza que tales personas le han consentido la entrega de sus datos a OMI-POLO ESPAÑOL, S.A.

OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. tratará sus datos personales de manera absolutamente confidencial. Asimismo, ha implantado medidas técnicas y organizativas adecuadas para garantizar la seguridad de sus datos personales y evitar su destrucción, pérdida, acceso ilícito o alteración ilícita. A la hora de determinar estas medidas, se han tenido en cuenta criterios como el alcance, el contexto y los fines del tratamiento; el estado de la técnica y los riesgos existentes.

Asimismo, el Agente presta su consentimiento para que los datos personales sean cedidos a las siguientes entidades, que los utilizarán para sus propios fines:

i. Red Eléctrica de España, S.A. (REE) con el fin del cumplimiento de sus funciones en su calidad de operador del sistema español.

ii. Redes Energeticas Nacionais S. A. (REN) con el fin del cumplimiento de sus funciones en su calidad de operador del sistema portugués.

iii. Otros Operadores del Sistema o del Mercado con el fin del cumplimiento de sus respectivas funciones y de una óptima gestión de sus respectivos sistemas de información,

iv. A los reguladores competentes.

El Agente de Mercado podrá, en cualquier momento, ejercitar los derechos de acceso, rectificación, oposición, supresión, limitación, portabilidad y presentación de reclamaciones, ante OMI-POLO ESPAÑOL, S.A.

Dichos derechos podrán ejercitarse mediante comunicación escrita dirigida a la sede de OMI - Polo Español S.A., sita en calle Alfonso XI, 6, 28014 Madrid, así como por correo electrónico a: info@omie.es. En este sentido, deberá proporcionarse la siguiente información: nombre y apellidos del interesado, domicilio a efectos de notificaciones, fotocopia del Documento Nacional de Identidad, pasaporte o cualquier otro documento identificativo, y petición en que se concrete la solicitud. En caso de que tal solicitud no reúna los requisitos necesarios, OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. podrá requerir su subsanación.

Si el Agente considera que su solicitud no ha sido atendida correctamente, podrá presentar una reclamación ante la autoridad de control en materia de protección de datos, la Agencia Española de Protección de Datos (http://www.agpd.es)

Regla final.

Lo establecido en esta disposición entrará en vigor una vez finalizada la quinta subasta del mercado intradiario para el día 12 de noviembre de 2019.

ANEXO 1

1. Horarios mercado intradiario de subastas.

El mercado intradiario estará estructurado en dos formatos de contratación:

– Formato de subastas.
– Formato continuo.

El formato de subasta, estará estructurado a su vez en seis sesiones. Los horarios son los establecidos en las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado, con la siguiente distribución de horarios por sesión (CET):

	Sesión 1.ª	Sesión 2.ª	Sesión 3.ª	Sesión 4.º	Sesión 5.ª	Sesión 6.ª
APERTURA DE SESIÓN.	14:00	17:00	21:00	01:00	04:00	09:00
CIERRE DE SESIÓN.	15:00	17:50	21:50	01:50	04:50	09:50
CASACIÓN Y PUBLICACIÓN.	15:07	17:57	21:57	01:57	04:57	09:57
HORIZONTE DE PROGRAMACIÓN. (Periodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 Y 1-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Figura 1

En el caso del cuarto mercado intradiario en el día de cambio de hora de primavera, la hora de apertura del mismo será las 00:00 en lugar de la 01:00.

2. Producto horario del mercado intradiario continuo.

El producto horario tendrá duración de una hora. Estará generalmente compuesto por veinticuatro contratos, o 23, o 25 en los días de cambio de hora oficial, donde cada contrato se corresponde con cada uno de los periodos horarios del día al que dicho producto hace referencia.

La apertura de la negociación de todos los contratos del mercado intradiario continuo para el día siguiente (D+1), en las zonas de precio de España y Portugal se hará a partir de la finalización de la primera subasta del día en curso (D), siempre que el operador del sistema haya publicado el Programa Diario Viable Definitivo para el día siguiente (D+1) con anterioridad. En la Figura 2 se muestran por día, periodo y hora los contratos en negociación.

Horario					Subasta MIBEL		Mercado Continuo (XBID)	
Día	Ronda * del continuo	Periodo	Hora inicio de periodo	Hora fin de periodo	N.º subasta	Periodos de negociación incluidos en horizonte de la subasta	Periodos de negociación abiertos PRODUCTO HORARIO	Periodos de negociación cerrados PRODUCTO HORARIO
D	17	15	14:00	15:00	1	Recepción de ofertas para la subasta MI1 (Periodos 1-24 día D+1).	17-24 (D)	
D	18	16	15:00	15:10	1	Casación del MI1.	18-24 (D)	

Horario					Subasta MIBEL		Mercado Continuo (XBID)	
Día	Ronda * del continuo	Periodo	Hora inicio de periodo	Hora fin de periodo	N.º subasta	Periodos de negociación incluidos en horizonte de la subasta	Periodos de negociación abiertos PRODUCTO HORARIO	Periodos de negociación cerrados PRODUCTO HORARIO
D	18	16	15:10	16:00	-		18-24 (D) 1-24 (D+1)**	
D	19	17	16:00	17:00	-		19-24 (D) 1-24 (D+1)	
D	20	18	17:00	17:50	2	Recepción de ofertas para la subasta MI2 (Periodos 21-24 día D, 1-24 día D +1).	20-24 (D) 1-24 (D+1)	
D	20	18	17:50	18:00	2	Casación del MI2.	20 (D)	21-24 (D) 1-24 (D+1)
D	21	19	18:00	19:00	-		21-24 (D) 1-24 (D+1)	
D	22	20	19:00	20:00	-		22-24 (D) 1-24 (D+1)	
D	23	21	20:00	21:00	-		23-24 (D) 1-24 (D+1)	
D	24	22	21:00	21:50	3	Recepción de ofertas para la subasta MI3 (Periodos 1-24 día D+1).	24 (D) 1-24 (D+1)	
D	24	22	21:50	22:00	3	Casación del MI3.	24 (D)	1-24 (D+1)
D	1	23	22:00	23:00	-		1-24 (D+1)	
D	2	24	23:00	0:00	-		2-24 (D+1)	
D+1	3	1	0:00	1:00	-		3-24 (D)	
D+1	4	2	1:00	1:50	4	Recepción de ofertas para la subasta MI4 (Periodos 5-24 día D).	4-24 (D)	
D+1	4	2	1:50	2:00	4	Casación del MI4.	4 (D)	5-24 (D)
D+1	5	3	2:00	3:00	-		5-24 (D)	
D+1	6	4	3:00	4:00	-		6-24 (D)	
D+1	7	5	4:00	4:50	5	Recepción de ofertas para la subasta MI5 (Periodos 8-24 día D).	7-24 (D)	
D+1	7	5	4:50	5:00	5	Casación del MI5.	7 (D)	8-24 (D)
D+1	8	6	5:00	6:00	-		8-24 (D)	
D+1	9	7	6:00	7:00	-		9-24 (D)	
D+1	10	8	7:00	8:00	-		10-24 (D)	
D+1	11	9	8:00	9:00	-		11-24 (D)	
D+1	12	10	9:00	9:50	6	Recepción de ofertas para la subasta MI6 (Periodos 13-24 día D).	12-24 (D)	
D+1	12	10	9:50	10:00	6	Casación del MI6.	12(D)	13-24 (D)
D+1	13	11	10:00	11:00	-		13-24 (D)	
D+1	14	12	11:00	12:00	-		14-24 (D)	
D+1	15	13	12:00	13:00	-		15-24 (D)	
D+1	16	14	13:00	14:00	-		16-24 (D)	
D+1	17	15	14:00	15:00	1	Recepción de ofertas para la subasta MI1 (Periodos 1-24 día D+2).	17-24 (D)	
D+1	18	16	15:00	15:10	1	Casación del MI1.	18-24 (D)	
D+1	18	16	15:10	16:00	-		18-24 (D) 1-24 (D+1)**	
…	…	…	…	…	…	….		…

* Ronda del continuo: Periodo que se negocia por última vez en el mercado continuo.

** Los periodos 1-24 del D+1 se abren a negociación continua (Gate Opening Time) a las 15:00 del día D en curso.

Figura 2

3. Condiciones a la ejecución de ofertas en el mercado intradiario continuo.

Las ofertas al mercado continuo podrán ser de Compra (BID) o Venta (ASK), con diferentes tipos de condiciones de ejecución o validez seleccionables por el agente.

Las ofertas de compra y venta en el mercado intradiario continuo se clasificarán según las diferentes condiciones de ejecución a las que estén sometidas.

Por defecto, las ofertas no tendrán seleccionada ninguna condición. En el caso de que un agente de mercado desee enviar una oferta con condiciones tendrá que indiciarlo en el momento de ofertar, rellenado los campos adecuados a tal efecto.

3.1 None (NON).

Las ofertas «None» tendrán de las siguientes características:

– Cantidad de producto a comprar o vender, así como el precio solicitado.

– Admitirán la posibilidad de casación inmediata o parcial.

– La cantidad no casada permanecerá en el Libro de Ofertas al precio incluido en la oferta.

– En cuanto a la validez temporal, serán válidas exclusivamente para el contrato al que hacen referencia, cancelándose en caso de que no sea casada en el cierre de dicho contrato.

– Una oferta o la oferta parcial que permanezca en el Libro de Ofertas tras una casación parcial, podrá ser modificada o cancelada mientras el contrato al que se presentó esté en un estado que permita el envío de ofertas (TRADE) para el mismo producto.

3.2 Immediate or cancel (IOC).

Las ofertas «Immediate or Cancel», tendrán las siguientes características:

– Incluirán únicamente la cantidad de producto a comprar o vender en un determinado contrato y precio solicitado.

– Casarán contra las ofertas más competitivas en sentido contrario existentes en el Libro de Ofertas, independientemente de su precio.

– El precio de la transacción será el de la(s) oferta(s) con las que case (preexistentes).

– Admitirán la posibilidad de casación parcial.

– La cantidad no casada será eliminada y no permanecerá en el Libro de Ofertas.

– Se ejecutarán en el momento de introducción, nunca permanecerán, por lo que, además, no hay posibilidad de ser modificadas o canceladas por el agente.

3.3 Fill or kill (FOK).

Las ofertas «Fill or Kill», tienen las siguientes características:

– Incluirán la cantidad de producto a comprar o vender en un determinado contrato, así como el precio solicitado.

– Casarán con las ofertas más competitivas en sentido contrario existentes en el Libro de Ofertas, en caso de que los precios sean aceptables.

– No admitirán la posibilidad de casación parcial, si la oferta no es casada en su totalidad, la oferta será eliminada de forma completa.

– Se ejecutarán en el momento de introducción, nunca permanecerán, por lo que, además, no hay posibilidad de ser modificadas o canceladas por el agente.

3.4 Iceberg.

Las ofertas «Iceberg», tendrán las siguientes características:

– Incluirán la cantidad total de producto a comprar o vender en un determinado contrato, la parte reducida de esa cantidad que el agente desea mostrar en el Libro de Ofertas, así como el precio solicitado.

– En el Libro de Ofertas únicamente se mostrarán al resto de agentes de mercado una parte reducida de la cantidad total y el precio solicitado.

– Al introducir una oferta «Iceberg» con un precio no competitivo, dicha oferta se incluirá en el Libro de Ofertas, mostrando la parte reducida de la cantidad total y el precio especificados. El agente que introdujo la oferta podrá ver, adicionalmente, la cantidad total de dicha oferta.

– Cuando la parte reducida visible de la oferta sea casada en su totalidad, se generará de forma automática una nueva oferta en el Libro de Ofertas, siendo la cantidad, la parte reducida de la cantidad total, y el precio, el especificado cuando se introdujo la oferta «Iceberg».

– Cuando se introduzca una oferta «Iceberg» con un precio competitivo, la cantidad a considerar será la cantidad total de la oferta «Iceberg», registrando una transacción por cada oferta contraria con la que case. Adicionalmente, si no casara la cantidad total, la cantidad visible que aparecerá en el Libro de Ofertas, será como máximo la parte reducida especificada al crear la oferta, aunque la cantidad casada no haya sido múltiplo de dicha parte reducida.

– Si, existiendo una oferta «Iceberg» en el Libro de Ofertas, llegara una oferta contraria con un precio competitivo y una cantidad superior a la cantidad visible de la oferta «Iceberg»,

se llevarán a cabo transacciones diferentes por cada instanciación de la oferta «Iceberg», cada una con su tiempo de creación. La cantidad visible de la oferta «Iceberg» en el Libro de Ofertas, será la cantidad que haya quedado sin casar tras la última instanciación.

– Adicionalmente a las validaciones recogidas en la Regla de »Validación de Ofertas» del mercado intradiario continuo, se comprobará que la parte reducida que se quiere mostrar de la oferta sea menor o igual que la cantidad total del producto ofertada.

– Admitirán la posibilidad de ser canceladas en los momentos en que se permite la cancelación de ofertas por la parte no casada.

3.4.1 Ofertas Iceberg con incremental de precio.

Opcionalmente, las órdenes «Iceberg» se podrán introducir con un incremental de precio. En caso de introducirse, cada nueva instanciación tendrá un nuevo precio, que será calculado como el precio de la instanciación anterior más el incremental de precio.

Las órdenes «Iceberg» de adquisición solo pueden introducirse con un incremental de precio negativo, mientras que las órdenes de venta sólo pueden introducirse con un incremental de precio positivo.

4. Condiciones a la validez de ofertas.

Las condiciones a la validez, en caso de ser especificadas, indican el horizonte temporal para el que la oferta de venta o adquisición presentada por un agente de mercado para un determinado contrato es válida.

4.1 Good-For-Session (GFS).

Las ofertas marcadas con dicha restricción serán válidas hasta el cierre de la negociación del contrato al que se presentaron. Por defecto, todas las ofertas tendrán seleccionada esta restricción.

4.2 Good-Till-Date (GTD).

Dicha restricción, hará que la oferta presentada sea únicamente válida hasta un cierto momento establecido por el agente durante la creación de la oferta, dicho momento será siempre anterior al cierre de la negociación del contrato.

5. Condiciones de las Cestas de Ofertas (Basket Orders).

Los agentes de mercado podrán seleccionar condiciones a la Cesta de Ofertas que afectarán a todas las ofertas dentro de la cesta.

5.1 None.

Las ofertas de la cesta se enviarán a la vez, al mismo o diferentes contratos, pero sin relación entre ellas. Unas podrán ser aceptadas y casadas y otras no, permaneciendo en el Libro de Ofertas si las condiciones de dicha oferta lo permiten.

5.2 Valid.

Las ofertas de la cesta se enviarán a la vez, al mismo o diferentes contratos, pero deberán ser todas aceptadas como válidas. Si alguna de las ofertas incluidas en la cesta es declarada no válida, no se tendrá en cuenta el resto puesto que serán todas rechazadas.

5.3 Linked orders.

Las órdenes de la cesta se enviarán a la vez, al mismo o diferentes contratos, pero la aceptación de una casación de una oferta para un contrato estará enlazada a la casación de las otras ofertas de la cesta en otros contratos, siendo casadas todas o ninguna de las ofertas enviadas. Como consecuencia, una cesta enlazada siempre incluirá la restricción a la ejecución FOK para cada una de las ofertas incluidas en la cesta.

6. Hora límite de aplicación de indisponibilidades y limitaciones para el mercado intradiario continuo.

La hora límite de aplicación de las indisponibilidades y limitaciones para el mercado intradiario continuo a efectos de validación de una oferta enviada en una ronda, será de cinco (5) minutos antes del inicio de la misma.

7. Límite máximo y mínimo de precio para ofertar en el mercado intradiario continuo.

Los valores en límites de precio para la inserción de ofertas de compra y venta al mercado intradiario continuo, serán:

– Precio máximo de oferta: 180,3€/MWh.
– Precio mínimo de oferta: 0€/MWh.

CONTRATO DE ADHESIÓN A LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

De una parte OMI - Polo Español S.A. (OMIE)
De otra parte el agente del mercado, que se identifica a continuación:

Identificación del Agente del Mercado:

1. Nombre o denominación social: .....
2. CIF: .....
3. Domicilio: .....
4. Representación: D. ....., en representación de ....., en virtud de poderes y facultades que expresamente declara válidos, suficientes, vigentes y no revocados.
5. Carácter: *(Titular de Unidades de Producción/Comercializador/Consumidor Directo en Mercado/Gestor de Cargas/Representante)*
6. Relación de unidades de producción: *(Solamente aplicable para titulares de unidades de producción)*

EXPONEN

Las partes supradichas, al amparo de lo dispuesto en los artículos 18.3, 28 y 29 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y del artículo 7.1 a) del Real Decreto 2019/1997, por el que se organiza y regula el Mercado de Producción de energía eléctrica acuerdan suscribir el siguiente contrato de adhesión con arreglo a las siguientes

CLÁUSULAS

Primera. *Objeto del contrato: Aceptación y adhesión a las reglas de funcionamiento del mercado.*

Es objeto del presente contrato la adhesión del Agente del Mercado referido anteriormente a las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

El Agente en el Mercado declara conocer y aceptar libre, irrevocable e incondicionalmente las Reglas de Funcionamiento del Mercado, así como todos sus términos y condiciones, se compromete a cumplirlas sin reservas, restricciones ni condicionamientos.

En particular, y sin perjuicio de las demás obligaciones que, en su caso, correspondan al Agente del Mercado conforme a lo establecido en la normativa aplicable, el Agente del Mercado declara conocer expresamente y se compromete al cumplimiento de lo establecido en materia de garantías que deben prestar quienes realicen adquisiciones de energía eléctrica y la ejecución de las mismas; las características de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica; el formato y los medios de comunicación de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica; la determinación del método de casación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica, todo ello en los Mercados diario e intradiarios; y la determinación del precio final de la energía eléctrica, su liquidación y pago, así como las correspondientes obligaciones administrativas y fiscales que se deriven de su participación en el Mercado.

Segunda. *Confidencialidad.*

El Agente del Mercado y el Operador del Mercado se obligan a observar confidencialidad respecto de aquellas informaciones que tengan tal carácter y a las que hayan podido tener

acceso como consecuencia de su participación en el Mercado de Producción de energía eléctrica en los términos y con el alcance recogido en las correspondientes Reglas del Mercado.

Tercera. *Legislación y jurisdicción aplicable.*

Serán de aplicación al presente contrato de adhesión las Leyes españolas. Las partes acuerdan someter cualesquiera diferencias entre las mismas a los Juzgados y Tribunales de la ciudad de Madrid, con renuncia a cualquier otro juez o tribunal que pudiera resultar competente.

Aceptación por OMI - Polo Español S. A. (OMIE) de la adhesión del Agente del Mercado descrito en el encabezamiento de este documento al presente Contrato y a las Reglas de Funcionamiento del Mercado

OMI - Polo Español S. A. (OMIE), domiciliado en la calle Alfonso, XI, n.º 6, 28014 Madrid, acepta la adhesión que formula el Agente del Mercado identificado en el encabezamiento de este documento a las Reglas de Funcionamiento del Mercado, en los términos y condiciones expresados en el presente contrato de adhesión.

....., ... de ..... de 201...

El Agente del Mercado OMI - Polo Español (OMIE)

P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia

(Sin efecto)

P.O. 3.1. Programación de la generación

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de programación diaria de la generación a partir de las nominaciones de programas derivados de la ejecución de contratos bilaterales con entrega física y de la casación de ofertas de compra y de venta de energía en el mercado diario e intradiario, de forma que se garantice la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.

Se incorporan también en este procedimiento los criterios aplicables para la definición de las unidades de programación (UP) localizadas en el sistema eléctrico español.

La programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

a) El Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).
b) El Programa Diario Viable provisional (PDVP).
c) La asignación de reserva de regulación secundaria.
d) Los programas horarios finales posteriores a las sucesivas sesiones de subastas o de rondas de carácter continuo del mercado intradiario (PHF o /PHFC).
e) La aplicación, en su caso, del proceso de gestión de desvíos.
f) Los programas horarios operativos establecidos en cada hora hasta el final del horizonte de programación (P48).
g) El programa cierre (P48CIERRE).

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

a) Operador del Sistema (OS).
b) Sujetos del Mercado (SM).

3. Programas de energía, horarios, periodos de programación y días inhábiles.

Los programas de energía corresponderán a valores de MWh con un máximo de una cifra decimal.

Todos los horarios y los periodos de programación (intervalos temporales semiabiertos definidos por su hora de inicio y su hora de fin) establecidos en este procedimiento de operación están referidos a la Hora Central Europea o CET (Central European Time) o CEST (Central European Summer Time).

A efectos del proceso de programación establecido en este procedimiento de operación serán días inhábiles: los sábados, los domingos, los festivos en la plaza de Madrid, el 24 de diciembre y el 31 de diciembre.

4. Definiciones.

4.1 Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF): Es el programa de energía diario, con desglose por periodos de programación, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el OS a partir del Programa Diario Base de Casación (PDBC) resultante de la casación del mercado diario comunicado por el operador de mercado (OM), y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física comunicada de acuerdo a lo establecido en el presente procedimiento de operación.

4.2 Programa Diario Viable provisional (PDVP): Es el programa diario de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, con desglose por periodos de programación, que incorpora las modificaciones introducidas en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en aplicación de los criterios de seguridad y las modificaciones necesarias para el reequilibrio generación-demanda posterior.

4.3 Asignación de reserva de regulación secundaria: Proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad el día D, de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar, necesaria por razones de seguridad del sistema.

4.4 Programa Horario Final tras las sesiones de subasta del mercado intradiario (PHF): Es la programación establecida por el OS, con posterioridad a cada una de las sesiones de subasta del mercado intradiario, de las unidades de programación correspondientes a las ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español para los periodos de programación negociables en la correspondiente sesión de subasta. Este programa es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en dicha subasta, como consecuencia del Programa Diario Viable provisional (PDVP) y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación.

4.5 Programa Horario Final definitivo (PHFC): Es la programación definitiva establecida por el OS con posterioridad a cada una de las rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de las rondas del mercado intradiario continuo. Este programa es el resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en cada ronda como consecuencia del Programa Diario Viable provisional (PDVP) y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación. El Programa Horario Final definitivo (PHFC) corresponde a la programación horaria final, que será puesta a disposición de los Sujetos del Mercado de producción por el Operador del Sistema, en aplicación de lo establecido en el artículo 17 Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

4.6 Programa horario operativo (P48): Es el programa operativo de las unidades de programación correspondientes a todas las ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el OS establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora y durante la hora en curso.

4.7 Restricción técnica: Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía.

4.8 Desvíos generación-consumo: Son los desvíos originados por las diferencias entre la producción real y la generación prevista, variaciones de la demanda del sistema y/o modificaciones obligadas de los programas de producción, así como por la existencia de diferencias entre la demanda prevista en el sistema eléctrico peninsular español y la demanda programada tras los resultados de las diferentes sesiones y rondas en el mercado intradiario.

4.9 Programa horario operativo cierre (P48CIERRE): Es el programa de las unidades de programación que queda establecido al finalizar el horizonte diario de programación y que contiene los programas resultantes del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), los ajustes de programa realizados en el mercado intradiario, así como las modificaciones de los programas asociadas a los procesos de solución de restricciones técnicas y a la participación de las diferentes unidades en los servicios de regulación frecuencia-potencia del sistema y en el proceso de gestión de desvíos generación-consumo. Asimismo, incorpora los correspondientes redespachos generados como consecuencia de las declaraciones de indisponibilidad y de la comunicación de desvíos de las unidades de programación.

4.10 Nominación de programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física: Las nominaciones de los programas de energía correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física serán realizadas por el sujeto vendedor y por el sujeto comprador, directa o indirectamente, al OS, en la forma y plazos contemplados en este procedimiento de operación.

– Nominación directa: Cada uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física, nomina al OS el programa de energía de las unidades de programación de las que es titular (o a las que representa), y con las que desea ejecutar dicho bilateral.

– Nominación indirecta: Uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física es el responsable, previa la correspondiente autorización del SM que actúa de contraparte, de efectuar la nominación del programa de energía de todas y cada una de las unidades de programación con las que ambos SM tienen previsto ejecutar dicho contrato bilateral. El SM responsable de realizar la nominación se denominará sujeto nominador. La autorización al sujeto nominador, para ser efectiva, deberá ser comunicada al OS. El OS informará al sujeto nominador de la fecha a partir de la cual su autorización para nominar es efectiva. Una vez autorizado un sujeto nominador para un contrato bilateral con entrega física, éste sólo podrá ser objeto de nominación indirecta. En el caso de los contratos bilaterales internacionales fuera del ámbito del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), la nominación indirecta podrá realizarla únicamente el SM titular (o el representante) de la UP localizada en el lado español de la correspondiente interconexión.

4.11 Nominación de programas correspondientes a las casaciones realizadas en el mercado diario e intradiario.

Los Sujetos del Mercado deberán enviar al OS la nominación de programas, en unidades de programación, correspondiente a las casaciones realizadas en el mercado diario y en el mercado intradiario, en los plazos indicados en el anexo I de este procedimiento de operación y conforme a los medios recogidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

4.12 Subasta Diaria de Respaldo del acoplamiento de mercados diarios (SDR): Solución de salvaguarda ante un desacoplamiento del mercado diario MIBEL del resto de mercados diarios acoplados de Europa para la asignación de la capacidad de intercambio entre Francia y España en el horizonte diario mediante subasta explícita.

4.13 Representación directa: cuando el representante actúe en nombre ajeno y por cuenta ajena, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

4.14 Representación indirecta: cuando el representante actúe en nombre propio pero por cuenta ajena, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

5. Programación diaria.

5.1 Programación diaria del uso de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS notificará a los sujetos las autorizaciones para la programación, relativas a los derechos físicos de capacidad anuales y mensuales.

Las diferencias entre las autorizaciones para la programación y los derechos físicos de capacidad previamente asignados serán las posibles reducciones de capacidad debidas a la identificación de una situación de congestión en la interconexión.

El día D-1, con anterioridad al cierre del MD, y siguiendo los horarios fijados en el anexo I y en las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España, se llevarán a cabo una serie de procesos sucesivos, en la secuencia indicada a continuación:

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad anual y mensual que hayan sido autorizados.

La falta de notificación de uso de la capacidad autorizada por parte de un Sujeto de Mercado, en los plazos establecidos, se interpretará como una reventa de los derechos físicos de capacidad correspondientes y dicha capacidad será incluida por los OS en los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario.

Seguidamente, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán la información relativa a las notificaciones de uso recibidas. A partir de los resultados de dichos intercambios de información relativos a la utilización de los derechos físicos de capacidad anual y mensual autorizados, los dos OS establecerán conjuntamente el valor total de los derechos físicos de capacidad asignados y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.

Se considerará como notificación de uso de los derechos físicos de capacidad la comunicación por el SM de la ejecución de uno o más contratos bilaterales entre la unidad de programación para la importación (o la unidad de programación para la exportación) y unidades de programación genéricas (UPG).

Una vez intercambiadas las notificaciones de uso de las capacidades asignadas en horizontes anual y mensual, los derechos de uso no notificados serán objeto de reventa y dicha capacidad será incluida por los OS en los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán el principio de superposición de transacciones firmes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información de los derechos físicos de capacidad asignados en horizontes anual y mensual y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos, y los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario.

En caso de desacoplamiento de mercados, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en una SDR de acuerdo con lo dispuesto en las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España. Tras la SDR, siempre que ésta se celebre, el OS o tercero habilitado pondrá a disposición del OM el valor de capacidad diaria autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta para la aceptación de ofertas al mercado diario en los casos que así corresponda. En caso de desacoplamiento de mercados, y si excepcionalmente esta SDR no pudiera celebrarse, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en el mercado intradiario.

5.2 Publicación de información previa al mercado diario.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS pondrá a disposición de todos los Sujetos del Mercado (SM) y del operador del mercado (OM), tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la información referente a las previsiones de demanda, la situación de red prevista para el día siguiente, y para aquellas interconexiones en las cuales no existe un mecanismo coordinado de gestión de la

capacidad, la previsión de capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales (Net Transfer Capacity-NTC).

En las interconexiones en las que esté establecido un mecanismo coordinado de asignación de derechos físicos de capacidad de intercambio en el largo plazo, la información de capacidad disponible será puesta a disposición del OM, en los plazos indicados en el anexo I de este procedimiento de operación.

5.3 Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

El OS establece el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) a partir de:

– Las nominaciones válidas de los programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física realizadas, tanto antes como después del mercado diario, de acuerdo con lo establecido en este procedimiento de operación.

– La información recibida del operador del mercado relativa a los programas de energía resultantes de la casación de las ofertas presentadas al mercado diario de producción.

5.3.1 Nominaciones de contratos bilaterales con entrega física antes del mercado diario.

5.3.1.1 Contratos internacionales: Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados como resultado de las subastas explícitas anuales y/o mensuales en la interconexión Francia-España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos y autorizados para programar por el OS. Para ello, el SM comunicará la ejecución de contratos bilaterales entre unidades de programación genéricas y la unidad de programación para la importación o la exportación de su titularidad, autorizada para el SM en la interconexión Francia-España.

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, el OS recibirá la nominación correspondiente a contratos bilaterales internacionales con entrega física en interconexiones en las que no existe un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.

5.3.1.2 Contratos nacionales: Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, que podrán ser formalizados entre dos UP, dos UPG, o bien entre una combinación de ambos tipos de unidades de programación.

5.3.2 Comunicación al OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados antes del mercado diario.

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física realizada ante el OS con anterioridad al mercado diario.

En el caso de que detecte que se ha producido una incidencia, el OS, en coordinación con el OM podrá realizar las actuaciones oportunas y, en su caso, podrá realizar nuevos envíos de esta información alterando la ya enviada. En caso de producirse esta situación, el OM y los OS del Sistema Ibérico adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.3.3 Comunicación al OS del resultado de la casación por el OM.

Antes de la hora límite establecida para este proceso de intercambio de información en el anexo I, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en el mercado diario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español, con los programas de energía contratados en el mercado diario, incluidos, en su caso, los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo con entrega física de la energía, el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado diario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal del mercado diario correspondiente a las zonas de oferta de España, Portugal y Francia y los valores de los programas de intercambio a través de las interconexiones entre España y Francia y entre España y Portugal, así como en las interconexiones internacionales no comunitarias.

5.3.4 Recepción de nominaciones tras el MD.

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS recibirá:

– Nominaciones de los programas asociados a contratos bilaterales:

• Contratos bilaterales con entrega física nacionales que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario. Estos contratos bilaterales podrán formalizarse entre dos UP, dos UPG, o cualquier combinación de éstas. Dentro de este grupo se incluirán, entre otros, los contratos bilaterales con entrega física nacionales entre empresas comercializadoras.

• Modificaciones de contratos bilaterales nacionales que hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, siempre que esta modificación suponga un incremento del programa de energía firme previamente comunicado y no se modifiquen las UP y/o UPG con las cuales el contrato bilateral haya sido previamente nominado.

• En caso de desacoplamiento de mercados y celebración de la Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España, la nominación de los contratos bilaterales internacionales con entrega física entre la unidad de programación genérica y la unidad en frontera.

– Nominaciones de los programas contratados en el mercado diario mediante unidades de oferta (UO) que tienen asociadas dos o más unidades de programación (UP):

• Programa de energía gestionado en el mercado diario de producción para cada una de las unidades de programación (UP) que componen dicha unidad de oferta (UO).

5.3.5 Comunicación de desgloses de UP en unidades físicas (UF).

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente a los desgloses del programa de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción equivalentes de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Este desglose de programas será aplicable, en el caso de las unidades de programación de venta de energía, a todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física.

En el caso de las unidades de programación de adquisición de energía, este desglose de programas incluirá a todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física y que se correspondan con unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo (UAB).

Para efectuar este proceso de desglose de los programas de las unidades de programación en unidades físicas, el OS podrá definir y comunicar previamente a los sujetos titulares de unidades de programación, los criterios, bases y códigos a utilizar para la realización de estos desgloses. Estos criterios podrán ser función de las características de las diferentes unidades de programación, pudiendo definir el OS para este objetivo, unidades de producción equivalentes que engloben un conjunto de unidades físicas de potencia neta registrada inferior a un cierto valor, desgloses por tecnologías, desgloses por nudos del modelo de red utilizado por el OS en los análisis de seguridad, y combinaciones de las anteriores.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los desgloses de las unidades físicas que componen dicha unidad de programación difiera del programa de la unidad de programación, con una tolerancia de ± 0,1 MWh.

5.3.6 Comunicación de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos por unidad de programación hidráulica.

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I:

Los Sujetos del Mercado asociados a unidades de programación hidráulicas de los tipos descritos en el apartado 1.b del anexo II, o en el apartado 1.d del mismo anexo II, en el caso

de que el OS estime que las características específicas de dicha unidad de programación así lo hacen necesario, deberán facilitar al OS la siguiente información:

– Potencias hidráulicas totales máximas por unidad de programación que, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por dicha unidad de programación durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.
– Potencia hidroeléctrica mínima que debe mantener dicha unidad de programación hidráulica durante 4 horas consecutivas.

5.3.7 Validación de nominaciones de programas del mercado diario.

El OS verificará la coherencia de las nominaciones de programas realizadas, de forma directa o indirecta, por los Sujetos del Mercado y la información referente a los programas de energía contratados en el mercado diario, recibida del OM.
En caso de que como consecuencia de la agregación de la contratación en el mercado diario y de la contratación bilateral, una unidad de programación de comercialización, resultara con un programa vendedor, se procederá del modo siguiente:

1. Se ordenarán los contratos bilaterales entre comercializadoras en los que participe la unidad de programación de comercialización en orden creciente atendiendo a su volumen de energía diario.
2. Se retirarán los contratos bilaterales en el orden indicado hasta que el programa de la unidad de comercialización resulte nulo o comprador en todas las horas.

Asimismo, si como resultado de esta verificación fuese detectada alguna disparidad, entre las nominaciones enviadas por los Sujetos del Mercado asociados a las unidades de programación o entre éstas y el resultado de la casación facilitado por el OM, se procederá, en función del caso, según lo siguiente:

– Unidades de programación con programa de energía asociado a la ejecución de contratos bilaterales: se considerará el valor mínimo de los programas resultantes de las comunicaciones realizadas por los diferentes sujetos identificados como contrapartes en dicho contrato.
– Unidades de programación con programa de energía asociado a la contratación en el mercado diario de producción que forman parte junto a otras unidades de programación de una misma unidad de oferta: en aquellos casos en los que el OS no haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación integradas en una misma unidad de oferta, o bien habiéndose recibido dicha nominación, el valor total nominado fuese distinto del programa de la correspondiente unidad de oferta comunicado por el OM, se procederá como sigue:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior se irán asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.
3. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no se hubiera asignado aún el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con mayor valor de potencia máxima.

5.3.8 Elaboración y publicación del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los Sujetos del Mercado, y del OM, el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) de las unidades de programación del sistema eléctrico español correspondiente a la programación del día siguiente.

A partir de la puesta a disposición del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación del PDBF, u otras circunstancias que así lo hiciesen necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones al programa PDBF, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de esta reducción de plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del PDBF, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.4 Transferencia del programa de las unidades de programación genéricas en el PDBF.

El saldo neto de todas las transacciones asociadas a las unidades de programación genéricas de un SM en el PDBF deberá ser nulo.

Al objeto de anular el saldo de las transacciones de programa de las unidades de programación genéricas en el PDBF los SM vendedores podrán establecer, con respeto de las obligaciones establecidas en la normativa vigente, los siguientes tipos de transacciones:

– Contratos bilaterales con entrega física entre una unidad de programación genérica y una o más unidades de programación del mismo Sujeto de Mercado o de otro Sujeto de Mercado con el que haya establecido un acuerdo bilateral.

– Transacciones de compra o de venta de energía establecidas mediante la participación en el mercado diario de producción de unidades de oferta genéricas asociadas a estas unidades de programación genéricas.

– Contratos bilaterales con entrega física entre unidades de programación genéricas

Para realizar la transferencia del programa de energía de las unidades de programación genéricas mediante contratación bilateral, el SM deberá tener dados de alta y en vigor los contratos bilaterales que sean necesarios, tanto entre unidades de programación genéricas, como entre cada unidad de programación genérica y las correspondientes unidades de programación. Estos contratos bilaterales para la transferencia de programa desde las unidades de programación genéricas a las unidades de programación podrán ser nacionales y/o internacionales y deberán ser nominados por los SM de acuerdo a las reglas y plazos de nominación establecidos en este procedimiento de operación.

5.5 Programa Diario Viable provisional (PDVP).

El OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF a las 12:00 horas y se mantendrá abierto hasta 15 minutos después de la publicación del PDBF.

El OS podrá prolongar este plazo de recepción de ofertas, sólo en casos excepcionales y previa comunicación a todos los SM a través de la página Web de Sujetos del eSIOS, comunicación en la que se indicará la nueva hora de cierre del período de recepción de ofertas, y el motivo de la prolongación del periodo de recepción de ofertas.

Teniendo en cuenta las mejores previsiones de demanda y de producción de origen eólico y solar en el sistema eléctrico peninsular español y la disponibilidad prevista de las instalaciones de red y de las unidades de producción, aplicará un análisis de seguridad sobre el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) para detectar las posibles restricciones técnicas y sus posibles soluciones, seleccionando aquéllas que, resolviendo la restricción con un margen de seguridad adecuado, impliquen un menor coste para el sistema. El OS procederá para ello a realizar las modificaciones de programa que sean precisas para la solución de las restricciones detectadas, y establecerá además las limitaciones de programa por seguridad que sean necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en los procesos y mercados posteriores, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación de restricciones técnicas.

En este mismo proceso, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF que hayan sido solicitadas por los gestores de la red de distribución en aquellos casos en los que éstos identifiquen y comuniquen de forma fehaciente al OS la existencia de restricciones técnicas en la red objeto de su gestión, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la solución de restricciones técnicas.

Tras la solución de las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá, en su caso, a realizar las modificaciones adicionales de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda del volumen restante, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de solución de restricciones técnicas, respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad.

El programa PDVP resultante mantendrá el flujo de energía existente entre el sistema español y el portugués como resultado del proceso de casación del mercado diario.

El programa PDVP de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español resultante de este proceso será publicado por el OS no más tarde de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, o en todo caso, antes de transcurridas 75 minutos tras la publicación del PDBF, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

A partir de la puesta a disposición del programa diario viable provisional (PDVP), los SM dispondrán de un período máximo de 10 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del PDVP, manteniendo informados en todo momento a los SM y al OM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.6 Requerimientos de reserva de regulación secundaria.

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación secundaria para cada uno de los periodos de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de reserva de regulación secundaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados por el OS antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I.

5.7 Asignación de reserva de regulación secundaria:

Una vez publicados los requerimientos de reserva de regulación secundaria, el OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria, proceso que se cerrará a la hora establecida a estos efectos en el anexo I, salvo otra indicación del OS que será comunicada previamente a todos los SM titulares de zonas de regulación habilitadas para la prestación de este servicio.

Con las ofertas de reserva de regulación secundaria recibidas, el OS asignará la prestación del servicio de regulación secundaria con criterios de mínimo coste, siguiendo el proceso descrito en el procedimiento de operación por el que se establece la prestación del servicio de regulación secundaria.

No más tarde de la hora establecida para los intercambios de información en el anexo I, el OS publicará, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la asignación de reserva de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

A partir de la puesta a disposición de la asignación de reserva secundaria, los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al

OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación de la asignación de reserva secundaria, u otras circunstancias que así lo hagan necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones a la asignación de reserva secundaria, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, e informando previamente de esta reducción del plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una anomalía imputable al OS, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS realizará las actuaciones oportunas para su resolución y procederá a la publicación de una nueva versión de la asignación de reserva secundaria, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

Con anterioridad al inicio del periodo de programación, el responsable de una zona de regulación podrá solicitar al OS la aplicación del mecanismo de reducción de banda de regulación secundaria para evitar el incumplimiento del compromiso de banda adquirido el día anterior por seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de regulación secundaria.

5.8 Actualización de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas:

A partir de la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria, los SM podrán proceder a actualizar de forma continua para el día D, las ofertas de restricciones presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, para su utilización en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de intercambio de información.

El OS podrá retrasar la hora de apertura para la actualización de las ofertas cuando se produzcan retrasos en los mercados que lo hagan necesario. Los SM serán informados a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

5.9 Requerimientos de reserva de regulación terciaria.

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación terciaria para cada uno de los periodos de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de reserva de regulación terciaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I.

5.10 Ofertas de regulación terciaria.

El día D-1, antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, los SM deberán presentar ofertas de toda la reserva de regulación terciaria que tengan disponible tanto a subir como a bajar para todo el horizonte de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de regulación terciaria. Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los SM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o disponibilidad de sus unidades de producción, siendo obligatoria la oferta de toda la reserva de regulación terciaria disponible en cada unidad. Los Sujetos del Mercado podrán actualizar sus ofertas para el mercado de regulación terciaria hasta el minuto 35 de la hora anterior a la hora de programación, salvo en aquellos casos en los que el OS comunique, a través del sistema de información del OS, una prolongación del periodo para la actualización de estas ofertas.

6. Programación intradiaria.

Las sesiones del mercado intradiario podrán tener carácter continuo (rondas) o de subasta.

6.1 Elaboración del programa horario tras las sesiones de subasta (PHF).

De acuerdo con los horarios establecidos en el anexo I de este procedimiento, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en las sesiones de subasta del mercado intradiario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español, el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión de subasta del mercado intradiario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión de subasta.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal de cada una de las sesiones de subasta del mercado intradiario correspondiente a las zonas de oferta de España y de Portugal para cada periodo de programación.

Tras la comunicación por el OM del programa resultante de la casación de ofertas en las sesiones de subasta del mercado intradiario y antes de la hora límite establecida en el anexo I, el OS recibirá de los Sujetos del Mercado, las nominaciones de programas correspondientes a dicha sesión de subasta por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) estén integradas dos o más unidades de programación.

Los programas por unidad de programación nominados deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad.

En el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta asociada comunicado por el OM para la correspondiente sesión del MI de subastas, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

A) La unidad de oferta vende energía en el MI de subastas:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.

2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

3. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no hubiera sido asignado el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con un mayor valor de potencia máxima.

B) La unidad de oferta recompra energía en el MI:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.

2. Respetando la ordenación del punto 1, se irá reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada casado en la correspondiente sesión del MI de subastas.

De forma análoga al proceso descrito en ámbito diario, antes de la hora límite establecida para los intercambios de información en el anexo I, los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente al desglose del programa de las unidades de programación en unidades físicas y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción equivalentes de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los desgloses de las unidades físicas que componen dicha unidad de programación difiera del programa de la unidad de programación, con una tolerancia de ±0,1 MWh.

El PHF de unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español será publicado por el OS tras cada una de las sesiones de subasta a partir del

resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en dicha subasta, como consecuencia del Programa Diario Viable y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación.

El OS procederá a publicar el Programa Horario Final (PHF) en el horario fijado en el anexo I de este procedimiento de operación.

Con posterioridad a cada sesión de subasta del mercado intradiario, en el horario establecido en el anexo I, los operadores de los sistemas eléctricos portugués y español establecerán de forma conjunta el programa resultante en la interconexión Portugal-España tras las sesiones de subasta del mercado intradiario, al objeto facilitar dicho programa a la Plataforma de Contratación Continua Europea para el cálculo por parte de la misma de la capacidad de intercambio disponible en la interconexión Portugal- España para la negociación en el mercado intradiario continuo.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del PHF, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán las medidas necesarias para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible, comunicándose este hecho a los SM y al OM, a los efectos oportunos.

6.2 Elaboración Programa Horario Final definitivo (PHFC).

Al objeto de elaborar el Programa Horario Final definitivo (PHFC) correspondiente a cada periodo horario de programación, el OS recibirá la siguiente información:

– De la Plataforma de Contratación Continua Europea: los flujos en las interconexiones como resultado de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo.

– Del OM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación, la información referente a las transacciones negociadas por los sujetos de la zona de oferta española en el mercado intradiario continuo. Asimismo, el OS recibirá la información relativa al precio horario de referencia de la energía gestionada en el mercado intradiario continuo.

– De los SM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación, las nominaciones de programas para la correspondiente ronda por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) esté integrada por dos o más unidades de programación y los desgloses en unidades físicas y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción equivalentes de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Las nominaciones de programas en unidades de programación deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad del sistema.

En el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta asociada comunicado por el OM para la correspondiente ronda del mercado intradiario continuo, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

A) La unidad de oferta vende energía en el mercado intradiario continuo:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.

2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su

caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

3. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no hubiera sido asignado el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con un mayor valor de potencia máxima.

B) La unidad de oferta recompra energía en el mercado intradiario continuo:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.

2. Respetando la ordenación del punto 1, se irá reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

El Programa Horario Final definitivo (PHFC) se establecerá por el OS a partir del resultado del PDVP y de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas con posterioridad a cada una de las rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de las rondas del mercado intradiario continuo.

El OS procederá a publicar el PHFC para los periodos de programación negociados en cada ronda, con una antelación no inferior a 45 minutos respecto al inicio del periodo de programación.

El OS elaborará y publicará el PHFC a partir del PHFC anterior, o en su defecto del PHF anterior, en los siguientes casos:

• En aquellos casos en los que previo a la confirmación de los resultados del mercado intradiario continuo, el OM publique la anulación de las transacciones realizadas durante la última ronda.

• En aquellos casos en los que por la existencia de una incidencia no se disponga de los resultados del mercado intradiario continuo o habiéndose recibido, no hayan sido confirmados con una anterioridad no inferior a 40 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación.

• En aquellos casos en los que el OS no pueda integrar en su sistema con una anterioridad de 40 minutos respecto al periodo de inicio del horizonte de programación la información oficial confirmada por el OM referente a las transacciones negociadas por los sujetos de la zona de oferta española en el mercado intradiario continuo.

En todos estos casos se respetarán los programas de intercambios internacionales resultantes del mercado intradiario continuo, siempre que el OS disponga de dichos programas facilitados por la Plataforma de contratación Continua Europea. El saldo horario que resulte en la interconexión con Francia por transacciones anuladas en el sistema eléctrico peninsular español se financiará con cargo a la renta de congestión en la interconexión con Francia.

En estas situaciones, el OS tan pronto como sea posible, mantendrá informados a los SM a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

La participación en los servicios transfronterizos de balance prevista en el anexo III del Acuerdo por el que se aprueban las especificaciones y procedimientos de desarrollo de la metodología de subastas regionales intradiarias entre España y Portugal, de 6 de junio de 2018, relativo al procedimiento transfronterizo de intercambio de energías de balance (BALIT), estará condicionada a la disponibilidad y publicación del programa horario final definitivo (PHFC) con un margen de al menos 48 minutos respecto al periodo de inicio del horizonte de programación.

7. Intercambios de información posteriores al mercado intradiario para la programación de los intercambios internacionales.

A la hora de establecer los valores finales de los programas de intercambio que serán tenidos en consideración para el establecimiento del valor de ajuste del sistema de regulación frecuencia-potencia encargado de controlar el intercambio de energía entre los dos sistemas eléctricos que comparten cada interconexión eléctrica, sólo serán tenidos en

consideración aquellos programas de energía que hayan sido correctamente nominados, y con respeto de los plazos establecidos.

Con posterioridad a cada sesión de subasta del MI, el OS establecerá de forma conjunta con el Operador del Sistema eléctrico portugués los valores de programa de intercambio resultantes en la interconexión Portugal-España.

Con posterioridad a cada ronda del mercado intradiario continuo, el OS establecerá de forma conjunta con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos los valores de los programas de intercambio en la correspondiente interconexión, previos a la aplicación de servicios transfronterizos de balance.

Con posterioridad a la aplicación de los servicios transfronterizos de balance, el OS establecerá de forma conjunta con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos los valores finales de los programas de intercambio en la correspondiente interconexión.

Este mismo intercambio de información se llevará a cabo también en aquellos casos en los que habiéndose identificado una situación de congestión en una interconexión internacional durante la operación en tiempo real, sea preciso proceder a la resolución de dicha congestión mediante la aplicación de una reducción de los programas de intercambio previstos o de acciones coordinadas de balance.

8. Gestión de desvíos.

Los desvíos entre generación y consumo respecto al Programa Horario Final definitivo (PHFC), podrán ser resueltos mediante la aplicación del mecanismo horario de gestión de desvíos.

Los Sujetos del Mercado podrán actualizar sus ofertas para el mercado horario de gestión de desvíos hasta 55 minutos antes del inicio del periodo de programación, conforme al procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de los desvíos generación- consumo.

9. Programación en tiempo real.

9.1 Programas horarios operativos (P48):

Los P48 son los programas horarios que resultan tras la incorporación de todas las asignaciones efectuadas en firme hasta el momento de la publicación de estos programas de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español.

Cada uno de los P48 se publicará de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, con una antelación no inferior a 15 minutos respecto al cambio de hora.

9.2 Actuaciones inmediatas ante desequilibrios en tiempo real:

En el momento en que se produzca una incidencia con desequilibrio entre la generación y el consumo, se producirá, de forma automática, la actuación inmediata de la regulación primaria y secundaria para corregir el desequilibrio, con la consiguiente pérdida de reserva de regulación.

Si la reserva de regulación secundaria se redujera por debajo de los niveles deseables por razones de seguridad del sistema, el OS requerirá la utilización de reserva de regulación terciaria para regenerar la reserva secundaria, aplicando para ello el procedimiento de operación por el que se establece la prestación del servicio de regulación terciaria.

9.3 Solución de restricciones técnicas en tiempo real:

La modificación de la programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real se efectuará conforme al procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de restricciones técnicas.

9.4 Modificaciones de los P48:

La modificación de un P48 respecto del anterior podrá venir motivada por:

a) Modificaciones de los programas de venta y de adquisición de energía efectuadas en el mercado intradiario, o

b) Modificaciones por aplicación del procedimiento de gestión de desvíos, o por asignación de ofertas de regulación terciaria.

c) Modificación de la programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real, conforme al procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de restricciones técnicas.

d) Modificación de la programación para la resolución de una congestión en una interconexión internacional mediante la aplicación de una reducción de los programas de intercambio previstos o de acciones coordinadas de balance.

e) Modificación por aplicación de mecanismos de servicios transfronterizos de balance entre sistemas eléctricos.

f) Indisponibilidades sobrevenidas de las unidades físicas de producción en el período que media entre la comunicación de dos P48 consecutivos, conforme a lo establecido en el procedimiento de comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.

g) Comunicación fehaciente del Sujeto de Mercado de una unidad de programación de producción, o de consumo de bombeo, de la existencia de desvíos sobre programa iguales o superiores a 30 MWh por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.

h) Comunicación fehaciente del operador de un sistema eléctrico vecino de la no conformidad total o parcial del programa de intercambio de energía que tiene previsto ejecutar un Sujeto de Mercado.

i) Establecimiento de intercambios internacionales de apoyo por seguridad entre sistemas eléctricos vecinos.

9.5 Desglose de programas por unidades físicas o, en su caso, por unidades de producción equivalentes.

De forma análoga al proceso descrito en el ámbito diario e intradiario, con una antelación no inferior a 5 minutos respecto al inicio del periodo de programación, los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente a los desgloses del programa en tiempo real como consecuencia de las asignaciones en los mercados de gestión de desvíos y/o terciaria de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción equivalentes de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los desgloses de las unidades físicas que componen dicha unidad de programación difiera del programa de la unidad de programación, con una tolerancia de ±0,1 MWh.

10. Programa cierre (P48CIERRE).

Una vez finalizado el horizonte diario de programación, el OS pondrá a disposición de los Sujetos del Mercado asociados a las unidades de programación, el programa cierre definitivo del P48 del día anterior (P48CIERRE).

11. Información al OM y a los Sujetos del Mercado.

Todos los intercambios de información entre el OS y el OM y entre el OS y los SM realizados en el marco del proceso de programación de la generación, serán efectuados utilizando los medios y la estructura prevista en las ediciones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los Sujetos del Mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

12. Unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español.

El proceso de programación diaria de la generación está basado en la gestión de los programas de energía de las diferentes unidades de programación correspondientes a la venta y a la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular español. A continuación se definen y describen en detalle algunos términos asociados a la gestión de las unidades de programación.

12.1 Definición de unidad de programación (UP) y unidad de programación genérica (UPG).

La unidad de programación (UP) es la unidad elemental de representación de los programas de energía definidos en este procedimiento de operación.

Las unidades de programación permiten la integración en el mercado peninsular español de los programas de venta o de adquisición de energía correspondientes a una instalación individual, a la que se denominará unidad física (UF), o a un conjunto de ellas según los criterios establecidos en el anexo II de este procedimiento. Permiten también la integración en el mercado de los programas de importación y de exportación de energía realizados a través de las interconexiones internacionales.

En el anexo II de este procedimiento se define también la unidad de programación genérica (UPG), la Unidad de Programación Porfolio (UPP) y los posibles usos de la misma.

La unidad de programación (UP) y, en su caso, la unidad de programación genérica (UPG) o la Unidad de Programación Porfolio (UPP) son también la unidad básica fundamental para la anotación de los derechos de cobro y las obligaciones de pago que le correspondan en el Registro de Anotaciones en Cuenta del OS.

Los códigos de identificación de estas unidades serán facilitados por el OS una vez sean aceptadas como unidad de programación, unidad de programación genérica y/o Unidad de Programación Porfolio (UPP) del sistema eléctrico español.

Cada unidad de programación y cada unidad de programación genérica podrán tener asociados programas de energía correspondientes a las distintas formas de contratación. Las Unidades de Programación Porfolio podrán tener asociados programas de energía correspondientes a la contratación en el mercado intradiario continuo.

En el caso de unidades de producción de propiedad compartida, la unidad de programación será única, pudiendo variar en el tiempo el copropietario que actúe en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

El OS facilitará periódicamente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la relación existente entre unidades físicas, unidades de programación y, en su caso, los «Códigos de la instalación de producción a efectos de liquidación» (CIL).

12.2 Titular de la unidad de programación (o de una unidad de programación genérica).

En el caso de unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a consumidores directos en mercado, el titular de la unidad de programación será el propietario de la instalación, entendiendo como tal a aquel sujeto que disponga de los derechos de explotación de la instalación, o el copropietario que ejerza en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

En el caso de las unidades de programación definidas en el apartado 1 e) del anexo II de este procedimiento, correspondientes a sujetos representantes, comercializadores de referencia o comercializadores, el titular de dicha unidad de programación será el propio sujeto representante, comercializador de referencia o comercializador.

En el caso de unidades de programación utilizadas para integrar en el mercado las transacciones de importación o de exportación de energía realizados a través de las interconexiones internacionales, el titular de la unidad de programación será el Sujeto de Mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

En el caso de unidades de programación genéricas utilizadas para la comunicación de transacciones internacionales firmes en la interconexión con Francia, el titular de la unidad de programación será el Sujeto de Mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

12.3 Representante de la unidad de programación (o unidad de programación genérica/ porfolio):

El representante de una unidad de programación será un Sujeto de Mercado designado por el sujeto titular de la unidad de programación para actuar por cuenta del titular, bien en nombre propio (representación indirecta) o en nombre ajeno (representación directa), en el mercado de producción de energía eléctrica utilizando para ello las mismas unidades de programación que utilizaría el sujeto titular excepto en los casos establecidos en el anexo II.

La designación del sujeto representante de la unidad de programación se efectuará mediante la presentación por el sujeto titular ante el OS del correspondiente poder notarial que acredite este hecho.

12.4 Sujeto del mercado de las unidades de programación (o unidades de programación genérica/porfolio):

El Sujeto de Mercado de la unidad de programación será el responsable de dicha unidad de programación en el mercado de producción.

Deberá ser entendido como aplicable a los sujetos titulares y a los representantes de unidades de programación.

Corresponderá al Sujeto de Mercado:

a) La solicitud de alta, baja y comunicación de modificaciones relativas a la unidad de programación en el sistema de información del OS.

b) En su caso, la comunicación al OS de la designación o modificación de sujeto representante para la gestión de dicha unidad de programación.

c) Comunicar al OS la nominación de los programas horarios de energía de dicha unidad de programación, comunicando, además, en su caso, las unidades de programación que actúan de contrapartes en el caso de las transacciones correspondientes a contratos bilaterales con entrega física.

d) Facilitar al OS el desglose de los programas por unidades físicas y/o, en su caso, por unidades de producción equivalentes, de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación.

e) Interlocución para el intercambio de información con el OS.

13. Pruebas de los nuevos sistemas de información.

Antes de poner en funcionamiento cualquier nuevo intercambio de información, el OS propondrá una fase previa de realización de las pertinentes pruebas de intercambios de información entre todos los sujetos afectados.

ANEXO I

Horarios establecidos para los intercambios de información

– Horarios de publicación de programas y otros intercambios de información.

Concepto	Hora
Nominación de los SM al OS (sistema eléctrico español) de la capacidad asignada en las subastas explicitas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	8:30 horas (7:45 horas, hasta la fecha que será comunicada conjuntamente por los operadores de los sistemas francés y español, una vez ya aprobadas las Reglas de Nominación en IFE).
El OS pone a disposición del OM y de los SM la información de los derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	≤ 9:00 horas.
Comunicación por los SM al OS de las nominaciones de contratos bilaterales: – Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones fuera del ámbito del MIBEL en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad. – Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.	≤ 10:15 horas.
Publicación por el OS de la información previa al MD.	≤ 10:30 horas.
El OS pondrá a disposición del OM los valores de capacidad máxima en las interconexiones internacionales utilizables en el proceso de casación de ofertas en el MD (ATC).	≤ 10:30 horas.
Puesta a disposición del OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al MD.	
Publicación PDBC.	≤ 13:00 horas.
Envío por los SM al OS de las nominaciones de programa por unidad de programación: – Nominaciones de contratos bilaterales después del MD. – Nominaciones de programa de Unidades de Programación UP, integradas junto a otras UP en una misma unidad de oferta. En caso de desacoplamiento de mercados y celebración de la Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España, nominación de los contratos bilaterales internacionales con entrega física entre la UPG y la unidad en frontera. Envío de los SM al OS del programa correspondiente a: – Desgloses de UP en UF. – Potencia hidráulica máxima y mínima por unidad de programación hidráulica.	≤ 13:20 horas (en todo caso, hasta 20 min tras la publicación del PDBC).
Publicación PDBF.	≤ 13:30 horas (en todo caso, hasta 30 min tras publicación PDBC).
Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas.	Desde las 12:00 horas hasta 15 min tras publicación PDBF.

Concepto	Hora
Puesta a disposición de los SM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada, en caso de congestión, en las interconexiones sin procedimiento coordinado de asignación de capacidad.	≤ 14:45 horas.
Publicación PDVP.	≤ 14:45 horas (en todo caso, hasta 75 min tras publicación PDBF).
Requerimientos de reserva de regulación secundaria.	≤ 14:45 horas.
Presentación de ofertas de regulación secundaria.	≤ 16:00 horas (en todo caso, hasta 75 minutos tras la publicación del PDVP).
Asignación de reserva de regulación secundaria.	≤ 16:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de regulación secundaria).
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	≤ 21:00 horas.
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	≤ 23:00 horas.

Notas:

D: Día de programación. Salvo otra indicación, todos los horarios anteriores corresponden al día D-1 (día inmediatamente anterior al de operación).

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, mediante los correspondientes mensajes específicos y plazos de envío, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de nuevas versiones de estas publicaciones (Comunicación de bilaterales, PDBF, PDVP, PHF y PHFC), manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y el OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

En caso de que se produzcan retrasos en alguna otra publicación se modificarán los horarios según se describe en el texto del Procedimiento de Operación. Si como consecuencia de estos retrasos se viera afectada la secuencia de programación de la operación, el OS informará oportunamente a los SM mediante la página Web de Sujetos del Mercado del eSIOS.

– Horarios de publicación de los PHF tras las sesiones de subastas del mercado intradiario.

	Sesión 1.ª	Sesión 2.ª	Sesión 3.ª	Sesión 4.ª	Sesión 5.ª	Sesión 6.ª
Cierre de sesión.	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación.	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Comunicación resultados en la interconexión ES-PT a la Plataforma de Contratación Continua Europea.	15:08	17:58	21:58	1:58	4:58	9:58
Recepción de nominaciones por UP y desgloses de programa (*).	15:22	18:12	22:12	2:12	5:12	10:12
Publicación PHF.	15:27	18:17	22:17	2:17	5:17	10:17
Horizonte de programación.	24 horas	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	12 horas
(Periodos horarios).	(1-24 D)	(21-24 D-1 y 1-24 D)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(13-24)

(*) 15 minutos desde la recepción de la casación.

(**) 5 minutos desde el cierre de recepción de nominaciones y desgloses.

ANEXO II

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

Los criterios para la organización de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español son:

1. Unidades de programación para la entrega de energía:

a) Grupo térmico no incluido en el apartado d de este anexo de potencia neta máxima superior o igual a 100 MW:

Se constituirá una única unidad de programación por cada grupo térmico de potencia neta superior o igual a 100 MW, conforme al valor de potencia neta del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente,

entendiéndose bajo el término de grupo térmico el constituido por un conjunto de uno o más generadores eléctricos basados en motores térmicos y acoplados mecánica o térmicamente, pudiendo estar dispuestos sobre ejes diferentes y que comparten el mismo nudo de conexión a la red de transporte o a la red de distribución.

Las unidades de programación serán clasificadas, atendiendo a la información sobre su combustible principal obtenida del registro administrativo correspondiente, en los siguientes tipos: nuclear, gas natural-ciclo combinado, carbón-hulla sub-bituminosa o lignito, carbón-hulla antracita, fuel y gas natural.

Una unidad de programación térmica estará compuesta de una sola unidad física, entendiendo como tal, cada clave diferenciada del correspondiente registro administrativo, salvo en el caso de centrales multieje, como determinados grupos de ciclo combinado (X turbinas de gas más Y turbinas de vapor), que integrarán tantas unidades físicas como número de motores térmicos los componen. Los ciclos combinados multieje operan en distintos modos de funcionamiento, correspondiendo cada modo a una configuración de funcionamiento.

Con carácter excepcional, el Operador del Sistema podrá solicitar que determinados grupos térmicos de potencia neta inferior a 100 MW, por su relevancia para la operación del sistema, se constituyan en una unidad de programación.

b) Unidades de gestión hidráulica:

Se constituirá una única unidad de programación por cada conjunto de centrales hidroeléctricas (incluidas aquéllas pertenecientes a los subgrupos b.4.1, b.4.2, b.5.1 y b.5.2 establecidos en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos) que pertenezcan a una misma unidad de gestión Hidráulica (UGH) debidamente constituida, conforme a los criterios establecidos en la regulación vigente.

Cada unidad de gestión hidráulica estará compuesta por varias unidades físicas, entre las que pueden estar incluidas instalaciones de bombeo mixto, que por su propia naturaleza no pueden desligarse de la gestión integrada de cuencas. Se considerará como unidad física a cada instalación, entendiendo como tal, cada clave diferenciada del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente a una central hidroeléctrica.

c) Unidades de generación pertenecientes a centrales reversibles de bombeo:

Se constituirá una única unidad de programación para el conjunto de grupos de bombeo asociados a una central reversible de bombeo puro que evacúe en un determinado nudo de la red de transporte o de la red de distribución.

Cada unidad de programación estará compuesta por tantas unidades físicas como grupos de bombeo tenga asociados, entendiendo como grupo de bombeo, cada clave diferenciada del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente.

Esta unidad de programación para la entrega de energía será diferente de la unidad de programación (y de las correspondientes unidades físicas) que se asignará (o asignarán) a la misma instalación para la programación del consumo de bombeo de ese mismo conjunto de grupos.

Las instalaciones pertenecientes a centrales reversibles de bombeo se clasificarán a nivel de unidad física en instalaciones asociadas a bombeo puro. A estos efectos y para las instalaciones inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica se utilizará la información establecida a este respecto en el citado registro.

d) Unidades de generación pertenecientes a instalaciones o agrupaciones de instalaciones a partir de fuentes renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos, de potencia neta superior a 1 MW:

Con carácter general, para instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable (salvo UGHs), instalaciones de cogeneración e instalaciones que utilicen residuos como fuente de energía primaria, y cuya potencia neta o suma de potencias netas de las instalaciones que conforman una misma agrupación sea

superior a 1 MW, se constituirá una única unidad de programación para la entrega de energía, por Sujeto de Mercado y tipo de producción UP, conforme a lo establecido en el siguiente cuadro:

Tipo de producción UP	Tipo de producción UF
Gas Natural - Cogeneración.	
Derivados del petróleo o carbón.	
Energía residual de instalaciones no productoras de energía eléctrica.	
Solar fotovoltaica.	
Solar térmica.	
Eólica Terrestre.	
Eólica Marina.	
Hidráulica - No UGH.	Fluyente/Embalse.
Oceanotérmica, geotérmica.	
Biomasa.	
Biogás.	
Residuos domésticos y similares.	
Residuos varios.	
Subproductos minería.	

En su caso, estas instalaciones se clasificarán atendiendo a la información relativa a su combustible principal, obtenida del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente.

De esta forma, cada Sujeto de Mercado dispondrá, con carácter general, como máximo, de tantas unidades de programación como tipos de producción definidos en el cuadro anterior compongan su parque de generación, de modo que cada unidad de programación integre en el mercado la generación de un único tipo de producción.

Cada unidad de programación de cada Sujeto de Mercado estará compuesta a su vez por una o más unidades físicas con el mismo tipo de producción que la unidad de programación.

Se considerarán como unidades físicas:

– Cada instalación, entendiendo como tal, cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, para una clave diferenciada con más de un CIL, se podrán dar de alta tantas unidades físicas como número de CIL asociados existan para esta clave con el mismo combustible.

– Cada conjunto de instalaciones pertenecientes a una misma agrupación, de acuerdo con la definición dada en el artículo 7.c del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Adicionalmente, y respetando los criterios de Sujeto de Mercado y tipo de producción de la unidad de programación, en su caso se deberán distinguir, de forma específica, tantas unidades de programación como sean necesarias, al objeto de poder diferenciar entre:

– Generación gestionable y no gestionable de acuerdo con la definición dada en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, sólo en caso de instalaciones renovables, para la aplicación de los criterios de prioridad de despacho.

– Generación a la que le son de aplicación / no le son de aplicación los criterios de prioridad de despacho.

– Generación habilitada / no habilitada para la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo (regulación secundaria, regulación terciaria y/o gestión de desvíos).

Asimismo, en el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, el Sujeto de Mercado dispondrá de la correspondiente unidad de programación específica con una o varias unidades físicas, atendiendo a criterios técnicos u operativos debidamente justificados.

e) Unidades de generación pertenecientes a instalaciones o agrupaciones de instalaciones a partir de fuentes renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos de potencia neta menor o igual a 1 MW y que no forman parte de una agrupación cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 1 MW:

Con carácter general, se constituirá una única unidad de programación de generación perteneciente a instalaciones renovables, de cogeneración y de residuos de potencia neta menor o igual a 1 MW por Sujeto de Mercado y tipo de producción UP, conforme a lo establecido en el siguiente cuadro:

Tipo de producción UP	Tipo de producción UF
Gas Natural - Cogeneración.	
Derivados del petróleo o carbón.	
Energía residual de instalaciones no productoras de energía eléctrica.	
Solar fotovoltaica.	
Solar térmica.	
Eólica Terrestre.	
Eólica Marina.	
Hidráulica - No UGH.	Fluyente/Embalse.
Oceanotérmica, geotérmica.	
Biomasa.	
Biogás.	
Residuos domésticos y similares.	
Residuos varios.	
Subproductos minería.	

De esta forma, cada Sujeto de Mercado dispondrá, con carácter general, como máximo, de tantas unidades de programación como tipos de producción definidos en el cuadro anterior compongan su parque de generación, de modo que cada unidad de programación integre en el mercado la generación de un único tipo de producción.

Cada unidad de programación estará compuesta por una única unidad física que agrupará a todas las instalaciones de potencia neta menor o igual a 1 MW del mismo tipo de producción y Sujeto de Mercado. Se entenderá como instalación, cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Asimismo, y respetando los criterios de Sujeto de Mercado y tipo de producción de la unidad de programación, en su caso, se deberán distinguir, de forma específica, tantas unidades de programación como sean necesarias al objeto de poder diferenciar entre:

– Generación gestionable y no gestionable de acuerdo con la definición dada en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, sólo en caso de instalaciones renovables, para la aplicación de los criterios de prioridad de despacho.

– Generación a la que le son de aplicación / no le son de aplicación los criterios de prioridad de despacho.

En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, como por la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo, entre otros, el Sujeto de Mercado podrá disponer de la correspondiente unidad de programación específica integrada, a su vez, por unidades físicas individuales, atendiendo a criterios técnicos u operativos debidamente justificados. En este caso, a la unidad de programación en cuestión (integrada por instalaciones de potencia neta menor o igual a 1 MW) le serán de aplicación los criterios establecidos en el apartado anterior.

f) Unidades de programación para la importación de energía:

Cada sujeto autorizado para la importación de energía desde sistemas externos al sistema eléctrico español dispondrá de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía importada a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización para la importación de energía.

Consideraciones sobre el Sujeto de Mercado asociado a las unidades de programación para la entrega de energía:

El Sujeto de Mercado asociado a las unidades de programación que representan a unidades de generación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español, a las que se refieren los apartados 1.a, 1.b, 1.c y 1.d anteriores, podrá ser, en cumplimiento de la legislación vigente:

– El propio Sujeto de Mercado productor, propietario de las instalaciones de producción o bien el copropietario que actúe en cada momento como responsable de dichas instalaciones ante el Operador del Sistema, en el caso de centrales de propiedad compartida. En el caso del Sujeto de Mercado asociado a las unidades de programación referidas al apartado 1.d, será obligatorio dar de alta el Sujeto de Mercado titular, el representante, en el caso de que sea necesario, así como la relación entre éstos y las unidades de programación.

– Un Sujeto de Mercado que actúe como representante por cuenta ajena indirecta (en nombre propio). El representante de sujetos propietarios de instalaciones de producción podrá actuar con sus propias unidades de programación de representante, o con la unidad de programación del Sujeto de Mercado propietario de la instalación.

– Un Sujeto de Mercado que actúe como representante por cuenta ajena directa (en nombre ajeno). En este caso el representante de Sujetos del Mercado propietarios de instalaciones de producción actuará con la unidad de programación del Sujeto de Mercado propietario de la instalación.

– Un Sujeto de Mercado comercializador autorizado para la venta de energía. El comercializador que establezca un contrato de comercialización con sujetos propietarios de instalaciones de producción actuará con las propias unidades de programación del sujeto comercializador.

En el caso del apartado 1.e, el Sujeto de Mercado asociado a las correspondientes unidades de programación podrá ser únicamente un representante o un comercializador, siempre y cuando dispongan de representante o comercializador. En caso de no disponer de representante o comercializador, podrá actuar con las unidades de programación del productor.

Consideraciones sobre las instalaciones renovables y las cogeneraciones de alta eficiencia:

A efectos de la organización de las unidades de programación y de la aplicación de los criterios de prioridad de despacho establecidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos:

– El OS considerará una instalación como renovable cuando la instalación esté clasificada dentro de la categoría b del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. A estos efectos, se consideran incluidas en la categoría b del citado real decreto, las instalaciones de producción inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica como hidráulica de tipo embalse o fluyente, y las instalaciones de la sección segunda que aparezca dicha categoría b en su inscripción en el registro.

– El OS considerará una instalación como cogeneración de alta eficiencia cuando cumpla los requisitos establecidos en el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración. Estos requisitos se podrán acreditar por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para las instalaciones de cogeneración con régimen retributivo específico o, en el caso de no tener reconocido el régimen retributivo específico, mediante un certificado de una entidad reconocida por la administración competente en la que se determine la eficiencia del proceso de cogeneración. El Sujeto de Mercado deberá presentar esta certificación al OS por los medios que éste establezca a tal efecto.

– El OS considerará el carácter fluyente o de embalse de las unidades físicas de acuerdo a la información disponible en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, o en su defecto se considerará que la instalación es de tipo fluyente, salvo

acreditación oficial respecto a su carácter de instalación asociada a un embalse, que deberá ser presentada al OS por los medios que éste establezca a tal efecto.

– El OS considerará como generación hidráulica gestionable las instalaciones hidráulicas inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y las instalaciones de la sección segunda en las que aparezca dicha categoría b y tipo embalse en su inscripción en el registro. El resto de instalaciones hidráulicas serán consideradas como no gestionables.

2. Unidades de programación para la adquisición de energía.

a) Adquisición de energía por comercializadores:

Cada sujeto comercializador en mercado será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español.

b) Adquisición de energía por consumidores directos en mercado:

Cada sujeto consumidor directo en mercado será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español de los que sea sujeto de liquidación con la misma fiscalidad del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

Cada sujeto representante por cuenta ajena y en nombre propio (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y el operador del mercado de un consumidor directo en mercado, será titular de una única unidad de programación para el suministro a todos sus consumidores directos en mercado representados dentro del sistema eléctrico peninsular español con la misma fiscalidad del Impuesto Especial cobre la Electricidad.

Cada sujeto representante por cuenta ajena y en nombre propio (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y con representación por cuenta ajena y en nombre del representado (representación directa) ante el operador del mercado de un consumidor directo en mercado, podrá utilizar las unidades de programación con las que actuaría el consumidor directo en mercado.

c) Adquisición de energía por productores para consumo de bombeo:

Cada Sujeto de Mercado será titular de una única unidad de programación para la adquisición de energía para el consumo de bombeo del conjunto de grupos conectados en un mismo nudo de la red de transporte o la red de distribución.

Esta unidad de programación estará compuesta por tantas unidades físicas como grupos de bombeo integran la unidad de programación, entendiendo como tal, cada clave diferenciada del registro administrativo correspondiente.

d) Adquisición de energía por productores para consumos auxiliares:

Cada sujeto del Mercado podrá ser titular de una única unidad de programación para la adquisición del consumo horario de servicios auxiliares de todos los servicios auxiliares de sus instalaciones de generación, entendiéndose por servicios auxiliares los definidos en el artículo 3 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

En el caso de las unidades de programación pertenecientes a los apartados 1.a, 1.b y 1.c. de este anexo, cada Sujeto de Mercado que opte por disponer de este tipo de unidades deberá ser titular de una unidad de programación para adquisición de energía para los consumos auxiliares por cada una de las unidades de programación asociadas.

La adquisición de energía por productores para consumos auxiliares se realizará cuando el saldo neto horario de energía sea consumidor.

e) Unidades de programación para la exportación de energía:

Cada sujeto autorizado para la exportación de energía desde el sistema eléctrico español a sistemas externos será titular de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía exportada a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización.

f) Adquisición de energía en el mercado para el suministro de energía desde el sistema eléctrico peninsular al sistema eléctrico balear:

Cada sujeto del sistema eléctrico balear autorizado para la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular será titular de una unidad de programación para la integración en el mercado del programa de energía a través del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

3. Unidades de programación genéricas.

Cada sujeto podrá solicitar disponer de una única unidad de programación genérica que permitirá la programación de entregas o tomas de energía por sujeto en cartera, para:

– La notificación del uso de la capacidad asignada en subastas explícitas en la interconexión entre España y Francia.
– La integración en el mercado de producción de la generación comprometida en contratos bilaterales físicos.

4. Unidades de programación porfolio.

Cada Sujeto de Mercado podrá solicitar disponer para cada una de sus actividades de una unidad de programación porfolio de venta y de una unidad de programación porfolio de compra para la gestión de entregas o adquisición de energía en porfolio en el mercado intradiario continuo.

5. Identificación de unidades de programación y unidades físicas.

Cada unidad de programación o unidad física deberá tener asociado el correspondiente Energy Identificación Code (EIC). Este código constituirá la clave única de registro de las unidades en el Operador del Sistema y será el utilizado por el mismo para reportar la información relativa a las unidades de acuerdo con el Reglamento (UE) n.º 543/2013 de la Comisión, de 14 de junio de 2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y el Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).

ANEXO III

Declaración de alta de contratos bilaterales con entrega física ante el Operador del Sistema

Los contratos bilaterales con entrega física podrán ser establecidos entre los Sujetos del Mercado (productores, comercializadores, consumidores directos en mercado y comercializadores de referencia) utilizando las unidades de programación físicas o genéricas establecidas en el anexo II.

La declaración de contratos bilaterales se realizará desde la página Web de Sujetos del eSIOS.

Tras la solicitud de alta del contrato bilateral, el OS revisará si la información sobre el mismo es correcta y completa y procederá a comunicar la fecha de alta del mismo al SM solicitante.

Los contratos bilaterales internacionales para la importación de energía en el ámbito del MIBEL, tendrán asociada únicamente como unidad vendedora la correspondiente unidad de programación para la importación de energía.

Los contratos bilaterales internacionales para la exportación de energía en el ámbito del MIBEL, tendrán asociada únicamente como unidad compradora la correspondiente unidad de programación para la exportación de energía.

Los contratos bilaterales internacionales para la importación/exportación de energía a través de interconexiones para las que esté establecido un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, tendrán asociadas como contraparte de las unidades de programación de importación/exportación, unidades de programación genéricas.

La nominación de estos contratos declarados ante el OS deberá ser acorde con lo establecido en este procedimiento y deberá respetar los horarios de comunicación al OS fijados en el mismo.

ANEXO IV

Reclamaciones a la gestión de los mercados de servicios de ajuste del sistema

Una vez publicados los resultados de los procesos de asignación de ofertas de los distintos mercados de servicios de ajuste del sistema, los Sujetos del Mercado asociados a las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a estos procesos mediante la aplicación *«Gestión de Reclamaciones»* puesta a su disposición a estos efectos por el OS, pudiendo adelantar la información referente a la existencia de esta reclamación, a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico dirigido a las direcciones de correo electrónico establecidas específicamente a estos efectos, siendo necesaria, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación informática *«Gestión de Reclamaciones»*, para su consideración como reclamación formal.

El OS gestionará en un plazo no superior a tres días hábiles siguientes al de la fecha de recepción de la reclamación, la comunicación de la resolución de la reclamación al sujeto que ha presentado la misma. No obstante, se podrá disponer de un plazo mayor, previa justificación.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta finalmente como desestimada, el Sujeto de Mercado dispondrá de un plazo máximo de tres días hábiles para comunicar su conformidad o disconformidad con la misma. Al finalizar dicho plazo, la reclamación quedará cerrada con la conformidad o disconformidad del sujeto que la presentó. De no mediar dicha comunicación en el plazo indicado, se entenderá su conformidad.

Los conflictos que puedan surgir con relación a una reclamación con disconformidad se resolverán de acuerdo a lo establecido en el artículo 12 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y en la Disposición Transitoria Octava del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

P.O. 3.2. Restricciones técnicas

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico peninsular español en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

– Operador del Sistema (OS).
– Sujetos de Mercado (SM).

En el contenido de este procedimiento de operación, salvo mención expresa contraria, todas las referencias a los sujetos titulares de las unidades de programación deberán ser entendidas como aplicables también a los representantes de sujetos titulares de unidades de programación.

3. Definiciones.

3.1 Restricción técnica:

Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía.

En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

a) Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

b) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.

c) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.

d) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.

e) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Para la solución de estas restricciones se aplicarán los mecanismos descritos en el presente procedimiento de operación y en aquellos otros por los que se establece la gestión de los correspondientes servicios de ajuste del sistema.

3.2 Arranque en caliente:

Arranque programado y/o realizado por la unidad térmica de producción de forma tal que el intervalo de tiempo comprendido desde la última hora con programa asignado y la primera hora en la que se programa y/o se realiza el arranque es inferior a 5 horas; y arranque programado y/o realizado por la segunda y sucesivas turbinas de gas de un ciclo combinado multieje, en respuesta a una solicitud específica del OS.

3.3 Arranque en frío:

Cualquier otro arranque programado y/o realizado por la unidad térmica de producción que no cumpla la condición de arranque en caliente.

4. Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real.

4.1 Periodo para la recepción de ofertas para la solución de restricciones técnicas del PDBF.

El periodo para la recepción de ofertas queda definido en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

4.2 Unidades de programación para la venta de energía.

Los sujetos titulares de unidades de venta de energía, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, correspondientes a:

– Producción de grupos térmicos no renovables y centrales reversibles de bombeo.
– Producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.
– Importaciones de energía desde los sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

presentarán las ofertas siguientes:

Ofertas de venta de energía:

De carácter obligatorio para todos aquellos sujetos titulares de unidades de programación que, en aplicación de la normativa vigente, están obligados a realizar ofertas de venta de energía para cada periodo de programación. Esta obligación aplicará a la totalidad de la potencia máxima disponible en la correspondiente unidad de programación adicional a la programada en el PDBF, y de forma independiente a que su contratación en el mercado de producción se efectúe a través de la gestión del programa de energía en el mercado diario o mediante la ejecución de contratos bilaterales con entrega física. A estos efectos, se considerará potencia máxima disponible de una unidad de programación al valor máximo de potencia activa del conjunto de unidades físicas integradas en dicha unidad de programación, que no se ve afectado por limitaciones en la capacidad de producción, teniendo en cuenta, en su caso, el recurso de energía primaria disponible en dichas instalaciones.

En el caso de unidades de producción afectas a contratos bilaterales con entrega física cuyo objeto sea la exportación de energía a través de interconexiones eléctricas sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, la oferta de venta de energía será por

la totalidad de la potencia máxima disponible en la correspondiente unidad de producción, y ello con independencia del programa de venta de energía comprometido en el PDBF, ya que este programa PDBF, en caso de existir una congestión en sentido exportador en dicha interconexión, podría verse reducido o incluso llegar a anularse.

De carácter potestativo para las unidades de venta de energía correspondientes a importaciones de energía desde aquellos sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Ofertas de compra de energía:

Las ofertas de compra de energía serán de carácter obligatorio para todas las unidades de venta respecto al programa de venta de energía establecido en el PDBF para la correspondiente unidad de venta de energía.

4.3 Unidades de programación para la adquisición de energía.

Los sujetos titulares de unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, presentarán los siguientes tipos de oferta:

– Ofertas de venta de energía que tendrán carácter obligatorio respecto al correspondiente programa de adquisición de energía para consumo de bombeo programado en el PDBF (reducción hasta la anulación del programa de consumo de bombeo del PDBF).

– Ofertas de compra de energía que tendrán carácter potestativo, para el incremento respecto al PDBF del programa de consumo de bombeo de la unidad.

4.4 Unidades de programación genéricas.

Las unidades de programación genéricas no participarán en la solución de restricciones técnicas, no aceptándose por ello la presentación de ofertas de restricciones para este tipo de unidades de programación.

4.5 Características de las ofertas.

Las ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas serán, con carácter general, ofertas simples, debiendo ser presentadas por el sujeto titular de la correspondiente unidad, y ello con independencia de que dicha unidad de venta o de adquisición pueda estar afecta, además, de forma parcial o total, a uno o más contratos bilaterales con entrega física, para los que se haya comunicado su ejecución para el día siguiente.

En cada oferta se especificará la siguiente información:

– Tipo de oferta (producción, importación o consumo de bombeo).

– Para cada periodo de programación, y respecto a la energía programada en el PDBF se indicará:

Energía a subir:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios crecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada.

Energía a bajar:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios decrecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada.

– Código para la definición del orden de precedencia a considerar para la repercusión de los posibles redespachos de energía a subir aplicados sobre una unidad de consumo de bombeo, y de los posibles redespachos de energía a bajar aplicados sobre una unidad de venta, en caso de que la misma participe simultáneamente en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física (reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y reducción posterior de los

contratos bilaterales mediante prorrata entre ellos, prioridad inversa, o bien, aplicación de la regla prorrata sobre todo el conjunto de transacciones).

Las unidades de venta de energía correspondientes a grupos térmicos podrán presentar ofertas complejas que constarán de cuatro términos:

– Ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora.
– Ingresos por unidad de energía producida.
– Ingresos por arranque en frío.
– Ingresos por arranque en caliente.

En el proceso de solución de restricciones técnicas estas ofertas complejas serán tenidas en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien tenga únicamente programa de energía en uno o varios de los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

Adicionalmente en el caso de ciclos combinados multieje el término de arranque en caliente de las ofertas complejas será tenido en cuenta cuando por seguridad del sistema, se requiera un cambio en el modo de funcionamiento que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas.

En aquellos casos en los que la oferta compleja sea aplicable, al verificarse la condición anteriormente indicada, la utilización de la misma se efectuará bajo los siguientes criterios:

– Se considerará que la unidad permanece acoplada en un determinado periodo de programación siempre y cuando su programa de producción sea superior a cero en dicho periodo.

– El término correspondiente a los ingresos por unidad de energía producida se especificará mediante un único bloque.

– Se considerará arranque en caliente o en frío según corresponda.

4.6 Actualización de las ofertas de restricciones técnicas en tiempo real.

Las ofertas presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF podrán ser actualizadas de forma continua dentro del plazo de tiempo definido en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

4.7 Presentación de ofertas de restricciones técnicas por defecto.

Los sujetos titulares de unidades de programación a los que sea de aplicación la presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas podrán disponer de ofertas de restricciones por defecto de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información.

5. Criterios para la implementación práctica de la solución de restricciones técnicas.

Para el establecimiento de los redespachos de energía necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se respetarán los valores correspondientes a las potencias mínimas y máximas técnicas de los grupos generadores, y las potencias nominales de las unidades de consumo de bombeo, de acuerdo con la información contenida en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) y otra información complementaria (potencia correspondiente al mínimo técnico de la unidad de producción, potencia nominal de consumo de bombeo, etc.) que, en caso de no estar contenida en el RAIPEE, deberán facilitar al OS los sujetos titulares de las correspondientes unidades programación según lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece la información intercambiada por el OS, y de acuerdo con lo fijado en dicho procedimiento. Se tendrán en cuenta además, las posibles limitaciones transitorias de estos valores de potencia comunicados también de forma fehaciente por los sujetos titulares de estas unidades al OS.

No serán tenidas en consideración, por el contrario, otras limitaciones distintas, propias de cada unidad de producción, tales como las rampas máximas de subida y bajada de carga de los grupos térmicos, entre otras, que deberán ser gestionadas en el mercado intradiario, cuando así sea necesario, por los sujetos titulares de las correspondientes unidades.

Así, el OS programará únicamente las rampas de subida/bajada de carga de unidades térmicas de producción cuando la solución de restricciones técnicas haya sido programada para un periodo de programación tal, que el sujeto titular de dicha unidad de programación no tenga posibilidad efectiva de participar en el mercado intradiario por incompatibilidad de los horarios de dicho mercado con el periodo de programación para el que se establece el cambio del programa de la unidad de programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas.

En todos los casos en los que la solución de restricciones técnicas lleve asociado el acoplamiento, incremento o disminución de producción de unidades físicas concretas, incorporadas en una determinada unidad de venta de energía, y no sea suficiente una modificación del programa de la unidad de venta de energía correspondiente, el OS definirá, además de la unidad de programación afectada por el redespacho de energía, las unidades físicas y los requisitos aplicables a cada una de ellas de forma detallada, incorporándose estos datos complementarios en áreas procesables de información que formarán parte de los intercambios de información correspondientes a los redespachos y limitaciones de seguridad comunicados por el OS como parte del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

En aquellos casos en los que los redespachos de energía sean aplicados sobre una unidad de programación integrada por más de una unidad física, las limitaciones por seguridad podrán afectar también, al igual que se ha indicado antes para los redespachos, únicamente a parte de las unidades físicas que la componen sin que quepa considerar, en estos casos, que estas limitaciones son aplicables necesariamente a todo el conjunto de la correspondiente unidad de programación.

Las limitaciones aplicadas por restricciones técnicas sobre unidades físicas integradas en una unidad de programación cuyo desglose (en horizonte diario, intradiario o de tiempo real) enviado con anterioridad al establecimiento de la limitación sea incorrecto, no darán lugar a redespachos de energía.

Las limitaciones de programa máximo aplicadas sobre unidades de programación, o en su caso, sobre unidades físicas, a un valor igual a la potencia máxima disponible de la unidad de programación o de la unidad física, o a la suma de las potencias máximas disponibles de las unidades físicas que integren una unidad de programación, no darán lugar a redespachos de energía.

6. Proceso de solución de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).

Este proceso consta de dos fases diferenciadas:

Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.
Fase 2: Reequilibrio de producción y demanda.

6.1 Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

El objetivo de esta fase es la determinación de las restricciones técnicas que puedan afectar a la ejecución del PDBF, identificando aquellas modificaciones de programa que sean necesarias para la solución de las restricciones técnicas detectadas, y estableciendo las limitaciones de programa por seguridad necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en la segunda fase del proceso de solución de restricciones técnicas y en subsiguientes mercados.

6.1.1 Identificación de las restricciones técnicas.

Preparación de los casos de estudio.

Los análisis de seguridad para la identificación de las restricciones técnicas tendrán en cuenta la siguiente información:

– La producción y los programas de intercambios internacionales incluidos en el PDBF.
– Las desagregaciones de programas correspondientes a:

• Unidades de venta de energía asociadas a grupos térmicos no renovables y centrales reversibles de bombeo.

• Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción que utilizan fuentes de energía renovables teniendo en cuenta la precisión de la previsión de entregas de producción en aquellas instalaciones cuya producción dependa de las condiciones de su recurso primario.

– La demanda prevista por el OS y la precisión de su previsión.
– La mejor previsión de producción eólica y solar de que disponga el OS.
– La mejor información disponible en relación con:

• Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a elementos de red.
• Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a las unidades físicas de producción y a las unidades de adquisición para consumo de bombeo.

– La demanda se considerará distribuida en los diferentes nudos del modelo de red utilizado por el OS para la realización de los análisis de seguridad. Esta distribución de la demanda por nudos la efectuará el OS, utilizando como soporte para ello las aplicaciones de los sistemas de gestión de energía, y las aplicaciones informáticas y Bases de Datos específicamente diseñadas para los análisis y la solución de las restricciones técnicas.

Análisis de seguridad.

Sobre las bases anteriormente indicadas, el OS efectuará los análisis de seguridad necesarios para todo el horizonte de programación e identificará las restricciones técnicas que afecten al PDBF, de acuerdo con los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad contenidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

Los casos de estudio utilizados para la realización de los análisis de seguridad del PDBF serán puestos a disposición de los SM, en formato RAW de la aplicación PSS/E, una vez transcurrido el periodo de tiempo establecido, en su caso, por razones de confidencialidad de la información, tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información.

Solución de restricciones técnicas.

Antes de proceder a la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español, el OS resolverá, en su caso, las congestiones identificadas en el PDBF que afecten a las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, con arreglo a lo establecido en la normativa y en los procedimientos de operación vigentes.

Una vez verificada la no existencia de congestiones en las interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, el OS analizará las condiciones de seguridad del sistema eléctrico peninsular español. En el caso de identificarse en el PDBF restricciones técnicas internas al sistema eléctrico español, el OS estudiará para cada conjunto de periodos de programación consecutivos en los que haya identificado restricciones técnicas, las posibles soluciones que técnicamente las resuelvan con un margen de seguridad adecuado.

6.1.2 Medios para la solución de las restricciones técnicas.

Para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF que afecten al sistema eléctrico peninsular español, el OS podrá establecer incrementos o reducciones de la energía programada en el PDBF.

Incremento de la energía programada en el PDBF

Mediante la utilización de las ofertas de venta de energía presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas por unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción:

– Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables.
– Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo.
– Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.

Reducción de la energía programada en el PDBF

La reducción de la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español, se realizará sin utilización directa de ofertas a estos efectos, siendo consideradas estas reducciones de programa anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

Estas reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF podrán ser aplicadas sobre los siguientes tipos de unidades:

a) Unidades de venta asociadas a instalaciones de producción:

– Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables.
– Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo.
– Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.

b) Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo.

c) En el caso de que no se disponga de otros medios en el sistema eléctrico peninsular español, o bien exista un riesgo cierto para el suministro en el territorio peninsular nacional, las reducciones de la energía programada en el PDBF se podrán hacer también extensivas a las unidades de adquisición correspondientes a programas de exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Situaciones excepcionales.

En situaciones excepcionales, bien por falta de medios en el sistema eléctrico peninsular español o por riesgo cierto para garantizar el suministro en el territorio peninsular español, para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, el OS podrá solicitar a los sistemas eléctricos vecinos interconectados con el sistema eléctrico español, incrementos y/o reducciones de programas de energía en unidades ubicadas en su sistema.

6.1.3 Selección y aplicación de los medios de solución.

Solución de restricciones técnicas mediante el incremento de la energía programada en el PDBF.

En el caso de ser necesarios incrementos de la energía programada en el PDBF, y existir más de una solución técnicamente válida para la solución de la restricción técnica, con un grado de fiabilidad equivalente bajo el punto de vista de la operación del sistema, el OS efectuará una evaluación económica de las posibles soluciones y elegirá aquélla que represente un menor coste siendo calculado éste como la diferencia entre el volumen económico asociado a los redespachos de energía correspondientes a la Fase 1 de solución de restricciones técnicas, y el volumen económico resultante de la valoración de esos mismos redespachos de energía al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

A igualdad de coste para varias soluciones equivalentes en términos de eficacia técnica para la solución de las restricciones identificadas, el OS seleccionará aquélla que represente un menor movimiento de energía respecto al PDBF, y en caso de ser el mismo para dos o más unidades, dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de instalaciones de producción.

Los incrementos de programa respecto al PDBF que sean aplicados para la solución de las restricciones técnicas se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía y serán valorados sobre la base de la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones.

En el caso de ciclos combinados multieje, cuando se requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje, tal que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas adicionales, se retribuirá el arranque programado y realizado de forma efectiva de cada turbina de gas de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones técnicas que haya sido presentada.

Solución de restricciones técnicas mediante la reducción de la energía programada en el PDBF.

Para la aplicación de reducciones de los programas de energía previstos en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español se tendrá en cuenta la influencia que el programa de energía de cada unidad tiene sobre las restricciones técnicas identificadas, utilizándose a estos efectos los factores de contribución a las restricciones técnicas obtenidos en los análisis de seguridad realizados.

Así, en el caso de que existan varias unidades con una influencia equivalente sobre las restricciones técnicas identificadas, para la solución de éstas se reducirán los programas de las unidades mediante la aplicación de la regla prorrata sobre sus correspondientes programas de energía, teniendo en cuenta el siguiente orden de prioridad, siempre y cuando la seguridad del sistema así lo permita:

1) Unidades de producción, excepto instalaciones renovables e instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

2) Unidades de producción correspondientes a instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

3) Unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables gestionables de acuerdo a la definición establecida en el anexo XV del Real decreto 413/2014, de 6 de junio.

4) Unidades de producción correspondientes a instalaciones renovables no gestionables de acuerdo a la definición establecida en el anexo XV del Real decreto 413/2014, de 6 de junio. Dentro de este conjunto de unidades, se reducirán en último lugar aquellas cuya adecuación tecnológica, de acuerdo con lo fijado en los procedimientos de operación 12.2 y 12.3, contribuya en mayor medida a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro en el sistema eléctrico peninsular español.

Además, dentro de cada conjunto anterior de unidades, se reducirán en último lugar aquellos generadores que reciban consignas de tensión del OS.

En el caso de que los efectos de los programas de las unidades sobre las restricciones técnicas identificadas no sean equivalentes, la modificación de los programas de las diferentes unidades se efectuará reduciendo, en primer lugar, el programa de la unidad que tiene el mayor factor de contribución, respetando el programa de producción mínima que pueda ser requerido en esta unidad de programación por razones de seguridad del sistema, procediendo a aplicar las sucesivas reducciones siguiendo el orden de los factores de contribución decrecientes obtenidos en los análisis de seguridad.

Las reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía sobre dichas unidades y darán lugar a nuevos programas de energía.

En el caso de que se reduzcan los programas de venta de energía conforme a la aplicación de la regla prorrata, para realizar dicha reducción se establecerá un redondeo de dichos programas, mediante la aplicación de la Norma Internacional ISO 31 B, de forma que todos los programas resultantes estén expresados en valores enteros de MWh.

Las reducciones de programa respecto del PDBF que sean necesarias para la solución de las restricciones técnicas identificadas, aplicadas tanto sobre unidades de venta de energía, como de adquisición (consumo de bombeo y, en su caso, exportaciones) serán consideradas anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir.

En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en el programa resultante, el OS aplicará limitaciones de programa mínimo a un valor igual a su mínimo técnico sobre todos los grupos térmicos programados en el PDBF habilitados para participar en la Fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas y/o servicios de gestión de desvíos y/o regulación terciaria. En el caso de grupos térmicos compuestos por más de una unidad física, el valor de la limitación será igual a la suma de los valores de mínimo técnico de las unidades físicas cuyo valor de desglose comunicado sea igual o superior al mínimo técnico de la instalación.

Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a bajar.

En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la solución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a bajar en el programa resultante, el OS podrá proceder a aplicar limitaciones de programa sobre las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo hasta un valor igual al de su programa en el PDBF, al objeto de evitar posibles reducciones posteriores de este programa de consumo de bombeo.

6.1.4 Implementación práctica de la solución de restricciones.

El OS establecerá las modificaciones de los programas necesarias para la solución de restricciones técnicas, indicando para cada unidad afectada por dichas modificaciones, el tipo y magnitud del redespacho que le es aplicable, para lo que se utilizarán las siguientes calificaciones:

– UPO (Unidad con Programa Obligado):

Unidad de venta de energía para la que se requiere el acoplamiento o el incremento de su programa de venta respecto al PDBF.

Unidad de consumo de bombeo, o en su caso, unidad de adquisición de energía correspondiente a una exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, para la que se requiere una reducción de su programa de adquisición respecto al PDBF.

– UPL (Unidad con Programa Limitado):

Unidad de venta de energía para la que se requiere una reducción de su programa de venta respecto al PDBF.

Los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas en el mercado diario, una vez incorporados en el PDVP, se considerarán firmes, manteniéndose sin variación el programa de energía incluso en el caso de que desaparezcan las condiciones que han dado lugar a la restricción técnica.

En el caso de la aplicación de redespachos a bajar sobre unidades de venta de energía correspondientes a unidades de producción o a importaciones, o sobre unidades de adquisición para consumo de bombeo o en su caso exportaciones, participando la correspondiente unidad de forma simultánea en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física, el OS procederá a distribuir el correspondiente redespacho sobre las distintas transacciones en las que participa dicha unidad, teniendo en cuenta para ello el código de definición del orden de precedencia incorporado en la oferta presentada por el titular de dicha unidad para la solución de las restricciones técnicas. En caso de no haber sido incluido el mencionado código en dicha oferta, se considerará como opción por defecto, la reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y, la reducción posterior de todos los contratos bilaterales en los que interviene la misma unidad aplicando prorrata entre los mismos, cuando sean más de uno.

6.1.5 Establecimiento de limitaciones por seguridad.

Como parte del proceso de solución de restricciones técnicas, el OS deberá establecer las limitaciones que sean necesarias, por razones de seguridad del sistema, sobre los programas de las diferentes unidades de venta de energía y sobre los programas de adquisición para consumo de bombeo y, en su caso, sobre los programas correspondientes a exportaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

La aplicación de estas limitaciones por seguridad tendrá como objetivo evitar la aparición de nuevas restricciones en los procesos posteriores.

El OS establecerá estas limitaciones de programa por seguridad con arreglo a las siguientes clasificaciones:

– LPMI (Limitación de Programa Mínimo o Límite Inferior) aplicable a:

Unidad de venta de energía que, por razones de seguridad del sistema, debe mantener un determinado programa mínimo de venta de energía.

Unidad de adquisición de energía correspondiente a un consumo de bombeo o, en su caso, a una exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede superar un determinado valor.

– LPMA (Limitación de Programa Máximo o Límite Superior) aplicable a:

Unidad de venta de energía en la que, por razones de seguridad del sistema, su programa de venta de energía no puede superar un determinado valor.

Unidad de adquisición de energía correspondiente a un consumo de bombeo en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede ser inferior a un determinado valor.

La asignación de limitaciones de programa por seguridad condicionará los posteriores programas de venta de energía y/o de adquisición de energía para consumo de bombeo y, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, de las unidades de programación, y en su caso, de las unidades físicas, sobre las que han sido aplicadas dichas limitaciones por seguridad.

Los sujetos titulares de unidades de programación deberán tener en cuenta las limitaciones de programa establecidas por seguridad sobre las unidades de programación, y en su caso, sobre las unidades físicas, y asegurarse de que respetan dichas limitaciones en los mercados posteriores.

La modificación de los programas de energía respecto al PDBF, mediante la aplicación de redespachos de energía de tipo UPO (Unidad con Programa Obligado) y UPL (Unidad con Programa Limitado), para la solución de las restricciones técnicas identificadas, dará lugar a una asignación automática de limitaciones por seguridad:

a) La asignación de un programa obligado (UPO) sobre una determinada unidad de venta de energía dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo (LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre dicha unidad redespachos de energía a subir (incrementos del programa de venta de energía).

b) La asignación de un programa obligado (UPO) sobre una unidad de adquisición de energía para consumo de bombeo dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo (LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a subir (reducciones del programa de adquisición de energía para consumo de bombeo).

c) La asignación de un programa limitado (UPL) sobre una unidad de venta de energía, dará lugar a la aplicación de una limitación de programa máximo (LPMA), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a bajar (reducciones del programa de venta de energía).

La aplicación de limitaciones de programa por seguridad que establezcan límites de programa mínimo (LPMI) o límites de programa máximo (LPMA) sobre el programa de una unidad de venta de energía o sobre el de adquisición de consumo de bombeo o, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, sólo permitirá la aplicación de redespachos que respeten los límites de potencia máxima a bajar o a subir, respectivamente, para ellos establecidos.

Estas limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad del sistema podrán desaparecer únicamente en aquellos casos en los que el OS elimine o ajuste la correspondiente limitación de seguridad aplicada sobre dicha unidad, al haberse visto modificada la situación del sistema generación-transporte y no presentarse ya las condiciones que imponían dicha restricción de programa.

Cuando las limitaciones por seguridad de programa mínimo (LPMI) o de programa máximo (LPMA) vayan asociadas a unidades físicas concretas y no al conjunto de la unidad de venta, las limitaciones de programa por seguridad en posteriores mercados se asociarán también a estas unidades físicas y no al conjunto de la unidad de venta de energía.

6.1.6 Tratamiento de la solución de restricciones técnicas en la Red de Distribución.

En aquellos casos en los que con el programa de producción previsto, el gestor de la red de distribución identifique la existencia de un problema de seguridad en la red objeto de su gestión que no pueda resolver mediante la adopción de distintas medidas (medidas topológicas, entre otras), podrá solicitar al OS la introducción de las modificaciones que sean precisas en el PDBF para garantizar la seguridad en la red de distribución afectada.

En tal caso, el gestor de la red de distribución comunicará al OS, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece el intercambio de información, el problema identificado, el riesgo existente en la red de distribución objeto de su gestión, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y las limitaciones requeridas en las unidades de producción, indicando explícitamente las unidades de programación y/o las unidades físicas a las que aplican dichas limitaciones.

Cuando el gestor de la red de distribución identifique la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión como consecuencia de la programación de un descargo en la red de transporte o en la red de distribución, dicho gestor deberá comunicar este hecho al OS con la mayor antelación posible, al objeto de que dicha información pueda formar parte de la comunicación de indisponibilidades de red con influencia en el programa de producción que el OS comunica cada día con anterioridad al mercado diario, de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información.

En aquellos casos en los que lo anterior no sea posible, por retrasos no deseados en la comunicación de dicha información, u otras causas no previstas, o bien cuando la restricción técnica esté directamente asociada al propio plan de producción previsto en el PDBF, el gestor de la red de distribución deberá comunicar al OS la existencia de dicha restricción técnica con una antelación no inferior a una hora con respecto a la hora límite establecida para la publicación del PDVP del día en el que se realiza la programación y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones necesarias por razones de seguridad para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF e informará de forma fehaciente al gestor de la red de distribución de la introducción de los redespachos, así como de las limitaciones de programa aplicadas en razón de la seguridad de la red de distribución.

Para estos redespachos y limitaciones de seguridad aplicados sobre el programa PDBF por razones de seguridad de la red de distribución, el OS utilizará, preferentemente, códigos específicos al objeto de poder establecer con precisión, tanto su volumen, como los costes asociados a los mismos.

6.1.7 Tratamiento de las congestiones identificadas en la evacuación de generación.

Cuando en el proceso de solución de restricciones técnicas se identifique una situación de congestión debida a un exceso de producción en una zona respecto a la capacidad de evacuación de la misma, en función de que dichas congestiones se identifiquen ya en el caso base de estudio, o de que aparezcan únicamente en caso de presentarse determinadas contingencias, se procederá tal y como se indica a continuación:

a) Congestiones en el caso base de estudio o identificación de condiciones de inestabilidad transitoria post-contingencia o ambos.

Se limitará la producción en la zona afectada por la congestión de tal forma que en ningún momento se sobrepasen en las líneas y transformadores de evacuación los límites de carga máxima fijados en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad de la operación del sistema.

Esta misma actuación se llevará a cabo en los casos en los que ante contingencia, los análisis dinámicos pongan de manifiesto la existencia de situaciones de inestabilidad transitoria en una determinada zona del sistema eléctrico que queda débilmente unida al resto del sistema o, incluso en el extremo, prácticamente aislada del mismo, con un fuerte desequilibrio producción-demanda en la zona, que pondría en riesgo la seguridad del suministro en la misma.

La reducción del programa de energía respecto al PDBF de las unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas supere un determinado umbral mínimo, se efectuará sobre la base de su contribución a la restricción técnica identificada, reduciéndose los programas de las unidades según orden de factores de contribución decrecientes.

En el caso de que haya varias unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas sea equivalente se procederá de la siguiente forma:

1) Se establecerá un límite de programa máximo de valor igual a cero sobre las unidades de producción con un programa no factible, entendiéndose por tal un programa superior a cero e inferior al mínimo técnico de la unidad, y que no corresponda a un programa de energía de más de tres periodos horarios del horizonte de programación, a modo de rampa ascendente o descendente de carga asociada a un proceso de acoplamiento o desacoplamiento de la unidad.

2) Se establecerá también un límite de programa máximo de valor igual a cero sobre las unidades físicas con influencia en la congestión que estén integradas en una unidad de programación con desglose incorrecto. Se prorrateará la energía a reducir entre el resto de unidades en función de su programa previsto en el PDBF, teniéndose en cuenta el orden de prioridad para la reducción de la energía programada indicado en el apartado 6.1.3. En este proceso de reducción del programa de energía respecto al PDBF se respetará el mínimo técnico de los grupos térmicos y los programas de energía en uno o más de los tres primeros periodos horarios del horizonte de programación a modo de rampa descendente de carga, asociada al proceso de desacoplamiento de la unidad. Si una vez reducida al mínimo técnico la producción de los grupos, persistiese aún un exceso de producción en la zona, se procederá a programar la parada de dichos grupos, de acuerdo con el orden de mérito de las ofertas de compra de energía (reducción del programa PDBF) presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, iniciando la programación de la parada de aquellas unidades que han presentado un mayor precio en su oferta de compra de energía.

Cuando coincidan ofertas al mismo precio, se programará la parada de grupos térmicos en función de sus mínimos técnicos, comenzando por aquellos grupos que resuelvan la congestión con el menor movimiento de energía, siempre que la seguridad del sistema eléctrico así lo permita. En este proceso de programación de la parada de la unidad, se tendrá en cuenta el impacto del consumo asociado a dicha unidad de generación.

En este proceso de programación de la parada de grupos térmicos, se deberá tener en cuenta además el tiempo mínimo de arranque en frío y de programación de la unidad (desde orden de arranque hasta mínimo técnico), programándose así en primer lugar, en el caso de que la seguridad del sistema así lo requiera, la parada del grupo con un menor tiempo de arranque y/o de programación.

En el caso concreto de que se identifique una situación de congestión en la evacuación de producción en la que participen varias unidades pertenecientes a un mismo SM con una contribución equivalente a la congestión y mismo orden de prioridad conforme al apartado 6.1.3 de este procedimiento, se prorrateará preferentemente la energía a reducir para la solución de la congestión entre la suma del programa PDBF de todas las unidades de producción pertenecientes a un mismo SM, y se tendrá en cuenta el orden de preferencia comunicado al OS por el correspondiente SM para sus unidades a la hora de aplicar la reducción de programas a las unidades de producción de cada sujeto, de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS y, siempre que la seguridad del sistema así lo permita.

b) Congestiones en situaciones post-contingencia.

Una vez comprobada la no existencia de congestiones en el caso base de estudio, o de condiciones de inestabilidad transitoria que requieran la reducción a priori de la producción en la zona, habiendo sido ya resueltas las que, en su caso, se hubieran identificado, se analizará a continuación la posible existencia de congestiones post-contingencia.

En el caso de detectarse congestiones de este tipo, se analizará su solución mediante la adopción de medidas correctoras que se aplicarán sólo en caso de producirse aquellas contingencias que provocan restricciones técnicas.

Cuando no sea posible la adopción de medidas correctoras post-contingencia, o bien, la implantación de estas medidas exija un tiempo superior al admitido para la consideración de sobrecargas transitorias en elementos de transporte, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema, se establecerán las medidas preventivas necesarias, mediante la reducción de los programas de las unidades de producción de la zona, aplicando los mismos criterios indicados anteriormente para la solución de congestiones en el caso base.

c) Teledisparos en unidades de producción.

En el caso de congestiones en la evacuación de producción de una zona limitada a situaciones post-contingencia, las unidades de producción que puedan verse afectadas por una limitación a su generación, podrán evitar, o al menos reducir, esta limitación de su programa, mediante la activación, previa autorización por el OS, de un automatismo de teledisparo de generación que actúe en caso de presentarse cualquiera de las contingencias que provocan sobrecargas post-contingencia inadmisibles. Estos automatismos de teledisparo de generación podrán dar lugar a la desconexión de la unidad de producción y a la pérdida completa de la producción de la misma, o bien, a una reducción rápida y parcial de la producción de la unidad sin desconexión de la misma.

Lo anterior será de aplicación siempre y cuando estos automatismos de teledisparo actúen con la velocidad de respuesta requerida, cumplan las condiciones técnicas establecidas y estén así habilitados por el OS para realizar esta función, quedando garantizada en todo momento la seguridad del sistema eléctrico.

En los casos en los que existan varias unidades de generación con distinto orden de prioridad y para la solución de la congestión se requiera la activación de un número de automatismos de teledisparo de generación inferior a los existentes, éstos se activarán respetando el orden de prioridad establecido en el apartado 6.1.3, siempre y cuando la seguridad del sistema así lo permita. En el caso de unidades con igual orden de prioridad, el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios para la activación de los mismos en cuya definición podrán tener participación los titulares de las unidades de producción de la zona provistas de sistemas de teledisparo.

Una vez resueltas las restricciones técnicas, en el caso de que la activación de un teledisparo en una unidad, además de evitar total o parcialmente la limitación de su programa de producción, conlleve una reducción de programa que exceda la reducción que se solicitaba a la unidad que activa dicho teledisparo, el margen adicional de producción será distribuido entre las restantes unidades de producción, dando preferencia a aquellas unidades que, disponiendo de un sistema de teledisparo, no les haya sido requerida la activación.

El sujeto titular de cada unidad de programación deberá comunicar al OS, sin dilación, cualquier cambio o modificación que pueda afectar a la operativa o funcionamiento de estos automatismos de teledisparo.

d) Aplicación de limitaciones para evitar congestiones en posteriores mercados por incremento de la producción respecto al PDVP.

En el caso de que no existan congestiones en el caso base de estudio ni en situación post-contingencia con los programas de venta de energía en el PDBF correspondientes a estas unidades de producción, pero estas congestiones pudieran presentarse si las unidades de producción de la zona incrementasen su producción en posteriores mercados (mercado intradiario, gestión de desvíos y regulación terciaria), por encima de un cierto valor, el OS procederá de la siguiente forma:

Determinará horariamente, cuál es el máximo valor de producción que puede admitirse en la zona, identificando si la restricción se presentaría sólo en situación post-contingencia, o bien si correspondería a una congestión en el caso base.

Si la posible congestión se identifica sólo en situación post-contingencia, se determinará cuál es el valor máximo admisible de producción en la zona teniendo en consideración los teledisparos de los grupos de la zona, supuestos estos grupos con los mismos programas de energía del PDVP.

Una vez establecido en ambos casos el máximo incremento de producción respecto a los programas previstos en el PDVP, admisible por razones de seguridad del sistema, el valor de capacidad adicional disponible (el que resulte ser más limitativo de ambos), se asignará mediante la aplicación de una limitación individual de programa máximo sobre cada unidad de producción de la zona con influencia en la congestión.

El OS establecerá dichas limitaciones de programa por seguridad dando prioridad a las unidades con programa factible y utilizando, a igualdad de criterios técnicos, el orden de mérito calculado como el coste de programación a potencia máxima disponible por unidad de energía programable para el conjunto de periodos horarios correspondientes, conforme a las ofertas de venta de energía presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas para repartir, en su caso, la posible modificación de los programas entre las distintas unidades. Cuando coincida el coste de programación, se dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de instalaciones de producción, y en caso de igualdad de coste y prioridad, se repartirá la posible modificación de los programas entre las distintas unidades, ordenándolas de menor a mayor potencia máxima disponible.

6.1.8 Tratamiento de las modificaciones de programa solicitadas por los sistemas eléctricos vecinos.

Los gestores de la red de transporte de sistemas eléctricos vecinos interconectados con el sistema eléctrico español podrán solicitar al OS la introducción de las modificaciones que sean precisas en el PDBF para garantizar la seguridad en su red.

En tal caso, el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino se dirigirá por escrito –mediante fax o correo electrónico– al OS, informándole del riesgo existente en la red de transporte objeto de su gestión, y detallando además, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y las modificaciones requeridas en los programas de producción, en el caso de que así sean necesarias. En esta comunicación el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino deberá justificar detalladamente dichos requerimientos, el riesgo existente en su red y la imposibilidad de adoptar otras medidas alternativas (medidas topológicas o modificación de programas en unidades de su sistema eléctrico, entre otras) que pudieran evitar, o al menos reducir, la introducción de las modificaciones de programa solicitadas.

Dicha información deberá ser comunicada por el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino al OS con la mayor antelación posible y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones necesarias por razones de seguridad para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF e informará de forma fehaciente al gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino de la introducción de estos redespachos y de las modificaciones de programa asociadas, así como de las limitaciones de programa aplicadas en razón de la seguridad de su red de transporte.

Para estos redespachos y limitaciones de seguridad aplicados sobre el programa PDBF a solicitud del sistema eléctrico vecino, el OS utilizará, preferentemente, códigos específicos al objeto de poder establecer con precisión, tanto su volumen, como los costes asociados a los mismos que serán sufragados por el sistema eléctrico vecino que haya realizado la correspondiente solicitud.

6.2 Fase 2: Reequilibrio generación-demanda.

Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas en el PDBF el OS procederá a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando las limitaciones establecidas, por razones de seguridad del sistema, en la primera fase del proceso de solución de restricciones técnicas, y los valores previstos y publicados de la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

6.2.1 Obtención de un programa equilibrado generación-demanda.

Medios para el reequilibrio generación-demanda: Para restituir el equilibrio generación-demanda, el OS podrá proceder a la asignación de las ofertas simples presentadas y aceptadas para el proceso de solución de restricciones técnicas para el incremento o la reducción de la energía programada en el PDBF por los titulares de los siguientes tipos de unidades:

a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción consideradas aptas para participar en la fase 2 del servicio de restricciones técnicas según la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se establecen los criterios de aptitud para participar en los servicios de ajuste del sistema.

b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

c) Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo (UAB).

Los bloques de ofertas que se asignarán serán, en su caso, los siguientes a los ya utilizados en el proceso de solución de restricciones por criterios de seguridad.

Selección y aplicación de los medios para el reequilibrio generación-demanda:

El OS determinará las modificaciones que deban realizarse sobre el PDBF, tras la inclusión de las modificaciones establecidas en la primera fase del proceso de solución de restricciones técnicas para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en todos y cada uno de los periodos de programación, con el criterio de que estas modificaciones tengan el menor impacto económico posible, y respetando en todos los casos las limitaciones de programa por seguridad establecidas en la primera fase del proceso y la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

En caso de ser necesario resolver en esta fase un exceso de generación creado en la primera fase, el OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:

Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a bajar para el proceso de solución de restricciones técnicas, no hayan atendido dicha obligación.

En caso de que la modificación, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad, de los programas de este conjunto de unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, exceda las necesidades de energía a bajar para el reequilibrio generación-demanda, se procederá a distribuir las modificaciones de programa entre las mismas mediante un reparto a prorrata entre todas ellas.

Cuando tras la modificación de todos y cada uno de los programas de las unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, persista aún un cierto desequilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas de compra de energía para la reducción del programa PDBF presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas, ofertas que serán asignadas según precios de oferta decrecientes y teniendo en cuenta el punto de funcionamiento de la unidad.

En caso de ser necesario resolver en esta fase un déficit de generación resultante de la modificación de programas en la primera fase, el OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:

Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a subir para la solución de las restricciones técnicas, no hayan presentado sin embargo estas ofertas.

En caso de que la modificación, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad, de los programas de este conjunto de unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, exceda las necesidades de energía a subir para el reequilibrio generación-demanda, se procederá a distribuir las modificaciones de programa entre las mismas mediante un reparto a prorrata entre todas ellas.

Cuando tras la modificación de todos y cada uno de los programas de las unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, persista aún un cierto

desequilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas de venta de energía (incremento del programa de las unidades de venta y/o reducción del programa de las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo) presentadas al proceso de solución de restricciones técnicas, ofertas que serán asignadas según precios de oferta crecientes.

En ambos casos, si al final de la asignación existiera coincidencia de precios en más de una oferta, no pudiendo ser asignado completo dicho conjunto de ofertas del mismo precio, la asignación se efectuará mediante un reparto a prorrata entre dicho conjunto de ofertas del mismo precio, dando prioridad en este proceso a que no se reduzca (caso de resolver un exceso de generación) o se incremente (caso de resolver un déficit de generación), la producción de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia.

En este reparto a prorrata se respetarán únicamente los mínimos técnicos de aquellas unidades sobre las que se hayan aplicado, por razones de seguridad del sistema, limitaciones de programa mínimo (LPMI).

Una vez obtenido un programa equilibrado generación-demanda, el OS procederá a la publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP), conforme a los horarios fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

6.3 Indisponibilidades de unidades de producción con influencia en la seguridad, comunicadas después de publicado el PDBF.

En el caso de una indisponibilidad parcial o total para el día objeto de programación de una unidad de producción programada o limitada para la solución de restricciones del PDBF, si la comunicación de dicha indisponibilidad se realiza con una antelación no inferior a una hora con respecto a la hora límite establecida para la publicación del PDVP en el que se efectúa dicha programación, el OS tratará de reajustar el programa previsto para la solución de las restricciones del PDBF, de acuerdo con la última información disponible en relación con las indisponibilidades de generación.

Si la comunicación de la indisponibilidad se recibe con posterioridad a la hora límite indicada en el párrafo inmediatamente anterior, o bien, si aun siendo conocida antes de dicha hora, la indisponibilidad comunicada afecta a la solución de las restricciones del PDBF en una medida tal que la consideración de la misma podría retrasar la publicación del PDVP, y afectar a los mercados posteriores, el OS procederá a publicar el PDVP sin considerar dicha indisponibilidad de generación, abordándose la solución de la restricción técnica asociada a la existencia de esta indisponibilidad, una vez ya publicado el PDVP.

Para establecer la solución de las restricciones técnicas, el OS tendrá en cuenta tanto las indisponibilidades que le han sido comunicadas por los respectivos sujetos titulares de unidades de programación a través de los registros de indisponibilidad, como aquella otra información que le haya sido transmitida por los sujetos titulares a través de otros posibles medios de comunicación provistos de sistemas de registro.

Una vez declarada la indisponibilidad de una unidad de producción, y habiendo sido tenida en cuenta dicha indisponibilidad en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, no habiéndose aplicado así sobre dicha unidad redespachos ni limitaciones de programa por seguridad, el sujeto titular de la unidad podrá acudir al mercado intradiario y/o participar, en su caso, en una sesión de gestión de desvíos para recomprar el programa de energía previsto en el PDBF y que no puede producir, al objeto de evitar incurrir en un desvío frente a su programa PDBF.

En el caso de que para evitar importantes retrasos en la publicación del PDVP, el OS haya mantenido aplicadas limitaciones por seguridad, y en su caso redespachos de energía sobre una unidad de producción para la que el sujeto titular ha comunicado una indisponibilidad para el día siguiente, el OS inmediatamente después de publicado el PDVP procederá a introducir las anotaciones de desvío por indisponibilidad sobre el programa de dicha unidad, de acuerdo con los registros de indisponibilidad enviados por el sujeto titular, manteniéndose sin modificación las limitaciones por seguridad aplicadas sobre dicha unidad.

En el caso de un adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto, el OS procederá a la eliminación de las anotaciones de desvío por la indisponibilidad declarada, manteniendo la unidad el programa PDVP establecido para la

solución de las restricciones técnicas del PDBF, y las limitaciones por seguridad asociadas a dicha programación.

En el caso de que este adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto, se produzca sin embargo después de que la unidad de producción haya reducido, o incluso, llegado a anular el programa afectado por la indisponibilidad mediante su participación en el mercado intradiario, o bien en una convocatoria de gestión de desvíos, dicha unidad de producción únicamente podrá participar en la programación mediante la presentación de ofertas en el mercado intradiario o, en su caso, en una sesión de gestión de desvíos.

6.4 Información al OM y a los SM.

Como resultado del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, el OS pondrá a disposición del OM y de los SM, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información, las siguientes informaciones:

– Información que el OS pondrá a disposición del OM:

Las limitaciones por seguridad aplicadas sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para evitar que en procesos y mercados posteriores se generen nuevas restricciones técnicas.

El Programa Diario Viable Provisional (PDVP).

– Información que el OS pondrá a disposición de los SM:

La información antes indicada puesta a disposición del OM.

Los redespachos de energía aplicados sobre las unidades afectas a contratos bilaterales internacionales incluidos en el PDBF, resultantes de la subasta de capacidad de intercambio para la solución de las congestiones identificadas, en su caso, en aquellas interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de capacidad.

Los precios marginales horarios resultantes de las subastas de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales internacionales con entrega física, aplicadas en aquellas interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de capacidad.

Los redespachos de energía aplicados sobre transacciones de mercado correspondientes a importaciones y/o exportaciones de energía con los sistemas eléctricos vecinos, para la solución de las congestiones en las interconexiones internacionales identificadas en el PDBF en aquellas interconexiones internacionales en las que no están implantados sistemas coordinados de asignación de capacidad.

Los redespachos aplicados sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.

Los redespachos aplicados sobre las unidades de venta y de adquisición de energía para el reequilibrio generación-demanda, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.

El modo de funcionamiento asignado a los grupos de ciclo combinado multieje.

El OS pondrá también a disposición del OM y/o de los SM cualquier actualización de los ficheros anteriormente puestos a su disposición en el proceso de solución de restricciones técnicas que haya sido precisa.

6.5 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de solución de las restricciones técnicas del PDBF.

La posible identificación de anomalías y/o presentación de reclamaciones al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, podría dar lugar a la repetición de este proceso en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximos admisibles establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la generación.

Una vez publicado el PDVP o cualquiera de los soportes de información asociados a la solución de las restricciones técnicas del PDBF, los sujetos titulares de unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, dentro del plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, y conforme a lo establecido en dicho procedimiento de operación.

7. Solución de restricciones técnicas en tiempo real.

7.1 Limitaciones y modificaciones de programa por criterios de seguridad.

El OS analizará de forma permanente el estado de seguridad real y previsto del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación y detectará las restricciones que pudieran existir en cada período de programación.

La solución de las restricciones abarcará todo el horizonte de programación aunque sólo se incorporarán los redespachos de energía en aquellos periodos de programación en los que ya no se puedan realizar modificaciones de programa mediante la participación en el mercado intradiario. Para el resto del periodo se establecerán las limitaciones necesarias por razones de seguridad: limitaciones individuales aplicables a unidades de programación de venta o de adquisición de energía, o bien, a unidades físicas integradas en una unidad de programación.

Para el establecimiento y la actualización en tiempo real de las limitaciones por seguridad necesarias para la solución de las restricciones técnicas, y en su caso, la incorporación de las correspondientes modificaciones de programa, se tendrán en cuenta lo indicado en los apartados 6.1.2, 6.1.4 y 6.1.5 del presente procedimiento, salvo que en este apartado se indique un criterio distinto.

Los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas en tiempo real que no hayan sido efectivamente ejecutados, no serán considerados firmes, es decir, se podrán dejar sin efecto las asignaciones previas aún no ejecutadas cuando desaparezcan las condiciones que dieron lugar a dicha restricción técnica.

Para la solución de una restricción técnica en tiempo real que exija la modificación de los programas de energía de una o varias unidades, el OS adoptará la solución que represente el mínimo coste definido como el valor absoluto de la diferencia entre el volumen económico asociado a los redespachos de energía correspondientes a la solución de restricciones técnicas y el resultante de la valoración de esos mismos redespachos de energía al precio marginal horario del mercado diario. A igualdad de coste, se dará prioridad a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia, frente al resto de unidades de producción, y a igualdad de coste y prioridad, se aplicará la regla de prorrata.

El OS establecerá las limitaciones por seguridad y, en su caso, las modificaciones de programa que sean necesarias para resolver las restricciones, utilizando siempre las ofertas de restricciones técnicas que estén disponibles en el momento de establecer las limitaciones.

Incremento de energía para la solución de restricciones técnicas.

El OS procederá a la aplicación de limitaciones por seguridad y, en su caso, al incremento de los programas conforme a lo establecido en el apartado 6.1.3.

En este proceso la oferta compleja podrá ser tenida en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un Programa Horario Final definitivo (PHFC) nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte de programación de dicho PHFC y, en su caso, un PHF nulo para todos aquellos periodos del horizonte diario de programación no cubiertos por el PHFC en el momento de establecer la limitación, o bien tenga únicamente un programa de energía en los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

En los casos en que se requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, se considerará además el arranque programado y realizado de cada turbina de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones que haya sido presentada.

Reducción de energía para la solución de restricciones técnicas.

En el caso de que existan unidades de producción cuya generación sea superior a su programa y ese desvío provoque una restricción técnica, se establecerán en primer lugar limitaciones de programa máximo de valor igual al programa de las unidades de programación o unidades físicas correspondientes, añadiéndose a dicho valor la banda de regulación secundaria asignada a subir.

Cuando la medida anterior no sea suficiente para resolver las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá a la aplicación de limitaciones por seguridad y, en su caso, a la reducción de los programas conforme a lo establecido en el apartado 6.1.3.

Para la solución de congestiones en la evacuación de la producción en tiempo real se procederá según el apartado 6.1.7 de este procedimiento.

Solución de restricciones técnicas en tiempo real por insuficiente reserva de potencia a subir en el sistema.

En aquellos casos en los que se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en tiempo real, el OS procederá según lo indicado en el apartado 6.1.3.

Cuando las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a subir, el OS procederá a programar el arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales teniendo en cuenta para ello la reserva de potencia a subir que cada uno de los grupos térmicos disponibles y no acoplados, aportaría en su caso al sistema, el tiempo máximo de arranque en frío o en caliente, según sea el caso, hasta sincronización, mínimo técnico y plena carga declarado por la unidad, así como el coste asociado a la programación del arranque y acoplamiento de cada uno de ellos, con el objeto de asegurar así la reserva adicional de potencia a subir requerida con el mínimo coste asociado.

Cuando se programe el arranque y acoplamiento de un grupo térmico, el tiempo máximo de arranque en frío o en caliente, según sea el caso, hasta sincronización, mínimo técnico y plena carga, desde el momento de comunicación de la orden, no podrá ser superior al declarado al OS.

En este proceso de arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales, el OS tendrá en cuenta los posibles modos de funcionamiento de los ciclos combinados multieje.

El coste de programación de un grupo térmico por insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible será calculado como el cociente entre el coste de programación del grupo a mínimo técnico en todos los periodos horarios con insuficiente reserva de potencia a subir y, la potencia máxima disponible del grupo por el número de periodos horarios en los que se requiere la programación de grupos térmicos adicionales.

La reserva de potencia aportada por cada grupo térmico se determinará conforme a la potencia activa máxima disponible en la unidad, valor éste que en el extremo será igual a la potencia activa neta registrada para dicha unidad de producción.

Para esta programación del arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales por razón de insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible, se utilizará un código de redespacho específico al objeto de poder contabilizar de forma individualizada, tanto el volumen de estos redespachos debidos a una reserva insuficiente de potencia a subir en el sistema, como el coste asociado a la aplicación de los mismos.

Solución de restricciones técnicas en tiempo real por insuficiente reserva de potencia a bajar en el sistema.

Cuando durante la operación en tiempo real se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a bajar al no disponerse de oferta de regulación terciaria a bajar, el OS procederá a reducir el programa de producción de unidades de venta de energía o a incrementar el programa de las unidades de consumo de bombeo, conforme a los criterios establecidos en los apartados anteriores. En el caso de que sea necesario programar la parada de grupos térmicos, el OS tendrá en cuenta las limitaciones de programa mínimo establecidas por seguridad sobre los grupos y los tiempos de arranque y de programación de cada grupo, así como el orden de prioridad indicado en el apartado 6.1.3. A igualdad de criterios técnicos y de orden de prioridad, el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios para programar esta parada de grupos térmicos por reserva de potencia a bajar insuficiente.

7.2 Tratamiento de la solución de restricciones técnicas en la red de distribución.

En los casos en los que el gestor de la red de distribución identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución sea necesario modificar los programas de producción previstos, una vez ya adoptadas por el gestor de la red de distribución todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 6.1.6 de este procedimiento de operación. El OS procederá a establecer las limitaciones por seguridad que sean necesarias y a modificar los programas en el caso de que estas limitaciones correspondan a periodos de programación que ya no puedan ser gestionados en el mercado intradiario conforme a lo establecido en este procedimiento de operación.

7.3 Tratamiento de las reducciones/anulaciones de la capacidad de evacuación de la producción de grupos generadores por indisponibilidades sobrevenidas de elementos de la Red de Transporte o de la red de distribución.

En el caso de que por avería o por una indisponibilidad fortuita se vea reducida o impedida la capacidad de evacuación de la producción de un grupo generador, estando el grupo disponible y funcionando en tiempo real, el OS procederá a resolver la congestión identificada en tiempo real mediante la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa previsto para la unidad, de tal forma que esta reducción o anulación de la capacidad de evacuación no implique un desvío de la producción real de la unidad respecto al programa previsto para la misma.

Este redespacho se aplicará desde aquel momento en que se ve afectada la capacidad de evacuación hasta el instante en el que esta capacidad está ya parcial o totalmente restablecida, procediendo en el primer caso el OS a adaptar el programa de la unidad de forma que se ajuste a la capacidad real de evacuación disponible.

En el caso de grupos térmicos, la limitación o en su caso, la anulación del programa de la unidad se mantendrá, si fuera necesario, después de restablecida la capacidad de evacuación, durante un periodo de tiempo igual al tiempo mínimo de arranque en caliente declarado por la unidad (desde arranque hasta sincronización), o como máximo, hasta el inicio del horizonte de aplicación del mercado intradiario, con el fin de permitir que la unidad pueda recuperar su programa o al menos, gestionar la modificación del mismo en el mercado intradiario.

En el caso de que la indisponibilidad fortuita que impide la capacidad de evacuación de una unidad de producción se produzca en la red de distribución, el gestor de la red de distribución deberá comunicar al OS las unidades de programación y/o las unidades físicas de las unidades de programación afectadas por dicha indisponibilidad junto con el comienzo y la previsión de finalización de la anulación de la capacidad de evacuación.

7.4 Tratamiento de las modificaciones de programa solicitadas por los sistemas eléctricos vecinos.

Cuando el gestor de la red de transporte de un sistema eléctrico interconectado con el sistema eléctrico peninsular español identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución requiera modificar los programas de producción previstos en el sistema eléctrico español, una vez ya adoptadas por el sistema eléctrico vecino todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 6.1.9 de este procedimiento. El OS procederá conforme a lo establecido en dicho apartado de este procedimiento de operación.

7.5 Solución de restricciones mediante actuación sobre la demanda.

Cuando durante la operación en tiempo real no sea posible resolver una restricción técnica cuya solución requiera una modificación de programa de las unidades de producción o de consumo de bombeo, por haberse agotado estos recursos o requerir su ejecución un tiempo excesivo, el OS deberá resolver la restricción, o al menos aliviarla, mediante la adopción de medidas aplicadas sobre la demanda, conforme al siguiente orden:

1) Reducción/anulación de las capacidades de exportación a otros sistemas externos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio y, en caso de ser

necesario, a sistemas externos con mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

2) Aplicación de interrumpibilidad de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Dentro de cada categoría se aplicarán, siempre que sea posible, criterios de mercado, condicionados previamente a la compatibilidad de los tiempos requeridos para la aplicación de cada una de estas medidas.

Aplicación de la reducción/anulación de las capacidades de exportación.

Se comunicará al operador del sistema vecino afectado las razones de la modificación de la capacidad de intercambio, acordándose entre ambos operadores el nuevo valor de la capacidad de exportación, así como la hora y minuto de establecimiento del nuevo programa de intercambio en el ajuste del regulador del sistema frecuencia-potencia que regula los intercambios de energía eléctrica en dicha interconexión y, en su caso, los nuevos programas de intercambio autorizados en los dos sentidos de flujo.

Se procederá a la publicación de la nueva capacidad de intercambio, adecuándola a la realidad física del sistema eléctrico, y se facilitará información sobre las razones de la modificación.

La reducción de la capacidad de exportación dará lugar a:

Acción Coordinada de Balance en aquellas interconexiones con mecanismo coordinado de gestión, salvo en caso de fuerza mayor, para garantizar los programas de exportación previstos.

Reducción de los programas de intercambio previstos, mediante prorrata, en caso de interconexiones sin mecanismo coordinado o en caso de fuerza mayor.

7.6 Reequilibrio generación-demanda posterior a la solución de las restricciones técnicas en tiempo real.

En el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, tras la modificación de programas por criterios de seguridad, no se establece un proceso sistemático posterior de reequilibrio generación-demanda. Los posibles desequilibrios generación-demanda provocados por la solución en tiempo real de las restricciones identificadas se resolverán, junto con el resto de desvíos comunicados por los sujetos titulares de unidades de programación, los desvíos entre la demanda real y la prevista por el OS, y los desvíos, en su caso, entre la producción eólica y solar real y la prevista, mediante la utilización de energía de regulación secundaria y/o terciaria, o a través del mecanismo de gestión de desvíos.

8. Liquidación del proceso de solución de restricciones técnicas.

En este apartado se describen con carácter general los principales aspectos del proceso de solución de restricciones técnicas que tienen incidencia directa en la liquidación de este servicio de ajuste del sistema.

El cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago derivados del proceso de solución de restricciones está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

8.1 Liquidación de la provisión del servicio de solución de restricciones técnicas.

La liquidación de la provisión del servicio de solución de restricciones técnicas se establece con arreglo a la energía redespachada y los precios incorporados en estos redespachos y, cuando proceda, a los cambios en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multieje, aplicados en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real, y, en su caso, con arreglo a las limitaciones de programa y, cuando así sea aplicable, conforme a las medidas de energía.

8.1.1 Liquidación de los programas de energía.

Los redespachos y precios incorporados en los mismos aplicables a cada una de las unidades de venta y de adquisición que han modificado su programa como consecuencia de

los procesos de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real, están especificados en el anexo de este procedimiento.

8.1.2 Liquidación conforme a las medidas de energía.

La liquidación con medidas será aplicable únicamente a:

Unidades de venta de energía o de adquisición de consumo de bombeo para las que, por razones de seguridad del sistema, se haya programado su acoplamiento y arranque, o un aumento de su programa de venta o una reducción de su programa de consumo de bombeo respecto al PDBF para la solución de las restricciones técnicas identificadas en este programa (Fase 1), o para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.

Unidades de venta de energía correspondientes a ciclos combinados multieje para los que por razones de seguridad del sistema, se haya programado el arranque y acoplamiento de turbinas de gas adicionales conforme a las medidas de las unidades físicas que lo componen.

Unidades de adquisición de energía sobre las que se repercuten los costes derivados del proceso de solución de restricciones técnicas.

8.2 Distribución de los sobrecostes derivados del proceso de solución de restricciones técnicas.

Los sobrecostes del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real serán calculados y repercutidos de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

9. Mecanismo excepcional de resolución.

En el caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, bien por ausencia de ofertas por causa de fuerza mayor o por otra circunstancia de índole no prevista o controlable, no sea posible resolver las restricciones mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante los sujetos titulares afectados y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la liquidación económica de las mismas que sea de aplicación en cada caso.

ANEXO I

Redespachos y precios aplicables a la prestación del servicio de solución de restricciones técnicas

1. Redespachos programados.

1.1 Proceso de solución de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

1.1.1 Primera fase (fase 1): Modificaciones del PDBF por criterios de seguridad.

a) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (unidad con programa obligado-UPO).

Los redespachos de energía programados para la solución de restricciones técnicas del PDBF incorporarán los precios de la oferta simple presentada por la correspondiente unidad de venta, salvo en el caso, de que se trate de un grupo térmico para el que el titular de la unidad haya presentado una oferta compleja al proceso de solución de restricciones técnicas, y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 6.1.3 de este procedimiento.

– Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta simple: Los redespachos de energía de tipo UPOPVPV programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la solución de restricciones técnicas incorporarán el precio de cada uno de los bloques

de energía de la oferta simple utilizados total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

– Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta compleja: En aquellos casos en los que los redespachos UPOPVPV sean asignados sobre grupos térmicos que han presentado una oferta compleja y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 6.1.3 de este procedimiento, los redespachos de energía incorporarán el precio que resulte inferior entre los dos siguientes:

1. El resultante de aplicar la oferta compleja al programa asignado en el PDVP por restricciones.

2. El resultante de aplicar la oferta compleja al programa horario final definitivo (PHFC) de la unidad tras su participación en el mercado intradiario y deducir de él los ingresos asociados a la valoración al correspondiente precio marginal horario de su programa PDBF en rampa descendente de carga durante las tres primeras horas, y los ingresos netos (saldo entre ingresos y pagos) derivados de su participación en las distintas sesiones del mercado intradiario y en el mercado intradiario continuo calculado como la energía contratada en este mercado al precio marginal horario del mercado diario.

Los cálculos realizados para la determinación del precio que irá incorporado en estos redespachos serán aplicados en ambos casos sobre el conjunto de periodos que constituyen el horizonte diario de programación, teniéndose además en cuenta, según proceda, el arranque en frío o en caliente de la unidad de producción.

– Programación sin existencia de oferta para este proceso, o insuficiencia de la oferta existente (UPOPVPMER): En los casos en los que el OS tenga que programar la entrada en funcionamiento o un incremento del programa de una unidad de venta de energía para la solución de restricciones técnicas del PDBF, mediante un redespacho de energía de tipo UPOPVPMER, no viéndose afectada la unidad por una indisponibilidad que impida la realización del programa asignado por seguridad, y no existiendo ofertas presentadas para dicha unidad para el proceso de solución de restricciones técnicas, los redespachos de energía programados en cada hora incorporarán un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

b) Unidades de adquisición y, en su caso, exportaciones a sistemas externos que reducen la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (unidad con programa obligado-UPO).

Los redespachos de energía de tipo UPO programados en el PDVP, respectivamente, sobre unidades de adquisición de energía o, en su caso, exportaciones, para la solución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, darán lugar a las siguientes modificaciones de programa:

Transacción del mercado diario (redespacho UPOPVPB o UPOPVPE):

Reducción del programa de adquisición de la unidad en igual magnitud que el redespacho aplicado, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física (redespacho UPOPVPCBB o UPOPVPCBE):

Reducción del programa de energía de la unidad de adquisición asociada a la ejecución de un contrato bilateral, en igual magnitud que el redespacho aplicado, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

c) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para la solución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Limitado).

Los redespachos de energía de tipo UPL programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la solución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, incorporarán los siguientes precios:

– Transacción del mercado diario (redespacho UPLPVPV):

Reducción del programa de energía de la unidad de venta en la misma magnitud del redespacho aplicado, incorporando este redespacho de reducción de programa un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

– Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional, a un consumo de bombeo o, en su caso, a una exportación de energía a sistemas externos (redespacho UPLPVPCB):

Establecimiento en el PDVP de un programa de adquisición de energía para la unidad asociada a la ejecución de un contrato bilateral, mediante la aplicación sobre dicha unidad del correspondiente redespacho, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

1.1.2 Segunda fase (fase 2): Reequilibrio generación-demanda.

a) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición de consumo de bombeo que reducen la energía programada en el PDBF con igual fin.

Los redespachos de energía a subir programados en el PDVP para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre una transacción del mercado diario (redespacho ECO) o sobre una unidad de adquisición asociada a un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECOCB), incorporarán el precio del correspondiente bloque de la oferta de energía a subir presentada por dicha unidad para el proceso de solución de restricciones técnicas y utilizado total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

En el caso de unidades de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de solución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado redespacho ECOSSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOSCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a subir para la solución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 85 % del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

b) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición que incrementan la energía programada en el PDBF con igual fin.

Los redespachos de energía a bajar programados en el PDVP para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre una transacción del mercado diario (redespacho ECO) o sobre una unidad de venta asociada a un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECOCB) incorporarán el precio del correspondiente bloque de la oferta de energía a bajar presentada por dicha unidad para el proceso de solución de restricciones técnicas y utilizado total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

En el caso de unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de solución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado ECOBSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOBCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a bajar para la solución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 115 % del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

c) Redespachos aplicados para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en los casos de insuficiencia de ofertas para la ejecución de este proceso.

En los casos en los que el OS tenga que programar redespachos de energía a subir o a bajar para resolver un déficit o un exceso de generación, respectivamente, y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, y una vez ya aplicados los redespachos sobre todas las unidades tanto de venta como de adquisición que estando obligadas a la presentación de ofertas, no hayan atendido, sin embargo, este requerimiento, y asignadas también todas aquellas ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, compatibles con el respeto de las limitaciones aplicadas por seguridad, y no resultase dicha asignación aún suficiente para restablecer el equilibrio generación- demanda, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

Redespacho de energía a subir (redespacho ECOSMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Redespacho de energía a bajar (redespacho ECOBMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

1.2 Proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real.

a) Unidades de venta que incrementan su programa de energía para la solución de restricciones técnicas en tiempo real y unidades de adquisición que reducen su programa de energía con igual fin.

Los redespachos de energía a subir de tipo UPOTROR programados en tiempo real para la solución de restricciones técnicas, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a subir presentada para dicha unidad al proceso de solución de restricciones técnicas, y utilizada a estos efectos.

El precio del redespacho incorporará además el arranque programado y realizado de cada turbina gas de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones técnicas presentada, cuando el incremento del programa de energía requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas.

b) Unidades de venta que reducen su programa de energía para la solución de restricciones técnicas en tiempo real.

Los redespachos de energía a bajar de tipo UPLTROR programados en tiempo real para la solución de restricciones técnicas, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de solución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos.

c) Unidades de adquisición de consumo de bombeo que incrementan su programa de energía para la solución de restricciones técnicas en tiempo real.

El incremento del programa de consumo de bombeo de una unidad de adquisición para la solución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociado un redespacho de energía a bajar de tipo UPLTROR. Este redespacho tendrá una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando un precio igual a la suma del precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de solución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos, y del resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

d) Redespachos aplicados en tiempo real no cubiertos con ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas.

En los casos en los que el OS tenga que programar redespachos de energía a subir o a bajar para la solución de restricciones técnicas identificadas en tiempo real, sin que existan ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas, o bien, existiendo éstas, resulten insuficientes para cubrir totalmente los redespachos aplicados por seguridad

en tiempo real, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

Redespacho de energía a subir (tipo UPOMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Redespachos de energía a bajar (tipo UPLMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

En el caso de unidades de adquisición de consumo de bombeo, el incremento de su programa para la solución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociados dos redespachos de energía a bajar de tipo UPLMER. Estos redespachos tendrán cada uno una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando uno de ellos un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, y el otro un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

2. Ejecución efectiva de los redespachos programados conforme a medidas.

El OS determinará con arreglo a las medidas, en aquellos casos en que sea aplicable, las modificaciones que sean precisas para los precios incorporados en los redespachos programados, teniendo en cuenta así los arranques y el tipo específico de arranque (en frío o en caliente) programados, y el hecho de que se hayan producido éstos de forma efectiva de acuerdo con las medidas recibidas, así como la energía real medida para la unidad y la energía para ella programada por criterios de seguridad (fase 1).

En el caso de que la energía medida en una hora para una unidad de venta sea inferior a la programada por seguridad y para una unidad de consumo de bombeo sea superior a la programada por seguridad, la energía incumplida será valorada al precio resultante de la diferencia entre el precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la solución de las restricciones técnicas y el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

P.O. 3.3 Gestión de desvíos

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de gestión de los desvíos horarios entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al mercado intradiario (MI).

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

a) Operador del sistema (OS).
b) Sujetos del mercado (SM).

3. Definiciones.

3.1 Servicio de gestión de desvíos.

El servicio de gestión de desvíos es un servicio de ajuste del sistema de carácter potestativo prestado por todas las unidades de programación previamente habilitadas para la prestación de este servicio, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado.

Tiene por objeto hacer frente a los desvíos horarios previstos que se puedan producir tras las sucesivas rondas del mercado intradiario continuo.

Las asignaciones realizadas a partir de las ofertas presentadas por los SM tendrán carácter firme y modificarán los programas de funcionamiento de las unidades de programación.

3.2 Producto de gestión de desvíos.

El producto de gestión de desvíos se define como la energía horaria a subir y a bajar que es capaz de alcanzar una unidad de programación habilitada, considerando un tiempo de activación de 30 minutos.

4. Proveedores del servicio.

Los proveedores de este servicio de ajuste del sistema son las instalaciones de producción y de consumo de bombeo que siendo aptas para participar en los servicios de ajuste del sistema conforme a los criterios establecidos en la regulación vigente, obtengan la correspondiente habilitación del OS, quien la otorgará a aquellas unidades de programación cuya instalación o conjunto de instalaciones físicas acrediten su correspondiente capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio.

Para la habilitación de unidades para la prestación del servicio, las instalaciones de producción y de consumo de bombeo interesadas deben cumplir los siguientes requisitos:

a) Disponer de la inscripción definitiva en la sección correspondiente del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

b) Ser una instalación apta para participar en los servicios de ajuste del sistema, de acuerdo con los criterios de aptitud establecidos mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

c) Solicitud remitida al OS de participación en el proceso de gestión de desvíos entre generación y consumo.

d) Integración de la instalación en un centro de control habilitado por el OS.

e) Comunicación al OS de la información adicional requerida para los proveedores de este servicio en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información, y actualización de la misma cuando se produzca cualquier variación.

f) Verificación de que la unidad de programación en la que se integra dicha instalación aporta una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 10 MW.

g) Resultado satisfactorio de las pruebas de habilitación establecidas mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía. En los casos en los que las pruebas se hayan realizado de manera agregada, las instalaciones que componen dicha agregación deben incluirse en la misma unidad de programación.

Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en el proceso de gestión de desvíos de una unidad de producción o de consumo de bombeo, el responsable de la instalación deberá contar con la autorización expresa del OS.

Las unidades de producción están obligadas a comunicar y mantener actualizada la información requerida por el OS en el correspondiente procedimiento de operación para permitir el adecuado funcionamiento del proceso de gestión de desvíos.

El OS informará de forma detallada al titular de la unidad de programación de la falta de capacidad técnica para la prestación del servicio de su unidad por incumplimiento de forma reiterada de los requisitos exigidos, de la inadecuada calidad del servicio prestado y/o de la no remisión de la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación de este servicio de ajuste del sistema, concediendo un plazo para introducir las mejoras necesarias. Si no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar cualquiera de las habilitaciones previamente concedidas.

5. Programación del proceso de gestión de desvíos.

5.1 Cálculo del requerimiento de gestión de desvíos.

El operador del sistema, durante la hora previa a la hora de suministro, efectuará su estimación del requerimiento de gestión de desvíos previsto para la siguiente hora respecto al programa horario final definitivo (PHFC), teniendo en consideración los siguientes factores:

– Previsión de la demanda peninsular

– Previsión de la producción de energías renovables (eólica, solar,…)

– Resultado de la participación previa programada en los servicios transfronterizos de balance.

– Indisponibilidades y/o desvíos comunicados por parte de los sujetos del mercado respecto a su programa PHFC.

A estos efectos, los sujetos del mercado titulares de unidades de programación deberán comunicar al OS, tan pronto como sea posible, todas las indisponibilidades parciales o totales que afecten a las unidades físicas de producción y a las unidades físicas de consumo de bombeo, tal y como está fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.

5.2 Presentación y actualización de ofertas.

A partir de la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria, las unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio de gestión de desvíos podrán presentar sus ofertas de gestión de desvíos, tanto a subir como a bajar, para los periodos de programación del día siguiente.

Estas ofertas deberán reflejar la capacidad de las unidades de programación habilitadas de modificar su programa de energía a subir y a bajar respecto al último programa horario de funcionamiento de aplicación para la hora de suministro, teniendo en consideración asimismo, posibles indisponibilidades o desvíos de sus instalaciones que puedan afectar a la hora de suministro.

El periodo de actualización de ofertas de gestión de desvíos correspondientes a cada periodo de programación horario finalizará 55 minutos antes del inicio de la hora de suministro.

Para cada unidad de programación habilitada, las ofertas horarias presentadas integrarán la siguiente información:

– Tipo de oferta (generación o consumo de bombeo).
– Ofertas de energía a subir:

• Periodo horario.
• Número de bloque (orden correlativo empezando por 1, máximo = 10).
• Energía de cada bloque (MWh).
• Precio de la energía ofertada en cada bloque (€/MWh).
• Código de indivisibilidad asociado al primer bloque de cada oferta.

– Ofertas de energía a bajar:

• La misma información requerida en el epígrafe de ofertas de energía a subir, teniendo en cuenta que el precio ofertado corresponde al precio de recompra de dicha energía.

El detalle y formato de las ofertas de gestión de desvíos se especificará de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece el intercambio de información con el operador del sistema.

5.2.1 Validación de ofertas.

Las ofertas presentadas por los sujetos del mercado para el proceso de gestión de desvíos serán sometidas a los criterios de validación previos al proceso de programación de gestión de desvíos, recogidos en el anexo I de este procedimiento de operación.

Asimismo, el operador del sistema analizará las ofertas recibidas y, en caso de detectar alguna incompatibilidad con los procesos o comunicaciones anteriores, la oferta será limitada. Este proceso se realizará mediante la aplicación de un control respecto de los límites físicos de las unidades de producción y de bombeo. En caso de sobrepasarse estos límites físicos, o, en caso de que la asignación de una oferta provocase una violación de una limitación de programa establecida por razones de seguridad del sistema, se aplicarán los criterios indicados en el anexo I de este procedimiento.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por la normativa de aplicación.

5.3 Asignación de ofertas y comunicación de los resultados de la asignación.

En caso de no cubrir las necesidades de balance del sistema eléctrico peninsular español mediante el mecanismo transfronterizo de balance, el operador del sistema podrá asignar las ofertas presentadas por las unidades de programación en el proceso horario de gestión de desvíos mediante el algoritmo de asignación que se especifica en el anexo II de

este procedimiento, incorporando estas modificaciones en el siguiente programa horario operativo P48.

La asignación realizada por el OS será considerada firme inmediatamente después de ser comunicada, adquiriendo, el sujeto del mercado titular de la unidad de programación, la obligación de realizar el nuevo programa de entrega/toma de energía derivado de la conjunción de su programa previo más la modificación de programa asociada a la asignación de ofertas para la gestión de desvíos.

Los resultados de la asignación se comunicarán a los sujetos del mercado antes o durante el minuto 30 de la hora anterior a la hora de suministro.

6. Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas.

Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas de gestión de desvíos, los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

El OS gestionará, a la mayor brevedad posible, estas reclamaciones y/o cualquier incidencia o anomalía que haya podido ser identificada en el proceso de asignación de ofertas, procediendo a efectuar un nuevo proceso de asignación, en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximo admisible establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la operación.

7. Liquidación del servicio.

El tratamiento económico de este servicio está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

7.1 Liquidación de la provisión del servicio.

Las unidades de generación y de consumo de bombeo podrán modificar su programa de energía para el proceso de gestión de desvíos.

Las modificaciones programadas en las unidades de generación y de consumo de bombeo por el proceso de gestión de desvíos serán valoradas al precio marginal de las ofertas horarias asignadas, siendo calculado dicho precio marginal de acuerdo con el mecanismo especificado en el anexo II de este procedimiento.

Se revisarán las asignaciones de este servicio para verificar el cumplimiento efectivo del mismo. En concreto, se verificará el cumplimiento del valor del saldo neto de las asignaciones de gestión de desvíos y regulación terciaria por zona de regulación o para cada conjunto de unidades de programación del mismo sujeto de liquidación.

El cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

7.2 Distribución de los costes derivados del proceso de gestión de desvíos.

La liquidación de los costes derivados de la modificación del programa de energía de generación o de consumo de bombeo para el proceso de gestión de desvíos será repercutido de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

8. Mecanismo excepcional de asignación.

En los casos en los que, por razones de urgencia, ausencia de ofertas suficientes, o por indisponibilidad de los sistemas informáticos de gestión u otra causa justificada, no sea posible resolver un desvío mediante la aplicación del mecanismo previsto en este procedimiento, no existiendo reserva de regulación terciaria suficiente, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, para resolver los desvíos generación-consumo horarios identificados, justificando posteriormente sus actuaciones ante

los sujetos afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a que hubiera lugar por la citada prestación del servicio.

Las asignaciones de energía que, en su caso, pueda aplicar el OS por mecanismo excepcional de asignación serán valoradas:

Para asignaciones de energía a subir: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, por el precio marginal de gestión de desvíos correspondiente a ese periodo horario o, en su defecto, por el precio marginal horario del mercado diario.

Para asignaciones de energía a bajar: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, por el precio marginal de gestión de desvíos correspondiente a ese periodo horario o, en su defecto, por el precio marginal horario del mercado diario.

ANEXO I

Criterios para la aceptación y validación de las ofertas de gestión de desvíos

Las ofertas presentadas por las unidades de programación habilitadas para el proceso de gestión de desvíos serán sometidas a los criterios de validación recogidos en el presente anexo.

1. Comprobaciones aplicadas en el proceso de lectura de las ofertas.

Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación para la venta de energía correspondiente a instalaciones de generación o por unidad de programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo para el periodo horario correspondiente. De esta forma, si para un mismo periodo horario se envía más de una vez información para una misma unidad de programación, la última información sustituirá a la anterior.

La oferta deberá ser enviada por el sujeto del mercado asociado a la unidad de programación a la que corresponde la oferta.

Cada oferta estará compuesta por bloques consecutivos, cuyo número no deberá superar el máximo que, en su caso, establezca y publique el OS.

2. Comprobaciones en el preproceso de las ofertas.

Estas comprobaciones se efectúan inmediatamente antes de la aplicación del algoritmo de asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e indisponibilidades de unidades físicas de producción, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se leyeron las ofertas.

Las comprobaciones que se realizan en esta etapa sobre las unidades de programación son las siguientes:

– Cumplimiento de límites por seguridad.

– Cumplimiento de limitaciones por indisponibilidad (comunicada por el sujeto del mercado responsable de la unidad de programación o, en su defecto, introducida por el OS, tras comunicación previa del sujeto del mercado).

– Cumplimiento de los límites de potencia físicos del grupo (sólo en el caso de grupos generadores y unidades de bombeo).

– No oferta de una energía a bajar mayor su programa de generación, o para las unidades de programación para la adquisición de energía para bombeo, oferta de energía a subir mayor que su programa de bombeo.

Las acciones a tomar cuando un bloque de oferta viole alguno de los límites anteriores dependerán de las condiciones de indivisibilidad del mismo:

– Bloque divisible: El bloque será truncado hasta el punto en que respete el límite.

– Bloque indivisible: El bloque será rechazado completamente.

ANEXO II

Algoritmo de asignación de ofertas de gestión de desvíos

1. Características fundamentales del algoritmo de asignación.

Las características principales que presenta este algoritmo de asignación de ofertas son las siguientes:

Proceso de asignación en el que se admiten bloques de oferta indivisibles.
Mercado marginalista en el que la liquidación por la prestación del servicio en cada periodo de programación viene determinado por el precio de la última oferta asignada parcial o totalmente para cubrir los requerimientos en dicho periodo.

2. Descripción del funcionamiento del algoritmo.

El procedimiento utilizado en el proceso de asignación de ofertas es el siguiente:

1. Se colocan los bloques de oferta en orden creciente de precios (decreciente para requerimiento a bajar) hasta cubrir el requerimiento.
2. A igualdad de precio, los bloques se ordenan según los siguientes criterios:

– Tienen preferencia los bloques divisibles sobre los indivisibles.
– A igualdad de tipo divisible, en el proceso de asignación de ofertas, se dará prioridad a la no reducción de la producción (caso de asignación de ofertas a bajar) o al incremento de la producción (caso de asignación de ofertas a subir) de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia. A igualdad de las condiciones anteriores, tiene preferencia el bloque que oferte una menor energía.
– A igualdad de tipo indivisible, tiene preferencia el bloque que oferte una menor energía.
– A igualdad de las condiciones anteriores, en el proceso de asignación de ofertas, se dará prioridad a la no reducción de la producción (caso de asignación de ofertas a bajar) o al incremento de la producción (caso de asignación de ofertas a subir) de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia.

3. En caso de existir varios bloques de ofertas al mismo precio en el límite de cobertura, respetando los criterios de ordenación de los puntos anteriores:

– Se prorratea la asignación entre ellos si son divisibles.
– En caso de que estos bloques fuesen indivisibles, tienen preferencia los bloques indivisibles de menor tamaño.

P.O. 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios que deberán aplicarse para la comunicación y el tratamiento de las indisponibilidades de los grupos generadores, con el fin de que el operador del sistema (OS) realice una adecuada programación de las unidades, conociendo en todo momento los medios de producción disponibles para la operación del sistema, y pueda confirmar las circunstancias que las eximan de su obligación de presentar ofertas en el mercado diario en caso de indisponibilidad.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al operador del sistema (OS) y a los sujetos titulares o, en su caso, representantes de las unidades de programación.
En el contenido de este procedimiento de operación, salvo mención expresa contraria, todas las referencias a los sujetos titulares de las unidades de programación deberán ser entendidas como aplicables también a los representantes de sujetos titulares de unidades de programación.

3. Definiciones.

Se considera que una unidad física está completamente disponible si puede participar en el despacho de producción sin ninguna limitación de capacidad de generación ni, en su caso, de consumo de bombeo, de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 5 de este procedimiento de operación. En caso contrario se considerará la existencia de una indisponibilidad, que podrá ser parcial o total.

4. Responsabilidades.

Los sujetos titulares de las unidades físicas de potencia neta registrada igual o superior a 30 MW, de las unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de ajuste de gestión de desvíos y regulación terciaria, y de las unidades de programación asociadas a proveedores de servicios de interrumpibilidad, son responsables de comunicar al OS cualquier indisponibilidad total o parcial, que haya afectado o pueda afectar a la capacidad de generación de sus respectivas unidades de programación, tan pronto como este hecho se produzca o se conozca.

La comunicación posterior de estas indisponibilidades de las unidades de programación al operador del mercado (OM) es responsabilidad del OS.

5. Criterios para la determinación de las indisponibilidades.

Para determinar las potencias indisponibles y los períodos de indisponibilidad de las unidades físicas se atenderá a los siguientes criterios generales:

a) Independientemente de la causa que haya provocado la indisponibilidad, la potencia neta indisponible de un grupo, excepto en los casos para los que se indica un tratamiento específico, vendrá determinada por la diferencia entre la potencia neta instalada en barras de central y la potencia neta realmente disponible.

b) El período de indisponibilidad se define como el intervalo de tiempo comprendido entre el instante de inicio y el instante de fin de indisponibilidad, correctamente comunicados al OS por los sujetos titulares de las unidades. Una vez transcurrido el instante de fin de una indisponibilidad, sin que esta indisponibilidad haya sido anulada, dicho instante de fin será considerado como el de finalización efectiva de dicha indisponibilidad. En consecuencia, una vez transcurrido el instante de fin de una indisponibilidad, la indisponibilidad se considerará firme a todos los efectos, no pudiendo ser modificada, ni tampoco anulada la indisponibilidad a posteriori.

c) En los procesos de arranque y acoplamiento de un grupo se considerará disponible la potencia neta instalada de la unidad, salvo en caso de existencia de limitaciones de su potencia máxima, y ello durante un tiempo como máximo igual al tiempo de arranque de la unidad, en frío o en caliente, según corresponda, contenido en la base de datos estructural del OS.

d) El retraso en el acoplamiento de un grupo, en horas y minutos, una vez llegada la hora límite en la que éste debía tener lugar, tendrá la consideración de indisponibilidad total del grupo hasta el instante de acoplamiento efectivo, en horas y minutos.

e) Durante el proceso de parada de un grupo se considerará disponible toda su potencia instalada, salvo que exista alguna causa que lo limite.

f) Durante el período de realización de pruebas se considerará que el grupo está disponible si la naturaleza de las mismas permite su anulación o modificación, en caso de requerimiento del OS.

g) La disponibilidad de una unidad física no se verá afectada cuando no existan medios suficientes en la red de transporte o, en su caso, en la red de distribución, que posibiliten la evacuación de la potencia de dicha unidad, estando ésta en condiciones de generarla. Se considerarán, por el contrario, indisponibilidades del grupo generador todas aquellas situaciones de reducción de su producción debidas a problemas en elementos o equipos de conexión del grupo con el correspondiente punto frontera de la red de transporte o, en su caso, de la red de distribución (transformador de salida de grupo, interruptor de generación, líneas directas de conexión con la red de transporte o red de distribución, etc.).

h) La disponibilidad de una unidad física se verá afectada por las posibles limitaciones de su fuente de energía primaria, y por otras condiciones que puedan afectar a su potencia máxima, y que limiten su programación, incluyéndose en estos casos:

– Limitaciones en la disponibilidad del combustible utilizado como fuente primaria en las centrales térmicas.

– Reducción del salto neto en las centrales hidráulicas y en las centrales reversibles de bombeo.

– Cotas insuficientes en el embalse superior de las centrales hidráulicas, tanto convencionales como reversibles.

– Limitaciones de la capacidad de consumo de bombeo debidas a cotas excesivas en el embalse superior y/o cotas insuficientes en el embalse inferior de las centrales reversibles de bombeo.

i) La disponibilidad de una unidad física de tipo renovable no gestionable no se verá afectada por aquellas limitaciones de capacidad de generación que sean debidas a una situación de condiciones extremas en su fuente de energía primaria.

6. Procedimiento de actuación.

Tan pronto como una unidad física quede o vaya a quedar indisponible, el titular de la unidad de programación correspondiente lo comunicará al OS, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

La información que deberá ser facilitada al OS será la siguiente:

a) Unidad indisponible.
b) Fecha y hora de inicio de la indisponibilidad.
c) Fecha y hora real de finalización de la indisponibilidad.
d) Potencia neta disponible.
e) Causa de la indisponibilidad.

Esta información deberá ser actualizada por el sujeto titular de la unidad de programación mediante la incorporación de la mejor previsión disponible en cada momento.

a) Tras recibir la declaración de una indisponibilidad, siempre que su consideración sea compatible con el horario de comunicación del programa horario operativo (P48) contemplado en los procedimientos de operación, el OS modificará la programación de la unidad afectada en el siguiente programa horario operativo (P48) que deba ser comunicado, incluyendo el nuevo programa realizable por la unidad. En este caso, el déficit de generación resultante será resuelto, cuando así sea necesario, mediante asignación de regulación terciaria o mediante gestión de desvíos, según el caso. Si la comunicación del programa horario operativo (P48) no hubiera podido incluir una indisponibilidad habida, el desequilibrio de generación existente se corregirá, cuando así sea necesario, mediante la utilización de reserva terciaria, sin que ello suponga una modificación del programa horario operativo (P48) comunicado con anterioridad.

b) El OS comunicará al OM, tan pronto como los haya verificado, los datos relativos a las indisponibilidades comunicadas por el sujeto del mercado titular de la unidad de programación para su consideración en el mercado diario (MD) y en las sesiones de subastas y rondas de carácter continuo del mercado intradiario (MI).

c) Si mediante la asignación de gestión de desvíos y/o ofertas de regulación terciaria, o bien en el MI se modificase el programa de una unidad de programación declarada indisponible, la comunicación de un adelanto en la finalización de la indisponibilidad previamente comunicada, no podrá dar lugar a una nueva modificación de su programa hasta que no se realice la correspondiente modificación de programa en las siguientes sesiones de subastas o rondas de carácter continuo del MI, o la asignación, en su caso, de ofertas de gestión de desvíos y/o regulación terciaria presentadas para dicha unidad.

d) La declaración de indisponibilidad y la correspondiente modificación del programa horario operativo (P48) no eximirá al sujeto titular de la unidad de programación afectada de la responsabilidad de participar, en la medida que le corresponda, en los costes originados.

e) El OS informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de los incumplimientos que observe por falta de comunicación de los datos de indisponibilidad por parte de los sujetos titulares de las unidades de programación o errores en la información transmitida.

P.O. 3.8 Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer los requerimientos específicos y la forma de participación de las instalaciones de producción de energía eléctrica en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el Operador del Sistema (OS).

En concreto, este procedimiento hace referencia a la participación de las citadas instalaciones de producción en los siguientes procesos gestionados por el Operador del Sistema:

a) Solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF), y en la operación en tiempo real.

b) Servicios de regulación frecuencia-potencia y de control de tensión de la red de transporte.

c) Gestión de desvíos generación-consumo.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento aplica al operador del sistema (OS), al operador del mercado (OM) y a los sujetos del mercado, asociados a todas las instalaciones de producción que estén en fase de pruebas de funcionamiento previas a su operación comercial con punto de conexión a la red de transporte, y de aquellas otras que estando conectadas a la red de distribución tengan una potencia neta registrada superior a 50 MW.

3. Definiciones.

Fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento:

Se considera que una instalación de producción está en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento durante el periodo de tiempo que transcurre desde la fecha en la que la instalación obtiene la inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPEE) por parte del órgano competente, disponiendo la instalación del Acta de puesta en servicio para pruebas o autorización de explotación provisional para pruebas, según resulte de aplicación, emitida por el órgano administrativo competente, y la fecha de inscripción definitiva de dicha instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPEE).

Dentro del término de pruebas preoperacionales de funcionamiento se consideran todas las pruebas previas a la operación comercial del grupo, incluidas, entre otras, tanto aquellas pruebas que representen una entrega de energía a la red, como aquellas otras que estén directamente asociadas al funcionamiento de la instalación en unas determinadas condiciones de generación/absorción de potencia reactiva.

4. Requerimientos previos a la ejecución de las pruebas preoperacionales de funcionamiento.

4.1 Autorización de pruebas:

Todas las pruebas preoperacionales de funcionamiento que lleven asociada la conexión de la instalación de producción a la red de transporte, o bien a la red de distribución cuando su potencia neta registrada es superior a 50 MW, y con independencia de que den lugar o no a entregas de energía al sistema eléctrico, deberán ser previamente autorizadas por el OS.

Para ello, el sujeto del mercado asociado a la instalación deberá facilitar al OS información detallada del plan de pruebas previsto, en los plazos y forma indicados en el apartado 5 de este procedimiento de operación. En los casos en los que la instalación de producción esté conectada a la red de distribución, el sujeto del mercado asociado a la instalación deberá aportar además la conformidad del correspondiente distribuidor para la realización de estas pruebas.

4.2 Requisitos generales previos:

Como paso previo para la autorización de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, el OS verificará el cumplimiento de los siguientes requisitos:

1. Documentación disponible que acredite la inscripción previa en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPEE) por parte del órgano competente, incluyendo acta de puesta en servicio para pruebas o autorización de explotación provisional para pruebas, según resulte de aplicación, emitida por el órgano administrativo competente.

2. En el caso de instalaciones conectadas a la red de distribución:

a) Cumplimiento de todos los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico relativos a las características de la instalación de medida, verificación de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de las medidas del correspondiente punto frontera en el Sistema de Medidas Eléctricas (SIMEL), de acuerdo a los procedimientos de operación vigentes, con detalle, en su caso, del código de la instalación de producción a efectos de liquidación (CIL).

b) Disponibilidad en el sistema de control de energía del OS de las telemedidas en tiempo real de la instalación requeridas en los procedimientos de operación.

c) Verificación de la integración de la instalación en un centro de control, habilitado por el OS, que actúe como interlocutor con el OS para la operación en tiempo real, según se establece en los procedimientos de operación

d) Disponibilidad en la base de datos del OS de toda la información estructural de la instalación requerida en esta fase previa a la operación comercial, con arreglo a lo dispuesto en los correspondientes procedimientos de operación.

e) Certificación del distribuidor en cuya red evacue la instalación, del cumplimiento de los procedimientos de acceso y conexión a la red de distribución.

3. En el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte:

a) Cumplimiento de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte establecidos en la normativa vigente, debiendo disponer la instalación de producción de la autorización definitiva de conexión a la red de transporte en el informe de verificación de condiciones técnicas de conexión (IVCTC) emitido por el OS, debiendo cumplir así, entre otros, los siguientes requisitos:

– Haber suscrito el contrato técnico de acceso con el transportista propietario del punto de conexión a la red de transporte, de acuerdo con la normativa vigente.

– Cumplimiento de todos los requerimientos establecidos en los anteriores apartados 2.a), 2.b), 2.c) y 2.d).

4. Verificación del alta de la correspondiente unidad de venta de energía.

5. Verificación de los requerimientos generales previos y comunicación de su cumplimiento.

Una vez cumplidos los requisitos generales previos indicados en el apartado anterior, el sujeto del mercado asociado a la instalación de producción dirigirá al OS la solicitud de autorización de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

El OS verificará el cumplimiento de dichos requisitos y comunicará el cumplimiento o incumplimiento de dichos requisitos.

En caso de cumplimiento, el OS emitirá la correspondiente autorización de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

En el caso de que la instalación de producción esté conectada a la red de distribución, el OS informará al distribuidor correspondiente de la autorización para la realización de las pruebas preoperacionales de funcionamiento en dicha instalación.

5. Comunicación del plan de pruebas y de las entregas de energía previstas.

5.1 Comunicación semanal del plan de pruebas previsto.

Con independencia de que la instalación participe o no directamente en el mercado para gestionar sus entregas de energía durante la fase de pruebas preoperacionales, el sujeto del mercado asociado a la instalación de producción deberá facilitar al OS, y también al distribuidor, cuando la instalación esté conectada a la red de distribución, con carácter

semanal, antes de la hora de cierre de mercado diario de cada viernes y para el horizonte que abarca toda la semana siguiente (de sábado a viernes, inclusive), la siguiente información correspondiente al plan de pruebas previsto para dicha semana.

Programa previsto para la ejecución de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, en el que se detalle:

a) Fecha y hora prevista de inicio de cada prueba.
b) Información general sobre el tipo de pruebas que está previsto realizar.
c) Programa de pruebas: energía prevista en cada periodo horario de programación.
d) Fecha y hora prevista de finalización de cada prueba
e) Consecuencias que se derivarían de un posible requerimiento de modificación del programa de pruebas previsto, para la solución de restricciones técnicas, sobre el propio programa de pruebas y su incidencia en la fecha prevista de inicio de la operación comercial del grupo.

El sujeto del mercado asociado a la instalación de producción deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, todas aquellas modificaciones que afecten al plan semanal de pruebas previamente comunicado.

5.2 Actualización de las previsiones de entrega de energía y comunicación de desvíos sobre programa.

El sujeto del mercado asociado a la instalación de producción en fase de pruebas preoperacionales deberá facilitar al OS, antes de la hora límite establecida para la publicación del PDBF de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación del día D-1, con independencia de que haya gestionado o no sus programas de entrega de energía en el mercado diario, información actualizada de las previsiones horarias de entrega de energía a la red para el día D, correspondientes a las pruebas de funcionamiento que tenga previsto realizar la instalación.

Asimismo, deberá comunicar al OS los días D-1 y D, con la mayor antelación posible, información actualizada de las previsiones de entregas de energía a la red, en todos aquellos casos en los que la nueva previsión de energía horaria represente una variación mayor de 30 MWh, respecto al valor de la energía horaria previamente comunicada para dicha unidad.

En los casos en los que los programas de entrega de energía sean gestionados directamente en el mercado de producción español, el sujeto del mercado asociado a la instalación deberá comunicar al OS, de forma inmediata, cualquier desvío de producción respecto al programa que represente o vaya a representar una variación superior a 30 MWh con respecto al valor del programa horario previsto con anterioridad para la unidad, debiendo explicitar además el sujeto del mercado asociado a la correspondiente unidad de venta de energía, la duración prevista para este desvío.

Estas comunicaciones de desvío respecto a programa facilitadas al OS por el sujeto del mercado asociado a la instalación, darán lugar a redespachos de desvío comunicado aplicable sobre las correspondientes unidades de venta de energía, desvíos que serán gestionados de igual forma que los desvíos comunicados para las unidades de venta de energía correspondientes a instalaciones de producción en operación comercial.

5.3 Medios para la comunicación de esta información.

La comunicación entre el operador del sistema, el operador del mercado y los sujetos del mercado asociados a unidades de venta de energía correspondientes a instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, se efectuará a través de los medios y con la estructura establecida en las versiones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los sujetos del mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información.

6. Comunicación de indisponibilidades.

Todas las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, una vez que hayan finalizado satisfactoriamente las pruebas de funcionamiento continuo a plena carga durante 100 horas, deberán comunicar al OS todas

aquellas indisponibilidades de potencia activa y/o de potencia reactiva que afecten o puedan afectar a su capacidad de generación, con el fin de que el OS pueda conocer en todo momento los medios de producción y reservas de potencia disponibles.

7. Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos de operación del sistema

7.1 Proceso de solución de restricciones técnicas.

7.1.1 Solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).

a) Presentación de ofertas: Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento podrán presentar ofertas específicas para la resolución de las restricciones técnicas mediante el incremento y/o la reducción de su programa de producción.

b) Participación en la fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad. En esta fase 1, para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, el OS podrá aplicar limitaciones de producción mínima, de acuerdo con el procedimiento de operación de restricciones técnicas, sobre el programa de producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones de venta de energía, que representen un aumento de la energía programada en el PDBF para dicha unidad.

Si en esta fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, resultase necesario reducir producción para la solución de las restricciones identificadas, estas modificaciones no afectarán al programa de producción, o a la previsión de entregas de energía comunicada para los grupos que estén realizando pruebas preoperacionales de funcionamiento, siempre y cuando existan otros medios para resolver las restricciones técnicas identificadas.

En caso de que no se disponga de otros medios para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, por razones de seguridad del sistema el OS procederá a solicitar, en primer lugar, la reducción de la producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que hayan comunicado únicamente previsiones de entregas de energía, y no programas específicos de producción establecidos mediante participación en el mercado de producción y/o contratación bilateral. Cuando la anterior reducción de producción no sea suficiente, el OS procederá a aplicar también limitaciones de producción máxima sobre los programas de producción de las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales que hayan presentado una oferta de restricciones para la reducción de su programa, y por último, sobre los programas de producción de las instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que no hayan presentado dicha oferta, si bien, en ambos casos, estas limitaciones no generarán redespachos de energía, salvo en tiempo real, en caso de mantenerse aplicadas estas limitaciones de seguridad por persistir las condiciones desfavorables.

Para la aplicación de estas limitaciones de producción máxima, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales con programa de producción que haya presentado una oferta específica de restricciones para la reducción de su programa de producción, el OS tendrá en cuenta el orden de mérito de las ofertas de compra de energía presentadas para la solución de restricciones técnicas. Cuando coincidan varias ofertas al mismo precio o más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales que no haya presentado oferta, el OS tendrá en cuenta la fase concreta de pruebas en la que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución de restricciones que lleve asociado la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

c) Participación en la fase 2: Reequilibrio de producción y demanda. En esta fase 2 participarán aquellas instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones técnicas, conforme al procedimiento de operación de restricciones técnicas.

d) Solución de restricciones técnicas en tiempo real: En caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, no existan recursos de generación disponibles en el

sistema para resolver las restricciones técnicas identificadas, el OS podrá solicitar a las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, el incremento o la reducción de su programa de producción, utilizando para ello las ofertas específicas de restricciones presentadas por dichas instalaciones y, en su defecto, en aplicación del mecanismo excepcional de resolución establecido en los procedimientos de operación.

Para la aplicación de este mecanismo, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales, el OS tendrá en cuenta las ofertas de restricciones que hayan sido presentadas para dichas instalaciones y el orden de mérito de las mismas, y en su defecto o cuando coincidan más de una oferta al mismo precio, la fase concreta de pruebas en que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución que lleve asociada la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

En caso de que puedan participar varias instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento y no hayan presentado todas una oferta específica de restricciones, el OS procederá a modificar prioritariamente los programas de producción de aquellas instalaciones que hayan presentado la correspondiente oferta de restricciones.

7.2 Prestación de servicios de balance y participación en el proceso de gestión de desvíos generación-consumo.

Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento no podrán participar en los servicios de regulación primaria, secundaria y terciaria, control de tensión de la Red de Transporte y, gestión de desvíos generación-consumo, hasta su inscripción definitiva en el RAIPEE.

Los grupos en pruebas preoperacionales no podrán integrarse en una zona de regulación secundaria antes de estar inscritos con carácter definitivo en el RAIPPE.

Durante la operación en tiempo real, por razones de seguridad del sistema, y como último recurso cuando no se disponga de otros medios, el OS podrá, en aplicación del mecanismo excepcional de resolución, utilizar la reserva de regulación terciaria disponible en los grupos en pruebas preoperacionales y requerir la participación de estas instalaciones de producción en la resolución de los desvíos generación–consumo. Asimismo, el OS podrá requerir en estas condiciones su participación en el servicio de control de tensión de la Red de Transporte, siempre y cuando la instalación de producción se encuentre en condiciones técnicas de poder contribuir a la regulación de tensión.

P.O. 7.3 Regulación terciaria

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es reglamentar el servicio complementario de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español.

En el mismo se establecen los criterios relativos a los siguientes aspectos:

– Provisión del servicio.
– Asignación de la prestación.
– Control y medida de la prestación.
– Criterios de liquidación económica del servicio.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al operador del sistema (OS) y a las instalaciones de producción y de consumo de bombeo habilitadas para la prestación de este servicio.

3. Definiciones.

3.1 Regulación terciaria.

La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la

adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo.

3.2 Reserva de regulación terciaria.

A los efectos de la prestación del servicio, se define la reserva de regulación terciaria como la variación máxima de potencia a subir o a bajar que puede efectuar una unidad de producción o una unidad de consumo de bombeo en un tiempo máximo de quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas.

A nivel del sistema eléctrico peninsular español, la reserva total de regulación terciaria es el conjunto de las reservas de regulación terciaria disponibles en todas y cada una de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo disponibles en el sistema eléctrico peninsular español.

4. Proveedores del servicio.

Podrán participar en este servicio complementario todas aquellas unidades de programación constituidas por instalaciones o agrupaciones que cumpliendo los criterios bajo los cuales pueden ser consideradas aptas para participar en los servicios de ajuste del sistema.

El operador del sistema otorgará la habilitación a aquellas unidades de programación cuya instalación física o conjunto de instalaciones físicas acrediten su correspondiente capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio. Para obtener la habilitación para la prestación del servicio, las instalaciones de producción y de consumo de bombeo que deseen constituirse o integrarse en dicha unidad de programación deben cumplir los siguientes requisitos:

a) Disponer de la inscripción definitiva en la sección correspondiente del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE).

b) Ser una instalación apta para participar en los servicios de ajuste del sistema de acuerdo con los criterios establecidos mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

c) Solicitud remitida al OS para la participación en el servicio de ajuste del sistema de regulación terciaria.

d) Integración de la instalación de producción y de consumo de bombeo en un centro de control.

e) Comunicación al OS de la información adicional requerida para los proveedores de este servicio en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información y actualización de la misma cuando se produzca cualquier variación.

f) Verificación de que la unidad de programación en la que se integra dicha instalación de producción aporta una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 10 MW.

g) Resultado satisfactorio de las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y gestión de desvíos aprobadas mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía. En los casos en los que las pruebas para la participación en regulación terciaria y gestión de desvíos se hayan realizado de manera agregada, las instalaciones que componen dicha agregación deben incluirse en la misma unidad de programación.

Para la aceptación de ofertas y consideración a todos los efectos de la participación en el servicio complementario de regulación terciaria de una unidad de producción o de consumo de bombeo, el responsable de la instalación deberá contar con la autorización expresa del OS.

Las unidades de producción están obligadas a comunicar y mantener actualizada la información requerida por el OS en el correspondiente procedimiento de operación para permitir el adecuado funcionamiento del servicio de ajuste del sistema de regulación terciaria.

El OS informará de forma detallada al titular de la unidad de programación de la falta de capacidad técnica para la prestación del servicio de su unidad, del incumplimiento de forma reiterada de los requisitos exigidos, de la inadecuada calidad del servicio prestado y/o de la no remisión de la información de cambios o modificaciones que puedan afectar a la prestación de este servicio de ajuste del sistema, concediendo un plazo para introducir las

mejoras necesarias. Si no se introdujeran las mejoras indicadas, el OS podrá retirar cualquiera de las habilitaciones previamente concedidas.

5. Determinación y publicación de los requerimientos de reserva de regulación terciaria.

El OS establecerá y publicará el valor de la reserva de regulación terciaria mínima necesaria en el sistema para cada período de programación del día siguiente, conforme al procedimiento de operación 1.5 por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

6. Presentación de las ofertas de regulación terciaria.

Los sujetos del mercado deberán poner a disposición del OS la información relativa a la reserva de regulación terciaria correspondiente a sus unidades de programación habilitadas para la provisión de este servicio, tanto a subir como a bajar, en forma de ofertas de reserva de regulación terciaria a subir y/o a bajar, dentro de los plazos de tiempo fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

Así, todas las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo disponibles para atender el requerimiento de reserva de regulación terciaria estarán obligadas a presentar cada día, dentro del proceso de programación de la operación del día siguiente, una oferta de toda su reserva de regulación terciaria disponible, tanto a subir como a bajar, para cada uno de los períodos de programación del día siguiente.

Esta información de reservas de regulación terciaria facilitada por los sujetos del mercado asociados a unidades de programación proveedoras de este servicio deberá ser coherente con la información estructural comunicada por el correspondiente sujeto del mercado al OS, conforme al procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información, así como con la situación particular en tiempo real de cada unidad física de producción y de consumo de bombeo que integran las respectivas unidades de programación.

Las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo deberán ofertar, para cada período de programación, toda su reserva disponible de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, en MW, y el precio de la energía correspondiente, en €/MWh.

En caso de que el OS detectase que la reserva de regulación terciaria disponible en el programa previsto no permite cubrir los requerimientos necesarios, ordenará, en aplicación del procedimiento de restricciones técnicas, el acoplamiento de grupos térmicos adicionales, para permitir disponer de la reserva de regulación terciaria requerida en el sistema eléctrico peninsular español.

El precio de oferta por la asignación de reserva de regulación terciaria a bajar tiene carácter de precio de recompra de la energía no producida equivalente.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos en la normativa de aplicación.

Las ofertas de reserva de regulación terciaria podrán estar limitadas en energía, con lo que su asignación en un determinado período puede implicar la anulación o modificación de la oferta para los subsiguientes períodos. La limitación abarcará, como mínimo, un período de programación siendo anulada la oferta en los períodos de programación siguientes, en caso de ser ésta asignada.

En el anexo I de este procedimiento de operación se resumen los principales criterios de validación de ofertas que son aplicados en las distintas fases del proceso de asignación.

7. Actualización de las ofertas de regulación terciaria.

Los sujetos del mercado asociados a las unidades de producción proveedoras del servicio deberán actualizar sus ofertas de regulación terciaria, dentro del propio día de operación, siempre que su reserva se haya visto modificada por una de las siguientes causas:

– Utilización de dicha capacidad por asignaciones en el mercado intradiario (de sesiones y/o continuo) o en el mercado de gestión de desvíos.

– Indisponibilidad de la unidad de producción o de consumo de bombeo.

– Aportación de banda de regulación secundaria.
– Otras causas justificadas.

El período para la actualización de las ofertas de regulación terciaria correspondientes a cada período de programación finalizará veinticinco minutos antes del inicio del horizonte de programación inmediato siguiente, salvo en aquellos casos en los que el OS comunique, a través del sistema de información del OS, una prolongación del periodo para la actualización de estas ofertas.

8. Asignación de ofertas de regulación terciaria.

En el anexo II de este procedimiento se resumen las principales características del algoritmo utilizado para la asignación de las ofertas de regulación terciaria.

Como criterios generales, cabe señalar los siguientes:

– El OS asignará la prestación del servicio con criterios de mínimo coste, teniendo en cuenta las ofertas existentes en el momento de proceder a su asignación.
– En caso de que la asignación de una oferta de regulación terciaria origine una restricción técnica en el sistema, ésta no será asignada.
– Cuando se asigne a una unidad de programación correspondiente a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo una oferta de regulación terciaria en un sentido, en el caso de que posteriormente, dentro de la misma hora, se presente la necesidad de asignar reserva de regulación terciaria en sentido opuesto, se asignará esta última mediante la reducción, en primer lugar, de las asignaciones que se hubieran efectuado con anterioridad en sentido contrario, sin afectar al precio marginal de la reserva de regulación terciaria en este nuevo sentido, siempre que dicha desasignación parcial o total sea suficiente. La valoración económica de asignaciones de regulación terciaria a subir y a bajar será únicamente por la energía efectivamente solicitada en el intervalo de tiempo en el que se ha mantenido la asignación.
– La asignación de una oferta de reserva de regulación terciaria en un instante determinado, mantenida durante un cierto período de tiempo, equivale a la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa de energía previo de dicha unidad de programación. Este redespacho es calculado en base al producto de la variación de potencia asociada a la oferta de regulación terciaria asignada por el tiempo en el que se mantiene dicha asignación. Se determinará así la energía de regulación terciaria programada como la resultante de considerar una rampa de variación de potencia de 15 minutos a partir del momento de asignación de la oferta, manteniéndose después de pasados dichos 15 minutos, el valor final de potencia sin variación hasta el instante final de asignación o, en su caso, hasta el instante de desasignación de la oferta de regulación terciaria previamente asignada, en el caso de que esta desasignación tenga lugar antes de llegado el instante final de asignación establecido inicialmente.

9. Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de asignación de ofertas.

Una vez publicado el resultado del proceso de asignación de ofertas de regulación terciaria, los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

El OS gestionará, a la mayor brevedad posible, estas reclamaciones o cualquier anomalía que haya podido ser identificada en el proceso de asignación de ofertas, procediendo a efectuar un nuevo proceso de asignación, en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximo admisible establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la operación.

10. Liquidación del servicio.

El tratamiento económico del servicio complementario de regulación terciaria está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago.

10.1 Liquidación de la provisión del servicio.

Las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o a instalaciones de consumo de bombeo habilitadas para la provisión del servicio complementario de regulación terciaria, podrán modificar su programa de energía por la asignación de ofertas de regulación terciaria.

La energía de regulación terciaria utilizada será valorada al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada período de programación, distinguiendo la reserva a subir de la reserva a bajar, y siendo calculado dicho precio marginal de acuerdo con el mecanismo especificado en el anexo II de este procedimiento de operación.

En el caso de aparecer una restricción técnica en tiempo real, programándose para su resolución ofertas de reserva de regulación terciaria, estas ofertas no intervendrán en la formación del precio marginal de utilización de la energía de regulación terciaria en el período de programación correspondiente.

El mismo criterio de liquidación será aplicable a aquella reserva de regulación terciaria que, a pesar de la obligatoriedad de la presentación de dicha oferta, no haya sido ofertada y para la que el OS haya requerido la utilización de la correspondiente reserva de regulación terciaria. El OS informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de estos incumplimientos en la oferta de toda la regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, disponible en la unidad.

Se revisarán las asignaciones de este servicio para verificar el cumplimiento efectivo del mismo. En concreto, se verificará el cumplimiento del valor del saldo neto de las asignaciones de gestión de desvíos y regulación terciaria por zona de regulación o para cada conjunto de unidades de programación del mismo sujeto de liquidación.

El cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago.

10.2 Distribución de los costes derivados de la provisión del servicio de regulación terciaria.

La liquidación de los costes derivados de la modificación del programa de energía de unidades de programación por la asignación de ofertas de regulación terciaria será repercutida de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago.

11. Control del cumplimiento del servicio asignado.

El OS comprobará el cumplimiento del requisito solicitado de regulación terciaria mediante las telemedidas de potencia activa registradas en su sistema de control de energía en tiempo real, verificándose la idoneidad de las respuestas de la unidad de programación correspondiente a las instalaciones de producción o de consumo de bombeo, tanto en términos de variación de la potencia (escalón de potencia), como del cumplimiento del tiempo máximo (15 minutos) en el que dicha modificación de potencia debe tener lugar.

12. Mecanismo excepcional de asignación.

En los casos en los que, por razones de urgencia, ausencia de ofertas por fuerza mayor, o de otra índole no prevista o controlable, no sea posible la asignación de ofertas de regulación terciaria, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, para la utilización de la reserva de regulación terciaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a la que hubiera lugar por la citada prestación del servicio y por las modificaciones de los programas de las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción o de consumo de bombeo que fuesen necesarias.

Las asignaciones de energía de regulación terciaria que, en su caso, pueda aplicar el OS por mecanismo excepcional de asignación serán valoradas:

– Para asignaciones de energía de regulación terciaria a subir: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15 sobre el precio marginal horario resultante de las asignaciones de regulación terciaria a subir que se

hayan realizado en dicha hora o, en su defecto, sobre el precio marginal horario del mercado diario.

– Para asignaciones de energía de regulación terciaria a bajar: A un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85 sobre el precio marginal horario resultante de las asignaciones de regulación terciaria a bajar que se hayan realizado en dicha hora o, en su defecto, sobre el precio marginal horario del mercado diario.

ANEXO I

Criterios de validación de las ofertas de reserva de regulación terciaria

Las ofertas presentadas por los sujetos del mercado asociados a las unidades de programación para la prestación del servicio complementario de regulación terciaria serán sometidas a los criterios de validación recogidos en el presente anexo.

La participación en este proceso se llevará a cabo a través del envío de bloques de ofertas para distintos períodos de programación, constituyéndose las ofertas como las agrupaciones de los bloques ofertados para un mismo período de programación.

1. Validación de los bloques de oferta.

Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación para la venta de energía correspondiente a unidades de generación o por unidad de programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo para cada fecha de convocatoria. De esta forma, si para una misma fecha de convocatoria se envía más de una vez información para una misma unidad de programación, la última información sustituirá a la anterior.

La oferta deberá ser enviada por el sujeto del mercado asociado a la unidad de programación a la que corresponde la oferta.

El período de tiempo que cubre la oferta deberá estar incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta.

Solo se admitirán como válidas las ofertas con fecha y período de programación igual o superior al siguiente período de programación en curso, y que abarquen todos los períodos de programación del día siguiente.

Cada uno de los bloques de una oferta de regulación terciaria a subir, deberá de respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos en la normativa de aplicación.

Si uno o varios bloques de una oferta de regulación terciaria han sido asignados bien en el mercado de regulación terciaria, bien por seguridad para resolver una restricción técnica identificada en tiempo real, sólo se admitirá después la recepción de nuevos bloques que complementen la oferta, pero no modificaciones de los bloques ya existentes en el momento de la asignación.

En caso de incumplimiento de alguno de los criterios de validación anteriormente expuestos, la oferta será rechazada.

2. Comprobaciones previas a la asignación de las ofertas.

Estas comprobaciones se efectúan al establecer las escaleras de ofertas de regulación terciaria a subir y a bajar, y siempre antes de la asignación de ofertas, al requerir la consideración de informaciones tales como limitaciones de programa por seguridad e indisponibilidades de unidades de producción, que pueden haberse visto modificadas desde el momento en el que se leyeron las ofertas.

Las comprobaciones que se realizan antes de la asignación de las ofertas son las siguientes:

– No violación de límites por seguridad.

– No violación de limitaciones por indisponibilidad (comunicada por el sujeto del mercado asociado a la unidad de programación proveedora del servicio o, en su defecto, introducida por el OS, tras comunicación previa del sujeto del mercado asociado a de dicha unidad de programación).

– No violación de los límites de potencia físicos del grupo (sólo en el caso de grupos térmicos y unidades de bombeo).

– No oferta de una energía a bajar mayor de su programa de generación, o para las unidades de programación para la adquisición de energía para bombeo, oferta de energía a subir mayor que su programa de bombeo.

– Cuando un bloque de oferta viole alguno de estos límites, el bloque será truncado hasta el punto en que deje de violar el límite.

En este mercado, al poder efectuarse asignaciones de duración inferior a un período de programación, al aplicar la validación se tiene en cuenta el perfil de potencia de la unidad de programación.

ANEXO II

Algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria

1. Características fundamentales del algoritmo de asignación.

Las características principales de este algoritmo de asignación de ofertas son las siguientes:

– El algoritmo asigna ofertas de potencia (MW), no de energía.

– El proceso de asignación abarca un determinado período de programación.

– Admite asignaciones de duración inferior a un período de programación. En este caso, el horizonte de asignación abarca el período comprendido entre los minutos de inicio y final de la asignación establecidos por el OS, o bien, hasta el final del período de programación en cuestión, en el caso de que el OS no establezca de forma explícita un instante final de asignación distinto del instante final de dicho período de programación.

– Mercado marginalista en el que el precio de la asignación de ofertas en cada período de programación viene determinado por el precio de la oferta de precio más elevado (o de menor precio, si se trata de reserva de regulación terciaria a bajar) que haya sido asignada de forma parcial o total en dicho período de programación.

– Proceso de asignación meramente económico. El algoritmo no impone ninguna restricción.

– No se admiten bloques de oferta indivisibles.

2. Descripción del funcionamiento del algoritmo.

El procedimiento utilizado en el proceso de asignación de ofertas es el siguiente:

– Construcción de una lista con todos los bloques válidos que ofertan en el período de programación en cuestión (escalera de terciaria a subir y a bajar).

– Ordenación de la escalera por precio de oferta:

El criterio de ordenación depende del tipo de oferta. Así, los bloques que ofertan reserva de regulación terciaria a subir se ordenan de menor a mayor precio y los que ofertan reserva de regulación terciaria a bajar se ordenan de mayor a menor precio de oferta.

Cuando previamente a una asignación, se hubiera realizado una asignación de reserva de regulación terciaria en sentido opuesto, tienen preferencia los bloques asignados anteriormente. Es decir, para ir en dirección contraria, siempre se desasigna lo que se hubiera asignado previamente antes de asignar nuevas ofertas en sentido opuesto.

Cuando existen varios bloques de oferta con el mismo precio, éstos se ordenan en primer lugar dando prioridad a la no reducción de la producción (caso de asignación de ofertas a bajar) o al aumento de la producción (caso de asignación de ofertas a subir) de las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, a las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, y después por orden de llegada de los ficheros de oferta.

– Una vez finalizada la asignación, se convierte la potencia asignada en el correspondiente redespacho en energía y se genera así la correspondiente asignación de energía de regulación terciaria.

– El precio de la asignación de ofertas depende del tipo de oferta. Así las asignaciones de los bloques que ofertan regulación terciaria a subir van asociadas al precio marginal de la reserva de regulación terciaria a subir, mientras que las de los bloques que ofertan regulación terciaria a bajar van asociadas al precio marginal de la reserva de regulación terciaria a bajar.

Aunque dentro de un mismo período de programación se realicen varias sesiones de asignación de ofertas de reserva de regulación terciaria, sólo existirá en dicho período de programación un único precio marginal de regulación terciaria a subir (si se han asignado en dicho período de programación ofertas de regulación terciaria a subir) y otro de regulación terciaria a bajar (si se han asignado en dicho período de programación ofertas de regulación terciaria a bajar). Estos precios serán los extremos de las asignaciones de ofertas realizadas en dicho período de programación (oferta de precio más elevado, en el caso de la regulación terciaria a subir, y oferta de menor precio, en el caso de la regulación terciaria a bajar). Puede ocurrir que no haya precio marginal en algún sentido (subir o bajar), en el caso de que no haya sido preciso asignar ofertas de dicha escalera (escalera de terciaria a subir o a bajar), al haber existido únicamente asignaciones y desasignaciones de ofertas en la escalera de regulación terciaria contraria.

P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, según lo establecido en el procedimiento de operación 14.1 y en los procedimientos de operación relativos a dichos servicios.

Los servicios de ajuste del sistema incluyen:

a) La resolución de restricciones técnicas establecidas en el procedimiento de operación 3.2.

b) La resolución de desvíos generación-consumo establecida en el procedimiento de operación 3.3.

c) Los servicios complementarios de regulación secundaria establecidos en el procedimiento de operación 7.2.

d) Los servicios complementarios de regulación terciaria establecidos en el procedimiento de operación 7.3.

e) Los desvíos entre la medida en barras de central y el programa.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al operador del sistema y a los sujetos del mercado de producción de energía eléctrica.

3. Criterios generales.

3.1 Criterio de signos.

El criterio de signos adoptado en las fórmulas de este procedimiento de operación es el siguiente:

a) La producción e importación de energía tienen signo positivo. El consumo y exportación de energía tienen signo negativo.

b) La energía a subir tiene signo positivo. Se define la energía a subir como los incrementos de producción o importación de energía y las disminuciones de consumo o exportación de energía.

c) La energía a bajar tiene signo negativo. Se define la energía a bajar como las disminuciones de producción o importación de energía y los incrementos de consumo o exportación de energía.

d) Los derechos de cobro tienen signo positivo. Las obligaciones de pago tienen signo negativo.

3.2 Magnitudes.

Las magnitudes a las que se hace referencia en los textos y fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán expresadas en las siguientes unidades:

a) Las magnitudes de energía se entenderán expresadas en MWh con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de energía en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.

b) Las magnitudes de potencia se entenderán expresadas en MW con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de potencia en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.

c) Los precios de energía se entenderán expresados en euros por MWh con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

d) Los precios de potencia se entenderán expresados en euros por MW con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

e) Los porcentajes se entenderán ya divididos por 100.

f) Los derechos de cobro y obligaciones de pago se entenderán expresados en euros con dos decimales, efectuándose, en su caso, el redondeo necesario.

3.3 Fórmulas.

Los términos de las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán referidos a valores de una hora, salvo mención expresa en otro sentido.

El término «PMD» en las fórmulas de este procedimiento de operación significa precio del mercado diario.

En las fórmulas de reparto se aplicará el método de redondeo de mínimo error para obtener resultados redondeados que sumen la cantidad a repartir.

3.4 Términos.

En este procedimiento de operación el término «consumidor directo» se refiere a consumidor directo en mercado.

«Unidad de programación de comercialización» se refiere a la unidad de programación de un comercializador para compra de energía para suministro a sus clientes nacionales en la península.

«Unidad de programación de consumidor directo» se refiere a la unidad de programación de consumidores directos en mercado para compra de energía para su consumo en la península.

«Unidad de adquisición para demanda» se refiere, en general, a las unidades de programación de los dos párrafos anteriores.

«Unidad u» se refiere a unidad de programación.

4. Restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).

4.1 Modificaciones del PDBF por criterios de seguridad.

4.1.1 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta.

4.1.1.1 Oferta simple.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta simple, por no ser aplicable la oferta compleja, dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u, por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVOS_{u,b} = ERPVPVOS_{u,b} \times POPVPVOS_{u,b} + NACCC_u \times PACH_u$$

donde:

$ERPVPVOS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 1.

$POPVPVOS_{u,b}$ = Precio ofertado correspondiente a oferta simple para el bloque b de la unidad u.

$NACCC_u$ = Número de arranques de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multieje.

$PACH_u$ = Precio horario del arranque en caliente en la oferta compleja. Se calcula como el precio del arranque en caliente en la oferta compleja correspondiente a las horas que han requerido el arranque adicional de la turbina de gas.

4.1.1.2 Oferta compleja.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVOC_u = ERPVPVOC_u \times POPVPVDIA_u + DCACCOCu$$

donde:

$ERPVPVOC_u$ = Energía a subir de la unidad u, en aplicación de la oferta compleja.

$POPVPVDIA_u$ = Precio aplicable para todas las horas del día resultante de la aplicación de la oferta compleja, y obtenido del siguiente modo:

$$POPVPVDIA_u = \text{mínimo}\ (IMPPVP_u, IMPPHFC_u) / \sum_h ERPVPVOC_{u,h}$$

DCACCCu = Derecho de cobro por arranques de turbinas de gas por cambios requeridos en el modo de funcionamiento de ciclos combinados multieje, donde:

$$DCACCCu = NACCCu \times PACHu$$

Siendo $IMPPVP_u$ e $IMPPHFC_u$ los ingresos diarios de la unidad u que resultarían de la aplicación de la oferta compleja al programa por restricciones en el programa diario viable provisional (PDVP) y al programa horario final definitivo (PHFC) respectivamente, según lo establecido a continuación:

$$IMPPVP_u = NAF_{u,pvp} \times PAF_u + NAC_{u,pvp} \times PAC_u + NHES_{u,pvp} \times PHC_u + ERPVP_u \times PEC_u$$

donde:

$NAF_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PDVP.

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

$NAC_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PDVP

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

$NHES_{u,pvp}$ = Número de horas diarias con energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja.

PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.

$ERPVP_u$ = Energía diaria a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF con utilización de la oferta compleja.

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.

Se considera que existe un arranque programado en PDVP en la hora h cuando en dicha hora no hay energía asignada por PDBF, hay energía asignada por restricciones técnicas a subir en fase 1 y en la hora anterior no hay energía asignada ni en PBF ni por restricciones técnicas en fase 1 a subir. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora h con programa cero de PDBF más fase 1 a subir es igual o menor que cuatro, el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

$$IMPPHFC_u = NAF_{u,phfc} \times PAF_u + NAC_{u,phfc} \times PAC_u + NHR_{u,phfc} \times PHC_u + PHFC_{u,phfc} \times PEC_u - IMDCBMI$$

donde:

$NAF_{u,phfc}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PHFC.

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

$NAC_{u,phfc}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PHFC.

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

$NHR_{u,phfc}$ = Número de horas diarias con PHFC mayor que cero.

PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.

$PHF_{u,phfc}$ = Energía diaria del PHFC en el día.

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.

$IMDCBMI_u$ = Suma de ingresos diarios en las tres primeras horas en el mercado diario y contratos bilaterales, calculados por valoración a precio marginal del mercado diario de la energía del PDBF, y del saldo diario del mercado intradiario, de la fase 2 de restricciones del PDBF.

La energía del mercado intradiario continuo se valorará al precio marginal del mercado diario.

Si IMDCBMI < 0 entonces IMDCBMI = 0.

Si $IMPPHFC_u < 0$, entonces $IMPPHFC_u = 0$.

Se considera que existe un arranque programado en PHFC en la hora h cuando en dicha hora no hay energía asignada por PDBF, hay energía asignada por restricciones técnicas en fase 1 a subir y en alguna hora anterior no hay energía asignada en PHFC. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora h con programa cero de PHFC es igual o menor que cuatro el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

4.1.1.3 Sin oferta o insuficiencia de la oferta existente.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución dará lugar a un derecho de cobro de la unidad *u* que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1{,}15 \times PMD$$

donde:

$ERPVPVMER_u$ = Energía redespachada a subir por restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución de la unidad de venta u.

4.1.2 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPC_u = ERPVPC_u \times PMD$$

donde:

$ERPVPC_u$ = Energía a subir redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de compra u.

4.1.3 Restricciones técnicas del PBF a bajar en fase 1 a unidades de venta.

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de venta dará lugar a una obligación de pago para la unidad u, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERPVPV_u = ERPVPVB_u \times PMD$$

donde:

$ERPVPVB_u$ = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de venta u.

4.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones a subir de fase 1.

Se revisarán los arranques programados comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación. En el caso de ciclos combinados multieje, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina o en su defecto la estimación de la misma.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en el apartado 4.1.1 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todas las horas del día con energía programada a subir en fase 1, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la programada por seguridad en el PDVP, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida de una hora sea inferior a la programada por seguridad en el PDVP se anotará una obligación de pago o un derecho de cobro calculados según la fórmula siguiente:

$$OPEINCPVP_u = EINCPVP_u \times (PMEDPVPS_u - PMD) \text{ si } PMEDPVPS_u > PMD$$

$$DCEINCPVP_u = EINCPVP_u \times (PMEDPVPS_u - PMD) \text{ si } PMD > PMEDPVPS_u$$

donde:

$EINCPVP_u$ = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad *u* descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

$PMEDPVPS_u$ = Precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF en la fase 1 de la unidad u.

La energía incumplida se calcula según la fórmula siguiente:

$$EINCPVP_u = MAX [- ERPVP_u, MIN (0, MEDRTR - PVP)]$$

donde:

MEDRTR = MBC, si RTR ≥ 0 o si PVP ≤ PHFC + TG

MEDRTR = MAX (PDBF, MBC) + MIN [PVP − (PHFC+TG), − RTR] si RTR < 0 y PVP ≥ PHFC + TG

MEDRTR: medida empleada para el cálculo del incumplimiento de energía a subir de fase 1, en la que se descuenta el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

MBC: medida en barras central, según se establece en el apartado 14.2.

TG: suma de energía de regulación terciaria, gestión de desvíos y restricciones en tiempo real.

RTR: suma de energía de restricciones en tiempo real.

4.1.5 Energía retirada por congestión en frontera internacional.

La energía retirada del programa diario base de funcionamiento (PDBF) a las unidades de venta o adquisición de transacciones asociadas a un contrato bilateral con entrega física por congestión en frontera internacional no darán lugar a liquidación económica alguna.

4.2 Reequilibrio generación-demanda.

4.2.1 Energía programada a subir en fase 2 de restricciones técnicas.

4.2.1.1 Con oferta simple presentada.

La asignación de energía a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u, por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOOSS_{u,b} = ERECOOSS_{u,b} \times POECOS_{u,b}$$

donde:

$ERECOOSS_{u,b}$ = Energía del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 2.

$POECOS_{u,b}$ = Precio de la oferta simple de energía a subir del bloque b de la unidad u, para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

4.2.1.2 Sin oferta simple presentada.

4.2.1.2.1 Unidades de adquisición.

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOS_u = ERECOS_u \times 0{,}85 \times PMD$$

donde:

$ERECOS_u$ = Energía a subir a la unidad u en fase 2, sin oferta disponible.

4.2.1.2.2 Unidades de venta.

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta simple de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOSOS_u = ERECOSOS_u \times 0{,}85 \times PMD$$

donde:

$ERECOSOS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u, sin oferta presentada.

Cuando se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1{,}15 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u, sin oferta disponible.

Cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1{,}15 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u, sin oferta disponible.

4.2.2 Energía programada a bajar en fase 2 de restricciones técnicas.

4.2.2.1 Con oferta simple presentada.

La asignación de energía a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a una obligación de pago de la unidad u, por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOOSB_{u,b} = ERECOOSB_{u,b} \times POECOB_{u,b}$$

donde:

$ERECOOSB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta simple de la unidad u asignada en fase 2.

$POECOB_{u,b}$ = Precio de la oferta de energía a bajar del bloque b de la unidad u, para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

4.2.2.2 Sin oferta presentada.

4.2.2.2.1 Unidades de adquisición.

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOMERB_u = ERECOMERB_u \times 0{,}85 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERB_u$ = Energía a bajar en fase 2 a la unidad u, sin oferta disponible.

4.2.2.2.2 Unidades de venta.

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOSOB_u = ERECOSOB_u \times 1{,}15 \times PMD$$

donde:

$ERECOSOB_u$ = Energía a bajar en fase 2 a la unidad de venta u, sin oferta presentada.

4.3 Sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF.

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PDBF (SCPVP) se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 4.1.1 a 4.1.4 y de los apartados 4.2.1 y 4.2.2.

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PDBF será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}). Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición ua correspondiente al pago del sobrecoste por las restricciones técnicas del PDBF se calcula según la siguiente fórmula:

$$OPSCPVP_{ua} = SCPVP \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

donde:

SCPVP = Sobrecoste por las restricciones técnicas del PDBF.

MBC_{ua} = Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

5. Banda de regulación secundaria.

5.1 Banda de regulación secundaria.

La asignación de potencia para banda de regulación secundaria dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad u con banda asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCBAN_u = BAN_u \times PMBAN$$

donde:

BAN_u = Banda de regulación secundaria asignada a la unidad u.

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

En los casos en que se asigne banda de regulación por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de la banda en el periodo horario correspondiente o, en su defecto, por el máximo precio de banda de la misma hora en los siete días anteriores.

Los redespachos de energía a subir o a bajar necesarios para obtener la banda asignada por mecanismo excepcional de resolución darán lugar, respectivamente, a un derecho de cobro o a una obligación de pago. El precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15, si es energía a subir, o de 0,85, si es energía a bajar, por el precio marginal del mercado diario en el periodo horario correspondiente. El sobrecoste de esta asignación de energía será la diferencia entre el importe resultante y el resultado de valorar la energía al precio marginal del mercado diario.

5.2 Variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real.

5.2.1 Penalización a la zona de regulación por los ciclos en que permanezca en «off».

El coste de la penalización por los ciclos en que la zona z está en «off» dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFF_z = OFF_z \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$OFF_z = -KA_z \times [RNTS + RNTB] \times TOFF_z / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KI = Coeficiente de incumplimiento publicado por el operador del sistema, previa autorización de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). A la entrada en vigor de este procedimiento de operación, el valor será 1,5.

KA_z = Coeficiente de participación de la zona de regulación z en la reserva del sistema.

RNTS = Reserva nominal total a subir del sistema.

RNTB = Reserva nominal total a bajar del sistema.

$TOFF_z$ = Ciclos en «off» de la zona de regulación z, con excepción de aquellos que lo estén por indicación del operador del sistema.

TRCP = Número de ciclos activos de la regulación secundaria en la hora.

5.2.2 Bonificación a la zona de regulación por reserva residual superior a la asignada.

La bonificación por reserva residual superior a la asignada dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRS_z = RRS_z \times PMBAN \times KB$$

siendo:

$$RRS_z = (RRSP_z + RRBP_z) / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KB = Coeficiente de bonificación que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1.

$RRSP_z$ = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

$RRBP_z$ = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

5.2.3 Penalización a la zona de regulación por reserva residual inferior a la asignada.

El coste de la penalización por reserva residual inferior, que tiene valor negativo por serlo $RRSN_z$ y $RRBN_z$, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRI_z = RRI_z \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$RRI_z = (RRSN_z + RRBN_z) / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KI = Coeficiente de incumplimiento que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1.

$RRSN_z$ = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

$RRBN_z$ = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

5.3 Coste fijo total de la asignación de banda de regulación secundaria.

El coste fijo total de la banda de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 5.1 y 5.2 excepto los derivados de redespachos de energía indicados en el apartado 5.1, en los que formará parte del coste fijo total el sobrecoste de los mismos.

El coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}). Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, ua, correspondiente al pago de la banda se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPCFBAN_{ua} = CFBAN \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

donde:

CFBAN = Coste de la banda de regulación secundaria.

MBC_{ua} = Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

6. Restricciones técnicas del mercado intradiario.

En coherencia con el P.O.3.2 se elimina la liquidación de restricciones técnicas del mercado intradiario.

7. Restricciones técnicas en tiempo real.

7.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir.

7.1.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

La asignación de energía a subir por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones dará lugar a un derecho de cobro para la unidad que se calcula según sea de aplicación la oferta simple o compleja.

7.1.2.1 Oferta simple.

El derecho de cobro de la unidad u por cada bloque de energía b asignado se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTROS_{u,b} = ERTROSS_{u,b} \times POSS_{u,b} + NACCC_u \times PACH_u$$

donde:

$ERTROSS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de la oferta simple de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$POSS_{u,b}$ = Precio de la oferta simple a subir para el bloque de energía b.

7.1.2.2 Oferta compleja.

Los derechos de cobro o, en su caso, obligaciones de pago por la energía limitada por restricciones en tiempo real a unidades que hayan presentado oferta compleja y ésta sea de aplicación, se calculan según las fórmulas siguientes:

$$DCRTROC_u = DCERTROC_u + + DCACCOCu$$

donde:

$DCERTROC_u = ERTROCS_u \times POCHORA_u$.

DCACCOCu = NACCCu × PACHu.

$ERTROCS_u$ = Energía programada a subir a en la hora a la unidad u por restricciones en tiempo real con aplicación de oferta compleja.

$POCHORA_u$ = Precio horario de la oferta compleja para la energía programada en la hora h, calculado según las fórmulas siguientes.

$$POCHORA_u = (NAF_u \times PAF_u + NAC_u \times PAC_u + HOCS \times PHC_u + PECu \times ERTROCSD_u) / ERTROCSD_u$$

NAF_u = Número de arranques diarios en frío.

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

NAC_u = Número de arranques diarios en caliente.

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

HOCS = Horas con energía programada a subir con oferta compleja a la unidad u por restricciones en tiempo real.

PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.

PECu = Precio por energía en la oferta compleja.

ERTROCSD = Energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el día con oferta compleja.

7.1.3 Restricciones técnicas en tiempo real a subir sin oferta.

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente, se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTRMER_u = ERTRMERS_u \times 1{,}15 \times PMD$$

donde:

$ERTRMERS_u$ = Energía programada a subir a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real sin oferta aplicable.

7.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones en tiempo real a subir.

Se revisarán los arranques programados comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío al ser revisado puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación.

En el caso de ciclos combinados multiejes, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina o en su defecto la estimación de la misma.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en el apartado 7.1.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todas las horas con energía programada a subir por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la energía programada descontando la energía gestión de desvíos y de regulación terciaria a bajar, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida sea inferior a la energía programada a subir por restricciones en tiempo real, se determinará el valor de la energía incumplida y se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$OPEINCLTR_u = EINCRTRS_u \times (PORHORA_u - PMD)$$

donde:

$EINCRTRS_u$ = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a subir de la unidad u. Se tomará valor cero si en la hora existe energía de restricciones en tiempo real a bajar en la unidad u. Se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCRTRS_u = Max\ (-\ ERTROCS_u\ ,\ min\ (0,\ MBCu - max\ (PHFC_u + TGB,\ 0) + ERTROCS)$$

donde:

MBCu = medida en barras de central, según se establece en el apartado 14.2.

TGB = suma de energía de gestión de desvíos y de regulación terciaria a bajar.

$ERTROCS_u$ = energía programada a subir en la hora a la unidad u por restricciones en tiempo real.

$PORHORA_u$ = Precio horario medio de la energía programada a subir por restricciones en tiempo real.

7.2 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar.

7.2.2 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones.

La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones, dará lugar a una obligación de pago para la unidad u por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTROS_{u,b} = ERTROSB_{u,b} \times POSB_{u,b}$$

donde:

$ERTROSB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta simple a bajar de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$POSB_{u,b}$ = Precio de la oferta simple a bajar para el bloque de energía b.

7.2.3 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar sin oferta.

La obligación de pago por la energía asignada a bajar sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRMER_u = ERTRMERB_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERTRMERB_u$ = Energía programada a bajar a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

7.2.4 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de adquisición de bombeo.

En el caso de unidades de adquisición de bombeo la asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real dará lugar a una obligación de pago adicional por las reservas de energía generadas en el vaso superior de dicha unidad de bombeo que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRB_{ucb} = 0,7 \times (ERTROSB_{u,b} + ERTRMERB_u) \times PMD$$

7.3 Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real.

El sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real se calculará como la diferencia entre la suma de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago de los apartados 7.1 y 7.2 y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio marginal del mercado diario.

El sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real (SCRTR) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}). Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición ua correspondiente al pago del sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSCRTR_{ua} = SCRTR \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

donde:

SCRTR = Sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real.

MBC_{ua} = Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

8. Intercambios internacionales.

8.1 Intercambios de apoyo con precio establecido para el mismo.

Los intercambios de apoyo entre sistemas que realice el operador del sistema mediante compensación económica por la energía suministrada a través de las interconexiones se anotarán para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema como derecho de cobro, si es en sentido importador, y como obligación de pago, si es en sentido exportador.

El sobrecoste de los intercambios de apoyo (SCIA) se calculará como la diferencia entre los derechos de cobro y obligaciones de pago anteriores y el importe de la energía del intercambio valorada al precio marginal del mercado diario.

El sobrecoste por los intercambios de apoyo con precio establecido será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}). Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares

de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, ua, correspondiente al pago del sobrecoste por los intercambios de apoyo se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSCIA_{ua} = SCIA \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

donde:

SCIA = Sobrecoste de los intercambios de apoyo entre sistemas.

MBC_{ua} = Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

8.2 Intercambios de apoyo sin precio.

Los intercambios de apoyo que realice el operador del sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O.14.6. La anotación será un derecho de cobro, si el intercambio es en sentido importador y una obligación de pago, si es en sentido exportador.

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{ua}. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

8.3 Intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema.

Los intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad, programados por restricciones técnicas del PDBF o por restricciones técnicas en tiempo real, darán lugar a las siguientes anotaciones según el sentido del intercambio:

a) Intercambio en sentido importador:

– Derecho de cobro en la cuenta del operador del sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.

– Obligación de pago resultado de importe anterior entre las unidades de adquisición en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{ua}. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

b) Intercambio en sentido exportador:

– Obligación de pago en la cuenta del operador del sistema igual a la suma de los derechos de cobro anotados a las unidades programadas para este intercambio de energía en restricciones técnicas del PDBF o de tiempo real, según lo establecido en los apartados 4.1.1 y 7.1.

8.4 Intercambios transfronterizos de energía de balance entre sistemas eléctricos.

Los intercambios transfronterizos de energía de balance entre sistemas que realice el operador del sistema se valoraran al precio indicado en los apartados siguientes. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema, a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O.14.6.

8.4.1 Intercambio de energías de balance en sentido importador.

Si el intercambio transfronterizo de energías de balance tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro en cada interconexión i que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$DCITB\ i = \sum b\ (EIITBi,b \times PEIITBi,b)$$

EIITBi,b = Energía de importación del bloque de oferta b correspondiente a intercambio transfronterizo de energía de balance en la interconexión i.

PEIITBi,b = Precio del bloque de oferta b asociado a la importación programada en la interconexión i por servicio transfronterizo de energía de balance.

8.4.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

Si el intercambio transfronterizo de energía de balance es en sentido exportador se anotará una obligación de pago en cada interconexión i que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPITB\ i = \sum\ b\ (EEITBi,b \times PEEITBi,b)$$

EEITBi,b = Energía de exportación del bloque de oferta b correspondiente al intercambio transfronterizo de energía de balance en la interconexión i.

PEEITBi,b = Precio del bloque de oferta b asociado a la exportación programado en la interconexión i por servicio transfronterizo de energía de balance.

9. Gestión de desvíos.

9.1 Gestión de desvíos a subir.

La asignación de energía a subir por el procedimiento de resolución de desvíos da lugar a un derecho de cobro para cada unidad *u* que se calcula según la fórmula siguiente*:*

$$DCPRD_u = EPRDS_u \times PMPRDS$$

donde:

$EPRDS_u$ = Energía asignada a subir por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad u.

PMPRDS = Precio marginal de la asignación de energía a subir por el procedimiento de resolución de desvíos.

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de la asignación de desvíos a subir en la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

9.2 Gestión de desvíos a bajar.

La asignación de energía a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente*:*

$$OPPRD_u = EPRDB_u \times PMPRDB$$

donde:

$EPRDB_u$ = Energía asignada a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad u.

PMPRDB = Precio marginal de la asignación de energía a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos.

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el precio marginal de la asignación de desvíos a bajar en la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

10. Regulación terciaria.

10.1 Regulación terciaria a subir.

La asignación de energía de regulación terciaria energía a subir da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente*:*

$$DCTER_u = ETERS_u \times PMTERS$$

donde:

$ETERS_u$ = Energía terciaria asignada a subir a la unidad u.

PMTERS = Precio marginal de la asignación de terciaria a subir.

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de regulación terciaria a subir de la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

10.2 Regulación terciaria a bajar.

La asignación de energía de regulación terciaria energía a bajar da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPTER_u = ETERB_u \times PMTERB$$

donde:

$ETERB_u$ = Energía terciaria asignada a bajar a la unidad u.

PMTERB = Precio marginal de la asignación de terciaria a bajar.

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el precio marginal de regulación terciaria a bajar de la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

11. Regulación secundaria.

11.1 Regulación secundaria a subir.

La aportación de energía de regulación secundaria a subir por cada zona de regulación z da lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCSEC_z = ESECS_z \times PMSECS \times CATS$$

donde:

CATS = 1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a subir, en caso contrario, CATS será igual a 1,15.

$ESECS_z$ = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z.

PMSECS = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a subir.

11.2 Regulación secundaria a bajar.

La asignación de energía de regulación secundaria a bajar da lugar a una obligación de pago para cada zona de regulación z que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSEC_z = ESECB_z \times PMSECB \times CATB$$

donde:

CATB = 1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a bajar, en caso contrario CATB será igual a 0,85.

$ESECB_z$ = Energía de regulación secundaria aportada a bajar por la zona de regulación z.

PMSECB = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a bajar.

12. Incumplimiento de las asignaciones de gestión horaria de desvío y terciaria.

El cumplimiento del saldo neto de las asignaciones de energía de gestión de desvíos y terciaria se verificará de forma agregada para cada zona de regulación, z, y de forma agregada para las unidades de producción con asignación de gestión de desvíos y energía terciaria del mismo sujeto de liquidación no pertenecientes a zona de regulación, s.

12.1 Incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a subir.

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del sujeto de liquidación, o del sujeto de liquidación, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a subir de gestión de desvíos y de terciaria, no pertenecientes a zona de regulación y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a subir.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria de la zona de regulación o del sujeto de liquidación se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALS_{z,s} = EINCLEBALS_{z,s} \times PBAL_{z,s} \times 0{,}2$$

donde:

$EINCLEBALS_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a subir de la zona z o del sujeto de liquidación s. Se tomará valor cero si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

La energía incumplida para cada zona de regulación o cada sujeto de liquidación se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLEBALS_{z,s} = máx\ [-STGS_{z,s}\ ,\ min\ (0,\ \Sigma_{z,s}\ MBC_u - EREFS_{z,s})]$$

donde:

$MBC_{u,}$ = medida en barras de central, según se establece en el apartado 14.2 de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al sujeto de liquidación s.

$EREFS_{z,s} = \Sigma_{z,s}\ PHFC_u + SRTRS_{z,s} + STGS_{z,s} + (ESECS_z + ESECB_z)$

$SRTRS_{z,s}$ = saldo neto a subir de energía de restricciones en tiempo real, de la zona de regulación z o del sujeto de liquidación s, obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del sujeto de liquidación.

$STGS_{z,s}$ = saldo neto a subir de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o al sujeto de liquidación obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en la zona de regulación z o pertenecientes al sujeto de liquidación s.

$PBAL_{z,s}$ = precio medio de la energía asignada a subir por gestión de desvíos y regulación terciaria a las unidades integradas en la zona de regulación z o las unidades pertenecientes al sujeto de liquidación s.

$$PBAL_{z,s} = [\Sigma_u\ (ETERS_u \times PMTERS) + \Sigma_{u,s}\ (EPRDS_{u,s} \times PMPRDS_s)]\ /\ [\Sigma_u ETERS_u + \Sigma_{u,s}\ EPRDS_{u,s}]$$

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a subir de gestión horaria de desvíos y terciaria del sujeto de liquidación, s, se repartirá entre las unidades de programación u con incumplimiento a subir del sujeto de liquidación, en proporción a su incumplimiento, según la fórmula siguiente:

$$OPEINCLEBALS_u = OPEINCLEBALS_s \times EINCLEBALS_u\ /\ \Sigma_u\ EINCLEBALS_{u,s}$$

donde:

La energía incumplida a subir de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del sujeto de liquidación s se calculará según la fórmula siguiente:

$EINCLEBALS_{,u,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a subir de la unidad u del sujeto de liquidación s. Se tomará valor cero si en la hora unidad tiene asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora unidad tiene saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

$EINCLEBALS_{u,s}$ = máx [$-STGS_{u,s}$, min (0, $MBC_{u,s}$ − $EREFS_{u,s}$)]

$STGS_{u,s}$ = saldo neto a subir de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s.

$EREFS_{u,s}$ = $PHFC_{u,s}$ + $SRTRS_{u,s}$ + $STGS_{u,s}$

$SRTRS_{u,s}$ = saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s.

12.2 Incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar.

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del sujeto de liquidación, o del sujeto de liquidación, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a bajar de gestión de desvíos y de terciaria, no pertenecientes a zona de regulación y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a bajar.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALB_{z,s} = EINCLEBALB_{z,s} \times PMD$$

donde:

$EINCLEBALB_{z,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar la zona z o del sujeto de liquidación s. Se tomará valor cero si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora la zona de regulación o el sujeto de liquidación tiene saldo neto a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

La energía incumplida para cada zona de regulación o cada sujeto de liquidación se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLEBALB_{z,s} = -mín\ [-STGB_{z,s}, max\ (0, \Sigma_{z,s}\ MBCu - EREFB_u)]$$

donde:

MBCu = medida en barras de central, según se establece en el apartado 14.2, de cada unidad de programación integrada en la zona de regulación z o perteneciente al sujeto de liquidación s.

$EREFB_{z,s}$ = $\Sigma_{z,s}$ $PHFC_u$ + $SRTRB_{z,s}$ + $STGB_{z,s}$ + ($ESECS_z$ + $ESECB_z$)

$SRTRB_{z,s}$ = energía de restricciones en tiempo real neta a bajar, de la zona de regulación z o del sujeto de liquidación s, obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación de la zona de regulación o del sujeto de liquidación.

$STGB_{z,s}$ = saldo neto a bajar de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la zona de regulación o el sujeto de liquidación obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en la zona de regulación z o perteneciente al sujeto de liquidación s.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta a bajar de gestión de desvíos y terciaria del sujeto de liquidación, s, se repartirá entre las unidades de programación con incumplimiento a bajar del sujeto de liquidación, en proporción a su incumplimiento según las fórmulas siguientes:

$$OPEINCLEBALB_u = OPEINCLEBALB_s \times EINCLEBALB_{u,s} / \Sigma_u EINCLEBALB_{u,s}$$

donde:

La energía incumplida a bajar de cada unidad de programación u no integrada en la zona de regulación z del sujeto de liquidación sí se calculará según la fórmula siguiente:

$EINCLEBALB_{u,s}$ = Energía incumplida de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria a bajar de la unidad u del sujeto de liquidación s. Se tomará valor cero si en la hora unidad tiene asignado un saldo neto a subir de energía por restricciones en tiempo real. Si en la hora unidad tiene saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de gestión de desvíos y terciaria.

$$EINCLEBALB_{u,s} = -mín [-STGB_{u,s}, máx (0, MBC_{u,s} - EREFB_{u,s})]$$

$STGB_{u,s}$ = saldo neto a bajar de la energía de gestión de desvíos y terciaria, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s.

$EREFB_{u,s} = PHFC_{u,s} + SRTRB_{u,s} + STGB_{u,s}$

$SRTRB_{u,s}$ = saldo a bajar de energía de restricciones en tiempo real, a subir y a bajar, asignada a la unidad u del sujeto de liquidación s.

12.3 Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de gestión de desvíos y terciaria.

La suma de las obligaciones de pago por incumplimientos de energía de gestión de desvíos y/o terciaria (OPEINCLEBAL) se repartirá a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}) como minoración de los costes de ajustes del sistema. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

Estas unidades tendrán un derecho de cobro en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$DCINCLEBAL_u = - OPEINCLEBAL \times MBC_{ua} / \sum_u MBC_{ua}$$

donde:

OPEINCLEBAL = suma de las obligaciones de pago por incumplimientos de energía de gestión de desvíos y/o terciaria.

MBC_{ua} = Consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

13. Reducción del programa de consumo de energía por órdenes de reducción de potencia.

La reducción del consumo horario de energía programado en el mercado para cada unidad de adquisición debida a órdenes de reducción de potencia se liquidará al precio del mercado diario, según lo establecido en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

En cada hora con reducción de consumo de energía de una unidad de adquisición, ua, debida a órdenes de reducción de potencia, se anotará un derecho de cobro a la unidad ua que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCSINT_{ua} = ERSINT_{ua} \times PMD$$

donde:

$ERSINT_{ua}$ = Energía elevada a barras de central de la reducción de consumo horario debida a las órdenes de reducción de potencia a consumidores integrados en la unidad ua.

PMD = Precio marginal del mercado diario.

14. Desvíos entre medida y programa de liquidación.

El desvío se calculará en base a la medida en barras de central (MBC) y al programa horario de liquidación (PHL).

14.1 Programa horario de liquidación (PHL).

El programa horario de liquidación (PHL) de la unidad *u* se calculará como la suma de:

– Energía del programa horario final (PHFC),
– Energías asignadas en el programa horario operativo (P48), excluida la energía de los desvíos comunicados.
– Reducción de consumo debida a órdenes de reducción de potencia $ERSINT_{ua}$.

14.2 Medida en barras de central.

La medida en barras de central de la unidad u se determinará según los siguientes criterios:

a) La medida en barras de central de las unidades de programación de producción, de las unidades de programación de consumo de bombeo y de las unidades de programación de consumo de servicios auxiliares, será la suma de las medidas de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación.
En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de producción se considerará como valor de la medida el valor cero. En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de consumo de bombeo se considerará como valor de la medida el valor del programa.
En los casos en que la medida de un punto frontera recoja la producción de varias instalaciones de producción, se repartirá este valor proporcionalmente a las medidas individualizadas o, en el caso de ausencia de medida individual para la instalación, proporcionalmente al valor de la potencia instalada.
b) La medida en barras de central de unidades de programación de importación, será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.
c) La medida en barras de central de unidades de programación de exportación, será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema, más las pérdidas de transporte en el caso de exportaciones por fronteras con países con los que no se haya firmado acuerdo de reciprocidad, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$MBC_{uexp} = PFI_{uexp} \times (1 + CPER_{frint})$$

donde:

MBC_{uexp} = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación uexp.
PFI_{uexp} = Energía asignada a la unidad de exportación uexp en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.
$CPER_{frint}$ = Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional frint. El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 145 kV» excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de aplicación, el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 72,5 y no superior a 145 kV». En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

d) La medida en barras de central de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBCua = \Sigma pa \Sigma nt\ [MPFCua,pa,nt \times (1+CPERREALpa,nt)]$$

donde:

MPFCua,pa,nt = Suma de las medidas de la energía consumida en la hora en los puntos frontera de consumidores de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo ua con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt. Este valor será negativo.

CPRREALpa,not = Coeficiente de liquidación horario para consumos con peaje de acceso pa en nivel de tensión nt.

En cada hora, el coeficiente de liquidación horario CPRREALpa,nt se calculará como:

$$CPRREALpa,nt = K \times CPERNpa,nt$$

donde:

K = Coeficiente de ajuste horario. En cada hora, el coeficiente de ajuste horario K se calculará como el correspondiente al último cierre de medidas disponible según la siguiente fórmula:

$$K = (PERTRA + PERDIS – PEREXP) / PERN$$

donde:

PERTRA = Pérdidas horarias medidas en la red de transporte.

PERDIS = Pérdidas horarias medidas en todas las redes de distribución.

PEREXP = Pérdidas horarias asignadas a todas las unidades de exportación.

PERN = $\Sigma ua \Sigma pa \Sigma nt$ (MPFCua,pa,nt × CPERNpa,nt).

CPERNpa,nt = Coeficiente de pérdidas para puntos de suministro de consumidores con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt en el periodo tarifario al que corresponda la hora. Estos coeficientes de pérdidas serán los establecidos en la normativa que corresponda para traspasar la energía suministrada a los consumidores a energía suministrada en barras de central.

En caso de que no se disponga de cierre de medidas, y por tanto no se disponga de medidas de todas las unidades de programación de comercialización y consumidor directo, se calculará el saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central SALDOENE como:

$$SALDOENE = MBCprod + MBCimex + MBCliqpot − PHLdemresto$$

donde:

MBCprod = Medida liquidada de todas las unidades de generación.

MBCimex = Medida liquidada en barras de central de todas las unidades de importación y exportación.

MBCliqpot = Medida liquidada en barras de central a unidades de adquisición para demanda con liquidación potestativa según el apartado 6.6 del P.O. 14.1.

PHLdemresto = Programa horario de liquidación de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

Este saldo se asignará de forma proporcional al programa horario de liquidación de cada unidad de programación de comercialización y consumidor directo:

$$SALDOENEua = SALDOENE \times PHLua / \Sigma ua\ PHLua$$

donde:

PHLua = Programa horario de liquidación de la unidad de adquisición para demanda ua, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1 de la unidad ua a los que se ha aplicado la liquidación potestativa establecida en el P.O. 14.1.

SALDOENEua = Asignación a la unidad de programación de adquisición para demanda ua del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central (SALDOENE).

La medida en barras de central de las unidades de programación de comercialización y de consumidores directos se calculará como:

$$MBCua = PHLua + SALDOENEua + MBCliqpot,ua$$

donde:

MBCliqpot,ua = Medida liquidada en barras de central a la unidad de adquisición para demanda ua con liquidación potestativa según apartado 6.6 del P.O. 14.1.

e) La medida de las unidades de programación genéricas y unidades de programación porfolio es cero.

14.3 Precio de los desvíos.

A efectos de lo dispuesto en el apartado 14.5 se calculará el saldo neto horario SNSB de las energías a subir y a bajar asignadas:

– por el procedimiento de resolución de desvíos.
– por regulación terciaria.
– por regulación secundaria.
– por servicios transfronterizos de energías de balance entre sistemas.

$$SNSB= \sum_{u,s} (EPRDS_{u,s} + EPRDB_{u,s}) + \sum_{u} (ETERS_{u} + ETERB_{u}) + \sum_{z} (ESECS_{z} + ESECB_{z}) + \sum_{i,b} (EIITBi,b + EEITBi,b)$$

14.3.1 Precio de desvíos a subir.

Se definen como desvíos a subir los desvíos en sentido de mayor generación y los desvíos en sentido de menor consumo.

Si SNSB es negativo, el precio horario de los desvíos a subir, a efectos de lo dispuesto en el apartado 14.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$PDESVS = mínimo (PMD, PMPRTSB)$$

donde:

PMPRTSB = Precio medio ponderado de las energías a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria, por servicios transfronterizos de balance según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 8.4.2, 9.2, 10.2 y 11.2 respectivamente, redondeado a dos decimales.

Si no existe valor para PMPRTSB o, si SNSB es no negativo, el precio de los desvíos a subir será el precio marginal del mercado diario.

14.3.2 Precio de desvíos a bajar.

Se definen como desvíos a bajar los desvíos en sentido de menor generación y los desvíos en sentido de mayor consumo.

Si SNSB es positivo, el precio horario de los desvíos a bajar, a efectos de lo dispuesto en el apartado 14.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$PDESVB = máximo (PMD, PMPRTSS)$$

donde:

PMPRTSS = Precio medio ponderado de las energías a subir asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria, por regulación secundaria, por servicios transfronterizos de balance según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 8.4.1, 9.1, 10.1 y 11.1, respectivamente, redondeado a dos decimales.

Si no existe valor para PMPRTSS o si SNSB es no positivo, el precio de los desvíos a bajar será el precio marginal del mercado diario.

14.4 Cálculo de desvíos.

14.4.1 Desvío de las zonas de regulación.

El desvío de cada zona de regulación z se calculará con la fórmula siguiente:

$$DESV_z = \sum_u (MBC_u - PHL_u) \times PUZ_{u,z} - (ESECS_z + ESECB_z)$$

donde:

MBC_u = Medida en barras de central de la unidad de programación u integrada en la zona de regulación z.

PHL_u = Programa horario de liquidación de la unidad de programación u integrada en la zona de regulación z.

$PUZ_{u,z}$ = Porcentaje de integración de la unidad de programación u en la zona de regulación z.

$ESSEC_z$ = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z.

$EBSEC_z$ = Energía de regulación secundaria a bajar aportada por la zona de regulación z.

14.4.2 Desvío de las unidades de programación no integradas en zona de regulación.

El desvío de cada unidad de programación u, no integrada en zona de regulación, de cada unidad de adquisición de demanda, de cada unidad de importación o exportación y de unidades genéricas se calculará con la fórmula siguiente:

$$DESV_u = (MBC_u - PHL_u)$$

donde:

MBC_u = Medida elevada a barras de central de cada unidad de producción o de adquisición u, según lo establecido en el apartado 14.2.

PHL_u = Programa horario liquidado de cada de cada unidad de producción o de adquisición u, según lo establecido en el apartado 14.1.

14.5 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los desvíos.

A efectos de la determinación de los derechos de cobro y obligaciones de pago por desvíos, se calcularán los desvíos de la siguiente manera:

– El desvío d de cada zona de regulación será el desvío calculado en el apartado 14.4.1.

– El desvío d de cada sujeto de liquidación por la actividad de producción sin zona de regulación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación no pertenecientes a zona de regulación. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.

– El desvío d de cada sujeto de liquidación por la actividad de comercialización para clientes nacionales y de adquisición para consumidores directos será la suma del desvío de sus unidades de programación y de los desvíos de aquellas unidades de programación de adquisición para clientes nacionales de otros comercializadores con los cuales ha realizado contratos bilaterales y es el sujeto comercializador que se responsabiliza frente al operador del sistema de su gestión, en virtud de lo dispuesto en el artículo 20.6 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y en el P.O.14.1. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.

– El desvío d por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de exportación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de exportación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.

– El desvío d por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de importación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de importación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2.

– El desvío d de cada sujeto por las unidades de programación genéricas habilitadas instrumentalmente en la normativa vigente será la suma de los desvíos de dichas unidades. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 14.4.2 considerando valor de medida igual a cero.

– El desvío d de cada sujeto de liquidación de las unidades potfolio de actividad de producción por falta de desagregación del mercado intradiario continuo será el calculado en el apartado 14.4.2 considerando valor de medida igual a cero.

– El desvío d de cada sujeto de liquidación de las unidades potfolio por la actividad de consumo por falta de desagregación del mercado intradiario continuo será el calculado en el apartado 14.4.2 considerando valor de medida igual a cero.

14.5.1 Desvío positivo.

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 14.5 es positivo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a subir, PDESVS, calculado según lo establecido en el apartado 14.3. El importe será positivo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$ECODESV_d = DESV_d \times PDESVS$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío *d* según los siguientes criterios:

a) La unidad u o zona z cuya contribución al desvío d haya sido negativa ($DESV_{uz,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDESV_{uz,d} = DESV_{uz,d} \times PMD$$

b) La unidad u o zona z que haya contribuido positivamente ($DESV_{uz,p} > 0$) al desvío d tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDESV_{uz,d} = DESV_{uz,d} \times PMD + DESV_{uz,d} \times DESV_d \times (PDESVS - PMD) / \sum_u DESVP_{uz,d}$$

donde:

$\sum_u DESVP_{uz,d}$ = suma de los desvíos positivos $DESVP_{uz,d} = DESV_{uz,d} > 0$

Como consecuencia de las anotaciones en a) y b) anteriores se cumple la igualdad:

$$ECODESV_d = \sum_{uz} DCDESV_{uz,d} + \sum_{uz} OPDESV_{uz,d}$$

14.5.2 Desvío negativo.

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 14.5 es negativo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a bajar, PDESVB, calculado según lo establecido en el apartado 14.3. El importe será negativo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$ECODESV_d = DESV_d \times PDESVB$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío d según los siguientes criterios:

a) La unidad u o zona z cuya contribución al desvío d haya sido positiva ($DESV_{uz,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDESV_{uz,d} = DESV_{uz,d} \times PMD$$

b) La unidad u o zona z que haya contribuido negativamente ($DESV_{uz,d} < 0$) al desvío d tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDESV_{uz,d} = DESV_{uz,d} \times PMD + DESV_{uz,d} \times DESV_d \times (PDESVSB - PMD) / \sum_u DESVN_{uz,d}$$

donde:

$\sum_u DESVN_{uz,d}$ = suma de los desvíos negativos $DESVN_{uz,d} = DESV_{uz,d} < 0$

Como consecuencia de las anotaciones en a. y b. anteriores se cumple la igualdad:

$$ECODESV_d = \sum_{uz} DCDESV_{uz,d} + \sum_{uz} OPDESV_{uz,d}$$

14.5.3 Desvío cero.

Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 14.5 es cero, el importe económico será cero. Los derechos de cobro y las obligaciones de pago de las unidades de programación que producen el desvío cero se calcularán según los siguientes criterios:

a) La unidad u con desvío positivo ($DESV_{u,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDESV_{u,d} = DESV_{u,d} \times PMD$$

b) La unidad u con desvío negativo ($DESV_{u,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDESV_{u,d} = DESV_{u,d} \times PMD$$

14.6 Desvíos internacionales entre sistemas.

Los desvíos internacionales entre sistemas se calculan como diferencia entre la medida en los puntos frontera con otros sistemas eléctricos y el programa acordado entre los operadores de los sistemas. Se valorarán al precio del desvío establecido en el apartado 14.3 que sea aplicable realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O.14.6.

En cada hora se sumarán los desvíos internacionales por cada interconexión internacional:

$$DIR = \sum_{frint} DIR_{frint}$$

donde:

DIR_{frint} = Desvío internacional en la frontera frint,

– Si la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es positiva se anotará en la cuenta de compensación un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDIR = DIR \times PDESVS$$

– Si la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es negativa se anotará en la cuenta de compensación una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDIR = DIR \times PDESVB$$

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{ua}. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

14.7 Acciones coordinadas de balance con otros sistemas.

La energía de las acciones coordinadas de balance con otros sistemas se valorará desde el sistema español al precio de desvíos establecido en el apartado 14 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema para su utilización de acuerdo con lo establecido en el P.O.4.1.

Si la acción de balance es en sentido importador (ABI) se anotará un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCAB = ABI \times PDESVS$$

Si la acción de balance es en sentido exportador (ABE) se anotará una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPAB = ABE \times PDESVB$$

14.8 Asignación del excedente o déficit de la valoración de desvíos.

Como consecuencia del método de valoración de los desvíos, el saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora (SALDOLIQ) será un excedente, o en su caso, un déficit.

El excedente (SALDOLIQ < 0) se repartirá a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central (MBC_{ua}) como minoración de los costes de restricciones técnicas y de banda. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

En caso de excedente estas unidades tendrán un derecho de cobro en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$DCAJDV_u = - SALDOLIQ \times MBC_{ua} / \sum_u MBC_{ua}$$

En el caso de que se produjera un déficit en la hora (SALDOLIQ > 0) las unidades anteriores tendrán una obligación de pago en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$OPAJDV_u = - SALDOLIQ \times MBC_{ua} / \sum_u MBC_{ua}$$

donde:

SALDOLIQ = saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora.

MBC_{ua} = consumos medidos elevados a barras de central de cada unidad de adquisición.

14.9 Desvío por descuadre en los programas en las interconexiones.

La diferencia de energía entre los programas comunicados por el operador del mercado que afecta a los intercambios con otros sistemas y el programa recibido desde la Plataforma de Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en el mismo se valorará al precio del desvío establecido en el apartado 14 que sea aplicable al sentido correspondiente de la diferencia

Se anotará un derecho de cobro o una obligación de pago según el sentido del descuadre calculado según la fórmula siguiente:

DCDESC = ENEDESCI × PDESVS, si el descuadre es en sentido importador.

OPDESC = ENEDESCE × PDESVB, si el descuadre es en sentido exportador.

ENEDESCI = Diferencia de energía entre el programa importador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa, y el programa importador

enviado al OS desde la plataforma de gestión del mercado intradiario continuo como resultado de las transacciones realizadas en el mismo.

ENEDESCE = Diferencia de energía entre el programa exportador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa y el programa exportador enviado al OS desde la plataforma de gestión del mercado intradiario continuo como resultado de las transacciones realizadas en el mismo.

El saldo horario que resulte en la interconexión con Francia se financiará con cargo a las rentas de congestión y de las subastas explícitas correspondientes al sistema eléctrico español, conforme a lo establecido en el apartado 27.7 de la Circular 2/2014 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema. Se procederá de igual forma con el saldo horario que resulte en la interconexión con Portugal.

15. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas.

15.1 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en PDBF.

Tras el preceptivo informe de la CNMC, el saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PDBF dará lugar a la siguiente obligación de pago:

$$OPUPGPDBF = -abs(\sum_{ug} ENPDBF_{ug}) \times PMD \times 1{,}3$$

donde:

$ENPDBF_{ug}$ = Energía en PDBF de la unidad de programación genérica ug.

Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.

15.2 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHFC.

Tras el preceptivo informe de la CNMC, el saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PHFC dará lugar a la siguiente obligación de pago en cada hora h:

$$OPUPGPHF = -abs\,(\sum_{ug} ENPHFC_{ug}) \times PMD \times 0{,}15$$

donde:

$ENPHFC_{ug}$ = Energía en el último PHFC de la hora de la unidad de programación genérica ug.

Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.

15.3 Excedente por las obligaciones de pago por fallos de programación.

El excedente generado por las obligaciones de pago de los apartados 15.1 y 15.2 se repartirá según el método descrito en el apartado «14.8 Asignación del excedente o déficit de la valoración de los desvíos».

16. Liquidación de las unidades de programación del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

16.1 Modificaciones del programa posteriores al mercado intradiario.

Las modificaciones en el programa de las unidades de programación del enlace posteriores al mercado intradiario se liquidarán al precio del mercado diario.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo (SALDOLIQ) al que se hace referencia en el apartado 14.8.

16.2 Desvío del programa.

El desvío neto del programa de energía del enlace del sistema eléctrico peninsular con el sistema eléctrico balear se calculará como diferencia entre la energía medida en el punto frontera del enlace con el sistema peninsular y el programa horario de liquidación neto de las unidades de programación del enlace y se liquidará al precio del desvío establecido en el apartado 14.3 según su sentido. El importe se repartirá proporcionalmente entre las unidades de programación del enlace según su programa.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo (SALDOLIQ) al que se hace referencia en el apartado 14.8.

16.3 Efectos en la liquidación de Baleares.

Los derechos de cobro y obligaciones de pago anotados en los apartados 16.1, 16.2, así como la energía liquidada, se considerarán en la liquidación del despacho de Baleares, según se establece en el apartado 2 del anexo del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico.

17. Liquidación del control del factor de potencia.

Desde la fecha de entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, el servicio de ajuste de control del factor de potencia, se liquidará según lo establecido en el anexo III de dicho real decreto.

18. Consolidación de importes horarios de reparto a las unidades de adquisición.

El operador del sistema podrá realizar a cada unidad de adquisición una única anotación en cuenta en cada hora por el importe total de los derechos de cobro y obligaciones de pago de reparto proporcional según consumo medido de los saldos horarios establecidos en los apartados 4.3, 5.3, 7.3, 8.1, 8.2, 8.3, 12.3, 14.6, 14.8 y 14.9 u otros costes repartidos a la demanda con los mismos criterios de los apartados anteriores.

El operador del sistema publicará en cada hora el precio de cada uno de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados indicados.

El cambio en el sistema de anotaciones en cuenta deberá ser comunicado a los sujetos con una antelación mínima de seis meses antes de la fecha de implantación.

§ 56

Resolución de 6 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 120, de 20 de mayo de 2021
Última modificación: 14 de mayo de 2022
Referencia: BOE-A-2021-8362

La Sala de la Supervisión Regulatoria, de acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.c de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019 y desarrollada a través de la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, y en cumplimiento de lo establecido en el artículo 23 de dicha circular, acuerda emitir la siguiente resolución:

Antecedentes de hecho

Primero.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-Ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en los sectores de electricidad y gas. Asimismo, atribuye a este organismo la potestad de determinar las reglas de los mercados organizados en su componente normativa en aquellos aspectos cuya aprobación corresponda a la autoridad reguladora nacional de conformidad con las normas del derecho europeo.

En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador de mercado deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea.

Asimismo, en el punto 5 del artículo 10, establece que el operador del mercado, en coordinación con el resto de operadores del mercado, tendrá en cuenta, a la hora de realizar la casación del mercado, lo previsto en el Plan de funciones conjuntas de los operadores de acoplamiento de mercado, en el algoritmo de acoplamiento de mercados, en el procedimiento de contingencia, en la definición de productos negociables y en los límites de precios del mercado, según lo indicado en los artículos 7, 36, 37, 40, y 41 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Segundo.

En lo referente a los límites de precio de mercado, cabe destacar que el Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad establece en su artículo 10 como principio general que no habrá un límite máximo ni un límite mínimo para los precios al por mayor de la electricidad, sin menoscabo de que los operadores de mercado puedan aplicar límites técnicos armonizados suficientemente altos para no restringir el comercio. Indica además que los operadores de mercado aplicarán un mecanismo transparente para ajustar automáticamente los límites técnicos de las ofertas a su debido tiempo en caso de que se prevea alcanzar los límites fijados.

A tal fin la Agencia europea para la cooperación de reguladores de energía (ACER) en su Decisión 4/2017 estableció unos límites de precio de casación de -500 €/MWh y +3000 €/MWh en el mercado diario, y de -9.999 y 9.999 €/MWh en el mercado intradiario continuo, con unas reglas para ampliarlo en caso necesario. Estos límites de casación están implementados en el algoritmo de mercado diario e intradiario continuo y aplican igualmente a todas las zonas de precio incluyendo la zona de precio española y portuguesa desde su entrada en vigor.

Tercero.

El operador de mercado del MIBEL (OMIE) llevó a cabo entre el 8 de noviembre 2019 y el 8 de diciembre de 2019, una consulta pública sobre la adaptación de los límites de ofertas en los mercados diario e intradiario, en la que atendiendo a la literalidad del artículo 10 del Reglamento (UE) 2019/943, se propuso una regla de actualización a los límites de oferta del mercado diario e intradiario. La respuesta de los participantes de mercado fue dispar, respondiendo a los intereses y riesgos que percibía cada uno de ellos. Así, mientras que los «traders» y grupos dominantes verticalmente integrados consideraban insuficiente y preferían igualar los límites de oferta al límite actual de casación (-500 €/MWh y -3000 €/MWh), los comercializadores independientes, grandes consumidores y algunos representantes preferían mantener una regla de actualización progresiva desde un valor inferior.

Cuarto.

Si bien la redacción del mencionado artículo 10 del Reglamento (EU) 2019/943 es imprecisa, se considera que el principio general del mencionado reglamento es alcanzar una plena armonización, no solo con respecto a los límites de los precios de casación sino también con los límites de los precios de las ofertas.

Quinto.

A este respecto, el pasado 15 de diciembre de 2020, OMIE inició un nuevo periodo de consulta pública que finalizó el 16 de enero de 2021, referente a una propuesta de revisión de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradiario de Producción de Energía Eléctrica, siguiendo el procedimiento de aprobación descrito en el artículo 23 de la Circular 3/2019 aplicable a metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración.

Sexto.

Una vez analizado los comentarios recibidos de los sujetos interesados y a la vista de los mismos, OMIE configuró una nueva propuesta de las reglas de mercado, que publicó en su

página web con fecha 4 de febrero de 2021, y remitió a las entidades reguladoras del MIBEL, junto a los comentarios recibidos en la consulta pública y la correspondiente memoria justificativa de los cambios finalmente introducidos en la propuesta final. Esta propuesta revisada tuvo entrada en el registro de la CNMC el día 4 de febrero de 2021.

Séptimo.

Con fecha 8 de marzo de 2021, y de acuerdo con la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de resolución por la que se aprueba las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos». Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones hasta el 8 de abril.

Octavo.

Con fecha 8 de marzo de 2021, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto.

Noveno.

Con fecha 8 de marzo de 2021, se remitió la propuesta de modificación al Consejo de Reguladores del MIBEL, para que aportaran sus comentarios al respecto, emitiendo su apoyo el 28 de abril de 2021 a la modificación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario. No obstante, se ha solicitado en el marco del citado Consejo, un mayor plazo al propuesto de 30 días para la entrada en vigor de las mencionadas reglas para facilitar la implementación nacional de los cambios en Portugal.

Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial para aprobar este procedimiento.*

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador de mercado deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, y presentar las propuestas necesarias para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad.

El objetivo principal de esta propuesta de revisión de Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradiario de Producción de Energía Eléctrica es adaptar su contenido al artículo 10 del Reglamento (UE) 2019/943.

Por otro lado, la Circular 3/2019, en su artículo 23, asigna a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la función de aprobar reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad.

Segundo. *Síntesis de los cambios propuestos por el operador del mercado.*

Si bien la revisión de las reglas de mercado diario e Intradiario ha venido motivada por la necesidad de adaptar los límites de precio de oferta al Reglamento (UE) 2019/943, también incorpora cambios adicionales frente a la versión vigente tanto de carácter general como específicos. Los cambios más relevantes son los siguientes:

1. Se establecen unos nuevos límites máximos y mínimos de precio de oferta de -500 y 3.000 €/MWh para el mercado diario y de -9.999 y 9.999 €/MWh para el mercado intradiario.

Estos nuevos límites de oferta que abren la posibilidad de precios negativos requieren, a su vez, introducir otros cambios o consideraciones:

– Se adapta la liquidación de cobros y pagos y la valoración de garantías para adaptarlas a precios negativos. Así en la estimación del pago máximo se tendrá en cuenta no sólo las ofertas de compra a precio positivo sino también las ofertas de venta a precio negativo.

– Se elimina la condición compleja de indivisibilidad.

– Se limita a valores positivos los términos fijo y variable de la condición de oferta de ingresos mínimos y pagos máximos.

– Se introduce un aviso en aquellos casos en los que las ofertas introducidas superen un determinado umbral de notificación de precio de oferta al mercado diario con valores de -150 y 1.500 €/MWh.

– Se habilita la posibilidad de que los agentes puedan indicar el precio de las ofertas que se introducen de forma automática en el sistema provenientes de posiciones abiertas de unidades de contratación a plazo, y de las unidades genéricas que intervienen en los contratos bilaterales.

– En aquellos casos en los que en zona de precio portuguesa o española se obtenga en alguna hora un precio fuera del rango -150 €/MWh a 1500 €/MWh, se procede a abrir el libro de ofertas para todas las zonas de precio europeas, permitiendo a los agentes modificar voluntariamente sus ofertas y proceder a una segunda casación («second auction»). Las ofertas modificadas no podrán superar el rango anteriormente mencionado de -150 €/MWh a 1500 €/MWh.

2. En cuanto a la gestión del proceso de oferta:

– Se dispone que cada unidad de oferta se corresponda con una única unidad de programación, y se da un plazo de seis meses para su cumplimiento.

– Se incorpora una obligación de información de carácter técnico para las unidades de oferta de comercializadoras que vendan energía adquirida a productores mediante contratos bilaterales, de tal forma que se pueda conocer la tecnología y potencia asociada.

– Se facilita la gestión de la hibernación de unidades de oferta en el mercado continuo que puede resultar de utilidad en casos de indisponibilidad en periodos de mantenimiento de la plataforma de negociación para evitar su casación en un momento en el que el sistema se encuentre inestable.

– Se eliminan las referencias a limitaciones zonales, en línea con el cese de publicación de limitaciones zonales por parte de los operadores de sistema.

– Se permite la declaración de indisponibilidad de unidades de adquisición, en línea con los cambios recientes en los procedimientos de operación del operador del sistema.

3. En relación con la gestión de garantías y cobros y pagos:

– En el cálculo de la fecha de pagos se considerará los días inhábiles bancarios declarados por el Banco de España y por la entidad financiera donde figura la cuenta bancaria para cobros.

– La fecha de cobros se traslada con carácter general, al siguiente día hábil posterior al de pagos, evitando así que coincidan ambos días.

– Se sustituye el índice de tipo de interés EONIA por el €STR como referencia en el cálculo de los intereses de demora.

– Se habilita un período de subsanación para reponer las garantías requeridas a aquellas empresas de un mismo grupo empresarial acogidas a la consolidación de cobros y pagos, en aquellos casos en que impagos de terceros minoren sus derechos de cobro.

– Se habilita la repercusión a los agentes los intereses de saldos negativos y otros posibles cargos por los saldos de efectivo que la entidad bancaria pudiera aplicar. Se establece además un límite al importe máximo a aportar para depósito para pagos.

– Se habilitan medios electrónicos para la formalización y comunicación de garantías, y se establecen unas vigencias mínimas para los instrumentos presentados como garantías electrónicas y físicas.

– Se obliga a los agentes a suministrar al operador del mercado cualquier información de carácter fiscal relevante de cara a su facturación, haciendo mención explícita a la relativa a la aplicación de la reducción prevista para algunas instalaciones en el impuesto de electricidad.

– Se pone a disposición de los agentes toda la información de facturación que les pudiera ser de utilidad de cara a sus auditorías contables.

4. En cuanto a adaptación a normativa de mayor nivel:

– Se han actualizado las referencias legales para reflejar las nuevas competencias asumidas por la CNMC.

– Se adapta los plazos de comunicación de las capacidades firmes en las fronteras a las establecidas en las metodologías de cálculo de capacidad derivadas del Reglamento (UE) 2015/1222.

La propuesta del operador del mercado dispone su entrada en vigor el primer martes hábil una vez cumplidos 45 días desde la aprobación de la resolución de la CNMC mediante la cual se aprueben esta nueva versión de las reglas de mercado, habilitando así un período suficiente para que los agentes puedan realizar pruebas y adaptar sus procedimientos.

Tercero. *Consideraciones sobre las modificaciones propuestas.*

Se detalla a continuación las consideraciones relativas a aquellos cambios que se consideran relevantes o que han suscitado comentarios por parte de los agentes:

1. Sobre la actualización de los límites de precio de oferta.

La propuesta del operador del mercado sustituye los límites técnicos de precios de las ofertas actualmente existentes en el MIBEL de 0 y 180 €/MWh por los límites de casación acordados por ACER en sus Decisiones 4/2017 y 5/2017, de 14 de noviembre, para la armonización de precios de casación máximos y mínimos para el mercado diario e intradiario.

Si bien no todos los sujetos se han pronunciado al respecto en este trámite de audiencia de OMIE, algunos han considerado adecuada la propuesta de armonización mientras que otros han indicado que esta modificación únicamente debería adoptarse en el mercado intradiario continuo siendo más favorables al establecimiento de un mecanismo automático de adaptación progresiva de los límites para los mercados de subasta. Este comentario ha sido planteado nuevamente en el trámite de audiencia de la CNMC.

A este respecto cabe señalar que, si bien se han venido discutiendo diferentes alternativas que dieran respuesta a lo requerido en el artículo 10 del Reglamento (UE) 2019/943, la propuesta del operador del mercado permite un mayor alineamiento con los límites actuales de oferta del resto de zonas de precio de Europa y un mayor ajuste con el principio general de armonización del Reglamento, por lo que se considera adecuada.

2. Sobre la valoración de garantías para adaptarlas a los nuevos límites de precios.

La ampliación de los límites de oferta trae como consecuencia que el proceso de validación de garantías tenga que considerar ofertas de venta a precios negativos en el cálculo de pagos máximos, junto con las ofertas de compra que podrán presentarse a precios mucho más elevados.

A este respecto algún agente sugirió en el trámite de consulta de OMIE la posibilidad de que el cálculo de garantías exigibles considerase la estimación de precios de cada hora en vez del precio ofertado. Esta posibilidad no fue incorporada por OMIE en la propuesta final. Esta Comisión considera que efectivamente no procede su inclusión, ya que los agentes de mercado deben ser responsables del precio que establecen en sus ofertas y considerar en su caso la probabilidad de alcanzar precios elevados, mientras que el mecanismo de garantías de OMIE debe asegurar que existan garantías suficientes en caso de que se alcancen dichos precios, que permita cubrir los pagos a los agentes vendedores.

En relación con el mecanismo de garantías un agente sugirió en el trámite de consulta de OMIE la posibilidad de integrar las garantías requeridas para la negociación en el mercado continuo con las garantías requeridas en la participación de subastas diaria e intradiarias. Dicha posibilidad no fue incorporada por OMIE en la propuesta final de reglas. Esta Comisión considera que no procede su incorporación ya que hace falta una reserva de garantías específicas para la plataforma de negociación continua, de manera que pueda funcionar de forma independiente y no se vea afectada por la congelación temporal de garantías efectuada en los procesos de preparación de subastas.

3. Sobre el aviso a los sujetos cuando sus ofertas superan un determinado umbral.

La propuesta de reglas introduce un aviso para los sujetos en aquellos casos en los que las ofertas introducidas superen un determinado umbral de notificación de precio de oferta al

mercado diario con valores de -150 y 1.500 €/MWh. Teniendo en cuenta el impacto para el mercado que puede suponer un error en la introducción de las ofertas, se considera que la introducción de estos avisos es conveniente, especialmente en los primeros meses de implantación de los nuevos límites.

No obstante, cabe plantearse si los niveles fijados en la propuesta son adecuados o conviene comenzar con unos precios más ajustados en una primera fase. A este respecto, en el trámite de audiencia de la CNMC algún agente ha propuesto la posibilidad de incorporar limites adicionales personalizados. Si bien esta opción sería de utilidad, podría penalizar en exceso el rendimiento de los tiempos de validación de ofertas lo que puede no ser factible en procesos que cuentan con unos plazos muy ajustados. Por ello, se ha considerado aconsejable en una primera fase, establecer un límite único más ajustado para las subastas de mercado diario e intradiario entre -20 €/MWh y 200 €/MWh, y dejar el limite propuesto de -150 €/MWh y 1500 €/MWh para el mercado intradiario continuo, siendo modificables estos límites por el operador de mercado mediante instrucción y previa comunicación a la CNMC, siempre que la evolución del mercado lo justifique.

4. Sobre la eliminación de la condición compleja de indivisibilidad.

La propuesta de reglas elimina la condición compleja de invisibilidad ya que esta condición solo aplica en situación de reparto cuando el precio es 0 €/MWh dando prioridad a estos bloques. Con el cambio de los límites de precios de oferta, el precio de 0 €/MWh no representa el mínimo por lo que no resulta necesaria esta condición.

Si bien un agente ha indicado que convendría abordar esta modificación conjuntamente con la revisión de las condiciones complejas, cabe señalar que la condición de indivisidibilidad no se ha aplicado en los últimos años, por lo que esta Comisión no ve inconveniente en eliminarla.

5. Sobre el proceso de segunda subasta («second auction»).

Surgieron algunas dudas relativas en el trámite de consulta de OMIE a este proceso de «second auction» que se activa cuando el precio de casación se sitúa fuera del rango -150 €/MWh a 1500 €/MWh. Con el fin de evitar interpretaciones, la propuesta final incorpora los detalles necesarios en el apartado 5 de su anexo II donde se aclara que la apertura del libro de ofertas es para todas las zonas de precio europeas, y que la modificación de ofertas es voluntaria de tal forma que las ofertas no modificadas que superasen el rango anteriormente mencionado seguirían siendo válidas para la segunda casación.

Finalmente cabe destacar que en el momento de elaboración de esta resolución se están revisando los procedimientos de operación europeos en lo referente a los tiempos de cada una de las fases de la operación de la sesión del mercado diario, en concreto se está analizando el procedimiento donde se especifica el periodo extraordinario para la recepción de ofertas cuando se produce una situación de «second auction». Puesto que aún no se ha establecido la fecha exacta de la puesta en producción de los nuevos tiempos, resulta conveniente modificar en la propuesta de reglas, la referencia al periodo de reapertura de la recepción de ofertas que se incluía en el anexo 2 de las mismas, que indicaba que este tiempo sería de «10 minutos» por una referencia a los procedimientos de operación europeos donde se establece dicho periodo.

6. Sobre la limitación a una unidad de programación en cada unidad de oferta.

La propuesta modifica la regla 12.ª de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica, de tal forma que cada unidad de oferta, sea de venta o de compra, deba corresponderse con una unidad de programación, eliminándose la opción actualmente permitida de asociar más de una unidad de programación a una unidad ofertante.

Algún agente en el trámite de consulta de OMIE considera que esta medida, si bien simplificaría los procesos de intercambio de información hacia el Operador de Sistema (al no resultar ya necesario indicar el desglose de cada unidad de oferta), podría llevar a un exceso innecesario del número de unidades de oferta en mercado, y a modificar los procedimientos de operación del operador del sistema, y que por tanto sería preferible limitar dicha obligación aquellas unidades de programación afectadas por el apartado 2 del artículo 21 del Real Decreto 960/2020 que regula el régimen económico de energías renovables.

Esta Comisión considera que, tal como indica OMIE en sus argumentos, este tipo de operativa es utilizada a día de hoy por muchos agentes, y que por tanto, no requiere una adaptación de los procedimientos de operación. Asimismo, el impacto debería ser limitado, ya que, a día de hoy, sólo un pequeño porcentaje de unidades de oferta corresponde a más de una unidad de programación: 30 unidades de oferta de un total de 1.500, es decir, un 1,55 % del total de unidades de oferta en el mercado. Y por otro lado proporciona simplicidad a los procesos de intercambio de información con el operador de sistema, mejora la transparencia y la supervisión de los mercados.

Cabe señalar que, a propuesta de un agente de mercado, la versión final ha ampliado a seis meses (inicialmente 4 meses) el plazo dado desde la entrada en vigor de las nuevas reglas de mercado, para que los agentes se adapten a dicho requerimiento.

En el tramite audiencia CNMC, REE sugiere la conveniencia de desarrollar un proceso automático para el intercambio de esta información de carácter estructural entre OMIE y el OS. Esta Comisión considera de gran interés dicha mejora, ya que eliminaría el proceso actual de envíos por correo, y agilizaría los procesos de intercambio de información entre ambos operadores. En cualquier caso, esta mejora no debería condicionar el paso a una relación única de unidad de oferta por unidad de programación que es una posibilidad que existe a día de hoy.

7. Sobre la información requerida a comercializadoras que venden energía adquirida a productores.

Ante las dudas manifestadas por algunos agentes en el trámite de consulta del OMIE acerca del tipo de información requerida sobre las comercializadoras que venden energía adquirida a productores, se ha señalar que la información solicitada es de carácter técnico, y que pretende identificar a las unidades de producción asociadas a las unidades de oferta de comercializadoras que vendan energía adquirida a productores mediante contratos bilaterales. Esta comisión considera que es una información necesaria, ya que permite conocer el origen físico de tales energías.

Sobre la posibilidad de que esta información pudiera transferirse directamente al operador del mercado desde el operador de sistema, si bien es una alternativa que podría incluirse en futuros procedimientos de información entre ambos operadores, se considera adecuado comenzar incorporando dicha obligación, que es de carácter puntual, directamente a las comercializadoras.

En relación con la actividad de comercializadores que venden energía adquirida a productores, algún agente sugirió la posibilidad de aplicarle una regla similar a la regla 9.3 sobre baja sobrevenida de un agente representante, al amparo de la cual las instalaciones de producción afectadas pasan a ser representadas por el comercializador de referencia correspondiente. Cabe señalar que dicha regla obedece a lo dispuesto en el Real Decreto 413/2014 y la Circular 1/2017 de la CNMC y por tanto no hay amparo normativo a dicha posibilidad en el caso de baja de un comercializador que venda energía.

8. Sobre la consolidación de cobros y pagos, en casos de insuficientes garantías derivados de impagos de terceros.

Tal como propuso un agente en el trámite de audiencia de OMIE, la versión final de reglas habilita un período de subsanación de 60 minutos para reponer las garantías requeridas a aquellas empresas de un mismo grupo empresarial acogidas a la consolidación de cobros y pagos, en aquellos casos en que impagos de terceros hayan minorado sus derechos de cobro. Esta Comisión considera apropiada dicha medida.

9. Sobre la necesidad de aclarar que las diferencias económicas que surjan de la aplicación de la regla 30.5 deben cubrirse con rentas de congestión.

De acuerdo a la regla 30.5, si tras la publicación de programa diario base de casación, se observase en tiempo útil un error en el proceso de casación, OMIE, previa consulta con los operadores del sistema ibérico, procederá a repetir el proceso de casación de forma desacoplada con el resto de mercados europeos, manteniendo el flujo en la interconexión entre España y Francia resultado del proceso de casación previo. Se obtendrá así un nuevo despacho, pero a la vez, se mantendrá el flujo de la interconexión entre España y Francia

obtenido en el proceso de casación común realizado anteriormente con el resto de mercados europeos.

El volumen de rentas de congestión calculado a efectos de su reparto con el sistema francés considerará el precio obtenido en la primera casación europea común, y no coincidirá con el excedente económico que surja de los cobros y pagos entre los participantes de mercado, que vendrá determinado por el precio de la segunda casación desacoplada. Cabe recordar además que, este precio de la segunda casación será utilizado para remunerar los derechos de capacidad a largo plazo.

Por todo ello, el operador del sistema ha manifestado en el trámite de alegaciones de OMIE la conveniencia de que esa diferencia se financie con cargo a las rentas de congestión. Esta Comisión entiende que efectivamente esa diferencia económica que se ha producido para hacer firme el flujo de la interconexión, debería ser considerada como un destino preferente en los usos de las rentas de congestión tal como se definen en el artículo 19(4) del Reglamento (UE) 2019/943.

10. Sobre la entrada en vigor.

La propuesta del operador del mercado contempla su entrada en vigor el primer martes hábil una vez cumplidos 45 días desde la aprobación de la resolución de la CNMC mediante la cual se aprueben esta nueva versión de las reglas de mercado. Si bien se planteó la posibilidad de modificar este plazo al primer martes siguiente a los 30 días naturales, en coherencia con las últimas disposiciones aprobadas sobre el mercado y la operación del sistema, se ha optado finalmente por dejar el plazo de 45 días, para facilitar la implementación de las modificaciones en el entorno del MIBEL.

11. Sobre la necesidad de revisión de las reglas para la incorporación del almacenamiento, agregador y otras cuestiones.

Algunos agentes han comentado en el trámite de audiencia de OMIE la necesidad de incorporar en estas reglas la participación de tecnología de almacenamiento tanto de forma aislada como de forma hibridada con instalaciones de generación o consumo, recordando que a día de hoy las instalaciones de bombeo son las únicas instalaciones de almacenamiento que pueden participar presentando ofertas tanto de compra como de venta.

También, han alegado que debería tenerse en cuenta que existe la posibilidad de que los comercializadores presenten en determinados momentos un saldo neto de venta, bien por vertidos de autoconsumo o bien por descarga de instalaciones de almacenamiento, lo cual también debería estar contemplado en las reglas. Adicionalmente, también han indicado que debería contemplarse las reglas que resultarán de aplicación al agregador.

Esta Comisión comparte esta necesidad por lo que se le solicita al operador del mercado que contemple las modificaciones precisas necesarias a este respecto en una próxima revisión de reglas, en coordinación con las modificaciones que se precisen en los procedimientos de la operación del sistema a este respecto.

12. Sobre otros aspectos que no son objeto de revisión en la propuesta de reglas.

Se han recibido varios comentarios en el trámite de audiencia de OMIE por parte de agentes de mercado que no han sido incluidas en la propuesta final. Algunos de estos comentarios no se refieren a aspectos que han sido objeto de revisión en la propuesta de reglas sometida a consulta o, responden a visiones particulares o, han sido objeto de debate en revisiones anteriores o, corresponden a metodologías o normativa que quedan fuera del ámbito de las reglas del mercado. Tal es el caso de la simplificación de numero de subastas, la eliminación de validación en la aceptación de ofertas de limitaciones recibidas de los operadores de sistema, la posibilidad de agregar tecnologías térmicas en una misma unidad de oferta, la posibilidad de utilizar en las zonas de precio ibéricas los tipos de oferta «block order» y «complex block order», la flexibilización de los portafolios y negociación de unidades de oferta en ambos sentidos, la apertura efectiva de la negociación del continuo con Francia desde las 15:00 del día D-1, la revisión de la limitación a la representación de operadores dominantes, la implementación de un mercado de capacidad, la desaparición de PVPC, la composición del Comité de Agentes de Mercado, uso de certificados nominativos, etc.

Esta Comisión entiende por tanto que no es oportuna su incorporación en esta revisión de reglas, sin menoscabo de que algunos de esos comentarios puedan ser analizados en la futura evolución normativa del mercado.

Resulta de cierta relevancia la duda planteada por un agente sobre si las reglas objeto de aprobación permiten el alta de unidades de oferta para baterías de almacenamiento puro (sin hibridar). A este respecto, se considera que efectivamente dichas reglas permiten esa posibilidad de forma análoga a como se permiten unidades de almacenamiento tipo bombeo puro.

Cabe mencionar finalmente que algunos agentes mencionaron la conveniencia de disponer de una hoja de ruta a nivel del Mibel con los cambios previstos derivados de la normativa europea como es el caso de la programación cuarto horaria. Sin que esto sea objeto de revisión de la propuesta de reglas de mercado, OMIE ha indicado a este respecto en los comentarios realizados sobre estas alegaciones, su voluntad de mantener publicado en su web el calendario con los hitos para los próximos años con la información más completa y actualizada posible.

En este sentido, la CNMC coincide en la importancia de que el operador del mercado publique y mantenga actualizada esta hoja de ruta y que se hagan los seminarios web oportunos que permitan una participación activa de los sujetos en la planificación y consideración de los cambios que se precisen. Asimismo, se le solicita al operador del mercado a que la actualización de esta hoja de ruta se realice en coordinación con la Hoja de Ruta del operador del sistema del Mercado Interior de la Energía del sistema eléctrico peninsular español [(1)].

[(1)] https://www.esios.ree.es/es/pagina/informacion-sobre-implementacion-de-los-codigos-de-red-de-mercados

Esta Resolución por la que se aprueba la revisión de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario, contiene en el anexo I las reglas de mercado remitidas por el operador del mercado que, de acuerdo con las consideraciones arriba formuladas, incorporan los nuevos umbrales de notificación según se indica en el apartado tercero.3 anterior. Asimismo, incorpora en el anexo 2 de las reglas una referencia a los procedimientos de operación europeos donde se establece el periodo de reapertura de la recepción de ofertas.

Por cuanto antecede, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, resuelve:

Primero.

Aprobar las Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario.

Segundo.

La presente resolución surtirá efectos al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

La presente resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de los establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC y se notificará al operador del mercado y al operador del sistema.

ANEXO I

Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad

PREÁMBULO

I) En virtud del artículo 28 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico el operador del mercado y el operador del sistema asumen las funciones necesarias, para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado mayorista de electricidad y la garantía de la gestión técnica del sistema eléctrico. El artículo 29 encomienda al operador del mercado la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en los mercados diario e intradiario.

II) La normativa vigente establece que los productores, comercializadores, consumidores, directos y los representantes, para poder participar en el mercado, deberán cumplir los requisitos siguientes:

a) Haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado que comprende las sesiones de los mercados diario e intradiario, en el correspondiente contrato de adhesión,

b) Prestar al operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación como agente en el mercado, en los términos que se establezcan en el contrato de adhesión.

III) Para realizar la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en los mercados diario e intradiario contemplada en el apartado I anterior, es preciso establecer las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado. Estas reglas cumplen con el mandato de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y a ellas se adhieren expresamente los compradores y vendedores en los mercados por medio de la suscripción del correspondiente Contrato de Adhesión, en los términos recogidos en el anexo 3 de la presente disposición.

IV) El Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004, que regula el mercado ibérico de la energía eléctrica (MIBEL), ha aprobado una nueva estructura organizativa en virtud de la cual el Operador del Mercado Ibérico (OMI) pasa a convertirse en una entidad compuesta por dos sociedades matrices o tenedoras, con participaciones cruzadas entre sí del 10 %, y ostentando asimismo cada una de ellas la propiedad de un 50 % en el capital de dos sociedades gestoras del mercado, la sociedad gestora española OMI, Polo Español S.A. (OMIE), el mercado spot y operando la sociedad gestora portuguesa, OMI-Polo Portugués, SGMR (OMIP), el mercado a plazo. Adicionalmente, OMIClear se configura como entidad de contrapartida central.

En cumplimiento de lo dispuesto en el citado Convenio, con fecha de efectividad 1 de julio de 2011, ha concluido el proceso de segregación que afecta al Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., (OMEL) y que ha supuesto la transmisión en bloque de la rama de actividad consistente en la operación del mercado de electricidad, desarrollada hasta la citada fecha por OMEL, a favor de OMI, Polo Español S.A. (OMIE).

En virtud de lo anteriormente expuesto, desde 1 de julio de 2011, la sociedad OMI-Polo Español, S.A.U. (OMIE), ha asumido la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado spot de energía eléctrica en el ámbito del MIBEL.

El mercado a plazo incluirá las transacciones referidas a bloques de energía con entrega posterior al día siguiente de la contratación. El intercambio de información necesario para la integración de las posiciones con entrega física del mercado a plazo en el mercado diario se establecerá por acuerdo entre OMIP y OMIE.

El Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión de 24 de julio de 2015 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión (CACM), publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea el 25 de julio de 2015, incluye como uno de sus objetivos primordiales la creación de un acoplamiento único diario e intradiario en el ámbito de la Unión Europea. Como consecuencia de tal normativa, el 13 de mayo de 2014 se produjo la ejecución del acoplamiento completo del mercado diario de electricidad gestionado por OMIE, en su calidad de operador del mercado ibérico, a través de la aplicación de la solución Price Coupling of Regions (PCR).

Asimismo, el citado reglamento regula una serie de funciones respecto a la actividad del agente de transporte («shipping agent») que debe desarrollar el operador del mercado de conformidad con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre y la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La publicación del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, ha supuesto la modificación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, reconociéndose como contraparte central de las compras y ventas del mercado al operador del mercado, todo ello,

en aplicación de lo previsto en el Reglamento (UE) 2015/1222, desarrollo de la normativa comunitaria derivada del Reglamento (CE) n.º 714/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

Finalmente, la Orden IET/2732/2015, de 11 de diciembre, ha designado a OMIE, como operador designado para el mercado eléctrico (NEMO), al amparo de lo previsto en el citado Reglamento (UE) 2015/1222.

CAPÍTULO PRIMERO

Reglas generales

Regla 1.ª *El mercado mayorista de electricidad.*

El mercado de mayorista de electricidad se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercados intradiarios, los servicios de ajuste y de balance y los mercados no organizados.

En el mercado diario se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente. Las sesiones de contratación del mercado diario se estructuran en periodos de programación equivalentes a una hora natural, considerando como horizonte de programación los 24 periodos de programación consecutivos de la Hora Europea Central (CET), o 23, o 25 en los días de cambio de hora oficial. También puede producirse en el mercado diario la entrega física de la energía negociada en los mercados organizados a plazo.

Los mercados intradiarios tienen por objeto atender la oferta y la demanda de energía que se pueda producir, en las horas siguientes, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable definitivo (PDVD).

Regla 2.ª *El operador del mercado diario e intradiarios.*

OMI-Polo Español S.A. (OMIE), como operador designado para el mercado eléctrico por la Orden IET/2732/2015, de 11 de diciembre, es el responsable de la gestión económica del sistema referida a los Mercados diario e intradiarios. Le corresponde recibir las ofertas de compra y venta de energía eléctrica, efectuando la gestión de las mismas, así como la liquidación de todas las operaciones de los mercados diario e intradiarios.

OMIE actuará como contraparte central de las operaciones que se realicen en los mercados diario e intradiarios desde el momento en el que se consideren firmes las casaciones y las operaciones en el mercado intradiario continuo correspondientes.

Como consecuencia de su actuación como contraparte central, se produce la interposición de OMIE en las obligaciones resultantes de las diversas operaciones actuando OMIE como comprador frente al vendedor y como vendedor frente al comprador en los términos establecidos en las presentes reglas.

Le corresponde asimismo al operador del mercado recibir de los operadores del sistema la comunicación de los contratos bilaterales para las verificaciones que correspondan en materia de ofertas al mercado. La regulación específica y funciones, en el caso del operador del mercado y operador del sistema español están contenidas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y en la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Regla 3.ª *Alcance de las reglas del mercado y objeto del contrato de adhesión.*

Las Reglas de Funcionamiento del Mercado contienen los procedimientos y condiciones de carácter general que resultan necesarios para el eficaz desarrollo de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica y, específicamente, para su gestión económica y la participación en los mismos de los sujetos que realizan actividades destinadas al suministro de energía eléctrica y de los consumidores directos en mercado, y, en particular, sobre:

a. La definición, desarrollo y funcionamiento de los sistemas informáticos necesarios para garantizar la transparencia en las transacciones que se realicen en el mercado y que incluyen:

– La presentación de ofertas de compra y venta de energía eléctrica;
– El procedimiento de casación, en el mercado diario e intradiario de subastas, de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica;
– El procedimiento de gestión de las transacciones realizadas del mercado intradiario continuo, de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica;
– El procedimiento de entrega física de la energía negociada a plazo cuyos titulares lo soliciten y en especial la que provenga de las entidades contempladas en el Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica;
– La determinación y comunicación a los operadores del sistema, con la confidencialidad que corresponda, de los datos relativos a los resultados de la casación de las ofertas en los mercados diario e intradiarios, y a los agentes, de los datos correspondientes a sus unidades de venta y adquisición;
– La determinación y comunicación a los agentes del mercado y a los operadores del sistema de los precios marginales de la energía eléctrica, volúmenes negociados, así como aquella información de carácter público que se considere relevante, en el mercado diario y en las sesiones del mercado intradiario de subastas;
– La determinación y comunicación a los agentes del mercado y a los operadores del sistema de los precios de referencia, volúmenes negociados, así como aquella información de carácter público que se considere relevante, en el mercado intradiario continuo;
– La determinación y publicación de los índices de precios medios con carácter horario del mercado diario e intradiario de subastas;
– La comunicación del Programa Diario Viable definitivo (PDVD) y del Programa Horario Final (PHF) derivado de cada sesión del mercado intradiario de subastas y programa resultado del intradiario continuo, a los agentes, de los datos correspondientes a sus unidades de venta y adquisición como base para la participación en la siguiente sesión del mercado intradiario de subastas o mercado intradiario continuo;
– La liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deben realizarse en virtud de los precios de los mercados diario e intradiarios de la energía eléctrica;
– El procedimiento de validación de aceptación de ofertas de compra con las garantías depositadas;
– La publicación de las curvas agregadas de oferta y demanda de los mercados diario e intradiario de subastas con desagregación explícita de cada uno de los puntos que las configuran;
– La publicación de las capacidades comerciales e intercambios intracomunitarios e internacionales por frontera;
– La publicación de los resultados de los programas de energía agregados por agente y mes natural de los mercados de producción de energía eléctrica, una vez transcurrido un mes desde el último día de aquél al que se refieran;
– La publicación de las ofertas presentadas por los agentes, que han entrado en el proceso de casación, en cada uno de los mercados diario e intradiario de subastas, una vez transcurridos 90 días.
– La publicación de las ofertas enviadas a la Plataforma de Contratación Continua Europea, una vez transcurridos 90 días.

b. Las condiciones de adhesión a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica.
c. El procedimiento a seguir en el supuesto de que los agentes que adquieren energía del mercado incumplan sus obligaciones de pago, así como las comunicaciones que en estos casos deban realizarse a los consumidores y a los diferentes agentes del mercado.
d. El procedimiento a seguir en las comunicaciones de altas y bajas como agentes del mercado por quienes participen en los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica;
e. La determinación de las garantías disponibles del agente para su participación en los procesos del mercado.

f. La liquidación y comunicación a los agentes de los pagos y cobros que deben realizarse por sus operaciones en virtud del precio de la energía de los mercados diario e intradiarios.

g. La comunicación a las autoridades competentes de los comportamientos contrarios al correcto funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica y de las situaciones que puedan resultar anómalas, teniendo en cuenta la información a disposición del operador del mercado resultante de los mismos.

h. El procedimiento de revisión de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad.

i. Publicación del coste final de la energía y los componentes del precio final en agregado y para cada tipo de consumidor.

CAPÍTULO SEGUNDO

Sujetos

Regla 4.ª *Agentes del mercado diario e intradiarios.*

4.1 Sujetos que pueden ser agentes del mercado.

Pueden ser agentes del mercado los sujetos que intervienen en el suministro de energía eléctrica relacionados a continuación:

Productores de energía eléctrica: personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción.

Comercializadores: sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren o venden energía a otros sujetos del sistema en los términos establecidos en la normativa aplicable.

Comercializadores de referencia: comercializadores que tienen las funciones que la normativa establezca, entre otras la venta a consumidores finales a precio voluntario al pequeño consumidor.

Consumidores directos en mercado: consumidores que adquieran energía eléctrica directamente en el mercado.

Representantes: agentes que actúan por cuenta de cualquier sujeto a los efectos de su participación en el mercado y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas. La representación por cuenta ajena podrá ser indirecta, cuando el representante actúa en nombre propio, o directa, cuando el representante actúa en nombre del representado. En los casos de representación indirecta, los efectos del negocio jurídico realizado por el representante se imputan directamente a éste, sin perjuicio de la relación interna que le ligue con su representado.

4.2 Adquisición de la condición de agente del mercado.

Para adquirir la condición de agente del mercado, los productores, comercializadores, consumidores directos en mercado, y representantes definidos en el apartado 4.1 anterior deberán cumplir los siguientes requisitos:

– Ser titular de instalaciones válidamente inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, o en caso de comercializadores y consumidores directos en mercado, haber realizado la oportuna comunicación de inicio de actividad según corresponda, o bien acreditar la calidad de representante de alguno de los sujetos anteriores. Los representantes de los sujetos para acreditarse como agente del mercado, deberán acreditar su condición a través del correspondiente poder notarial, así como su actuación por cuenta propia o ajena.

– Haber adquirido la condición de sujeto del sistema eléctrico.

– Haberse adherido expresamente a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica en el correspondiente contrato de adhesión, en los términos recogidos en el anexo 3 de la presente disposición.

– Haber declarado un código de agente válido al operador del mercado, asociado a un Número de Identificación Fiscal (NIF) que no pertenezca a ningún otro agente del mercado. Cada agente del mercado tendrá un único NIF, y cada NIF corresponderá a un único agente del mercado.

Una vez cumplidos los requisitos para la adquisición de la condición de agente del mercado, el operador del mercado procederá en los dos días hábiles posteriores al cumplimiento de dicha condición, a completar el proceso de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado, pudiendo el agente actuar a partir del tercer día hábil una vez aportada toda la documentación necesaria, para la participación en los correspondientes mercados y sesiones.

En el proceso de alta los agentes deberán comunicar las direcciones de correo electrónico para las comunicaciones entre el operador del mercado y el agente, diferenciando según se establece en el proceso de alta entre las diferentes actividades del mercado. El operador del mercado mantendrá activas todas las direcciones de correo electrónico dadas de alta salvo que estás sean dadas de baja en el servidor de correo del agente y dicha baja se mantenga al menos durante 3 meses sin notificación del agente, en cuyo caso serán dadas de baja en el mercado como direcciones de contacto.

4.3 Agentes con posibilidad de entrega física.

La energía negociada a plazo, cuya liquidación por entrega física sea solicitada por su titular, podrá ser integrada en el mercado diario de producción, en especial la que provenga de las entidades contempladas en el Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica.

Los agentes del mercado a plazo con posibilidad de entrega física serán los agentes del mercado que sean además agentes de liquidación física del mercado a plazo o que dispongan de un contrato con un agente de liquidación física del mercado a plazo.

Regla 5.ª *Vendedores.*

5.1 Mercado diario.

Son vendedores en el mercado diario:

a) Los titulares de aquellas unidades de producción inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica;

b) Los comercializadores que vendan en sistemas eléctricos de países que no sean de la Unión Europea cuya participación como vendedores en los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica esté autorizada;

c) Los comercializadores que hayan realizado un contrato de adquisición de energía con empresas autorizadas a la venta de energía eléctrica en países de la Unión Europea o terceros países, así como con productores nacionales de electricidad.

d) Los comercializadores y consumidores directos del sistema eléctrico balear, sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria primera del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico. En el marco de lo establecido por dicha disposición transitoria, y en tanto no se haya producido la revisión allí prevista, las referencias en las presentes reglas a los sujetos mencionados habrán de entenderse hechas únicamente a los comercializadores de referencia.

e) Los agentes productores, comercializadores u otros, que actúen como agente representante de los anteriormente citados.

Los vendedores de energía eléctrica en el mercado diario presentarán al operador del mercado ofertas de venta de energía eléctrica por cada una de las unidades de venta de que sean titulares y para los periodos de programación de un mismo horizonte diario de programación en el mercado diario.

Los titulares de las unidades de producción a que se refiere la letra a) previa estarán obligados a presentar ofertas de venta de energía eléctrica al operador del mercado por cada una de dichas unidades de producción de que sean titulares para todos y cada uno de

los periodos de programación de un mismo horizonte diario de programación, hasta el límite de su capacidad de producción, salvo en los supuestos previstos en el artículo 25 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas.

Los comercializadores a los que se refiere la letra b) previa, podrán participar como vendedores según su autorización ministerial.

Los comercializadores a los que se refiere la letra c) previa, podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica por la energía adquirida en dichos contratos para los periodos de programación del horizonte diario correspondiente, o vender dicha energía a sus consumidores mediante un contrato bilateral con su unidad de adquisición. Así mismo, cada una de las instalaciones de producción comprendidas en el contrato de adquisición y los titulares de cada una de ellas, deben ser comunicados al operador del mercado en el proceso de asociación a la unidad de oferta de venta Las partes firmantes del contrato de adquisición estarán obligadas a aportar al operador del mercado toda aquella documentación requerida por este último a efectos de la correcta identificación de tales instalaciones de producción.

Los comercializadores y consumidores directos a los que se refiere la letra d) previa, no podrán presentar oferta de venta de energía hasta la publicación de la orden del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a la que se refiere el artículo 3 del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre.

Los agentes representantes a los que se refiere la letra e) previa, podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica para aquellos periodos de programación de un mismo horizonte diario de programación que consideren oportunos, o comunicar la ejecución de un contrato bilateral.

Los titulares de unidades a los que se refieren las letras a) a c) previas, que estén autorizados a notificar el uso de derechos de capacidad, o ejecutar contratos bilaterales firmes previos al mercado diario, podrán operar para la ejecución de los contratos asociados a dichos procesos con una unidad de programación genérica, en el sistema eléctrico portugués y/o español según corresponda.

En cada hora en la que el saldo neto de la unidad de programación genérica sea comprador en los bilaterales y notificaciones de uso de capacidad previos al mercado diario en los que participa dicha unidad de programación genérica, dicho saldo será el máximo que puede vender en el mercado diario la unidad de oferta genérica de venta.

Los titulares correspondientes a las letras a) a c) previas, que pueden vender energía con la unidad de oferta genérica de venta, deberán participar con ofertas de venta de dicha unidad por dicho saldo comprador, exceptuado el volumen de energía comprometida por esa unidad en contratos bilaterales que no sean previos al mercado diario.

Los agentes podrán solicitar al operador del mercado la presentación en su nombre de una oferta con un solo bloque al precio que el agente indique, de las unidades de oferta genéricas de venta por dicho saldo. El agente podrá cambiar en cualquier momento el precio de su oferta, aplicando este nuevo precio en la siguiente presentación de dichas ofertas por parte del operador de mercado en nombre del agente. La oferta será creada para cada sesión del mercado diario, en el momento de recibirse y publicarse en el sistema del operador del mercado la información de contratos bilaterales firmes previos al mercado diario. Si en el momento de recibirse dicha información de los contratos bilaterales firmes previos al mercado diario ya ha sido presentada por el agente una oferta de la unidad de oferta genérica de venta, para la sesión del mercado diario, no se creará la oferta en su nombre. Una vez creada la oferta en nombre del agente, y hasta el cierre de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario, el agente podrá gestionar su oferta como cualquier otra, pudiendo anularla o presentar otra oferta válida de la unidad de oferta genérica de venta, que sustituirá a la última presentada, incluida la presentada en su nombre.

5.2 Mercados intradiarios.

Podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica en los mercados intradiarios todos los agentes del mercado.

Los agentes titulares de unidades de oferta genérica de venta que por un error en la gestión de dichas unidades no tuvieran un programa nulo en el Programa Base de

Funcionamiento, deberán participar en los mercados intradiarios para disminuir su programa hasta obtener un programa final nulo.

Regla 6.ª *Compradores.*

6.1 Mercado diario.

Son compradores en el mercado diario:

a) Los comercializadores y consumidores directos en mercado que estén autorizados a comprar. Igualmente son compradores las instalaciones de producción de energía eléctrica que estén autorizadas a comprar y estén inscritas en el registro correspondiente.

b) Los comercializadores podrán presentar ofertas de compra de energía eléctrica.

c) Los comercializadores que compren en sistemas eléctricos de países que no sean de la Unión Europea podrán participar como compradores según su autorización ministerial.

d) Los agentes productores, comercializadores u otros, que actúen como agente representante de los anteriormente citados.

Los titulares de unidades que están autorizados a notificar el uso de derechos de capacidad, o ejecutar contratos bilaterales firmes previos al mercado diario, podrán operar para la ejecución de los contratos asociados a dichos procesos con una unidad de programación genérica, en el sistema eléctrico portugués y/o español según corresponda.

En cada hora en la que el saldo neto de la unidad de programación genérica sea vendedor en los bilaterales y notificaciones de uso de capacidad previos al mercado diario en los que participa dicha unidad de programación genérica, dicho saldo será el máximo que puede comprar en el mercado diario la unidad de oferta genérica de compra.

Los titulares que pueden comprar energía con la unidad de oferta genérica de compra, deberán participar con ofertas de compra de dicha unidad por dicho saldo vendedor, exceptuado el volumen de energía comprometida por esa unidad en contratos bilaterales que no sean previos al mercado diario.

Los agentes podrán solicitar al operador del mercado la presentación en su nombre de una oferta simple, indicando el precio al que se realizará dicha oferta, de la unidad de oferta genérica de compra, por dicho saldo. El agente podrá cambiar en cualquier momento el precio de su oferta, aplicando este nuevo precio en la siguiente presentación de dichas ofertas por parte del operador de mercado en nombre del agente. La oferta será creada para cada sesión del mercado diario al precio indicado, en el momento de recibirse y publicarse en el sistema del operador del mercado la información de contratos bilaterales firmes precios al mercado diario. Si en el momento de recibirse dicha información de los contratos bilaterales firmes previos al mercado diario ya ha sido presentada por el agente una oferta de la unidad de oferta genérica de compra, para la sesión del mercado diario, no se creará la oferta en su nombre. Una vez creada la oferta en nombre del agente, y hasta el cierre de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario, el agente podrá gestionar su oferta como cualquier otra, pudiendo anularla o presentar otra oferta válida de la unidad de oferta genérica de compra, que sustituirá a la última presentada, incluida la presentada en su nombre.

6.2 Mercados intradiarios.

Podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en los mercados intradiarios todos los agentes del mercado.

Los agentes titulares de las unidades de oferta genérica de compra que por un error en la gestión de dichas unidades no tuvieran un programa nulo en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), deberán participar en los mercados intradiarios para disminuir su programa hasta obtener un programa final nulo.

Regla 7.ª *Condiciones de adhesión a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica.*

1. La participación de los vendedores y compradores en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica exige su adhesión a las presentes Reglas y el cumplimiento de los demás requisitos establecidos en las mismas y en la normativa en vigor.

2. Los compradores y vendedores que deseen actuar en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica deberán solicitarlo ante OMI, Polo Español S.A. (OMIE).

3. El solicitante deberá presentar los siguientes documentos:

– Documento acreditativo, con la necesaria fehaciencia, de las facultades del firmante de la solicitud y, en su día, del firmante del contrato de adhesión.

– Número de Identificación Fiscal (NIF) de la entidad presentadora de la solicitud.

– Aquella documentación requerida por el operador del mercado para posibilitar la actuación y participación efectiva del solicitante en dicho mercado, entre otra y a meros efectos indicativos, personas de contacto con las diferentes direcciones del operador del mercado, datos de unidades de venta, de adquisición y de unidades físicas, datos de liquidación y facturación, ficha de medios técnicos y de comunicación, indicando las características del sistema informático del futuro agente para acceder al Sistema de Información del Operador del Mercado.

– Cualquier otra documentación exigible conforme a la normativa aplicable, especialmente la relativa a las autorizaciones administrativas e inscripciones en los registros que sean necesarias.

El operador del mercado establecerá un procedimiento electrónico para la cumplimentación de la documentación requerida.

A los efectos de facilitar la aportación de la mencionada documentación por el solicitante, el operador del mercado publicará en su página web un documento electrónico titulado «Guía de Acceso al Mercado» donde se incluirán los modelos a aportar y la documentación a presentar.

4. En caso de actuaciones a través de la figura del representante, dicho representante deberá acreditar su condición mediante la presentación del correspondiente poder notarial donde deberá especificar si el representante actúa por cuenta ajena y en nombre del representado o si actúa por cuenta ajena y en nombre propio.

En caso de la utilización de la figura del representante, su ámbito de actuación comprenderá la representación de todas las actividades y actuaciones en los mercados del representado, sin que pueda admitirse la actuación en los mercados de más de un representante por representado o la actuación de un representado y su representante simultáneamente.

Los representantes que actúen por cuenta ajena y en nombre propio deberán adherirse a las presentes reglas y adquirir la condición de agente del mercado.

En el caso de representantes que actúen por cuenta ajena y en nombre del representado, será este último el que deberá adherirse a las presentes Reglas y adquirir la condición de agente del mercado. El representante podrá elegir entre adquirir tal condición o no.

Además de lo anterior, se estará a lo dispuesto en la normativa de aplicación en lo relativo a las limitaciones que afecten a la representación.

Los titulares de instalaciones pertenecientes a fuentes de energía renovable (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos que sean representados por un representante en nombre propio se entenderán adheridos a las presentes reglas a través de la adhesión de dicho representante.

Los titulares de instalaciones de producción con fuentes de energía que no sea renovable que no forman parte de una unidad de gestión hidráulica, cogeneración de alta eficiencia o residuos, podrán acceder al mercado por medio de un representante común. Estos representantes comunes no podrán agrupar en ningún caso unidades de producción.

Una persona física o jurídica no podrá ostentar la condición de representante común (con facultades ordinarias) de un agente del mercado cuando exista conflicto de interés o se ponga en riesgo o perjudique la libre competencia del mercado. En particular no se podrán llevar a cabo las siguientes actuaciones:

– Un mismo representante común no podrá actuar por cuenta de dos o más operadores dominantes en el sector eléctrico.

– Un mismo representante común no podrá actuar por cuenta de dos o más operadores principales en sector eléctrico.

– Un representante común que sea operador dominante solo podrá representar instalaciones de producción de las que posea una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento de su capital.

– Un representante común que sea operador principal solo podrá representar instalaciones de producción de las que posea una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento de su capital. Esta restricción no será de aplicación a las instalaciones de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables que no formen parte de una unidad de gestión hidráulica, ni a la cogeneración de alta eficiencia, ni a los residuos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 13.7 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, a la gestión y venta de energía procedente de las instalaciones de producción próxima a las de consumo y asociadas a las mismas en los casos de suministro con autoconsumo con excedentes realizado con tecnologías de generación renovable, no les serán de aplicación las limitaciones previstas en los artículos 53.5 y 53.6 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

El titular de una instalación de producción a partir de fuentes de energía renovable que no formen parte de una unidad de gestión hidráulica, cogeneración de alta eficiencia o residuos, podrá participar en el mercado, directa o indirectamente, mediante un agente representante. Este representante es cualificado porque podrá presentar las ofertas por el conjunto de instalaciones de este tipo a las que representa, agrupadas en una o varias unidades de venta.

Conforme a la normativa de general aplicación se procederá a dar cuenta a las autoridades regulatorias o de competencia de aquellas conductas que, en materia de representación, ya sea común o cualificada como agente representante, pudieran suponer una práctica restrictiva de la competencia, un abuso de posición dominante o cualquier otra posible conducta contraria a la libre competencia.

5. Presentada la solicitud de adhesión, el operador del mercado podrá comprobar que el solicitante dispone de los medios técnicos necesarios para realizar las actividades que le correspondan por su participación en el mercado y que cumple las condiciones de presentación de ofertas de compra y venta de energía eléctrica a las que se refieren las presentes reglas. En particular, es condición necesaria para la suscripción del Contrato de Adhesión que el solicitante esté conectado por medio de la red de comunicaciones al Sistema de Información del Operador del Mercado y disponga de los medios homologados a que se refieren estas reglas para realizar las comunicaciones electrónicas que exija su participación en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica. El operador del mercado podrá establecer, a los efectos de lo establecido en esta regla, un sistema de pruebas que deberá superar el solicitante.

La habilitación en los medios de comunicación electrónica del operador del mercado se conferirá con carácter personal e intransferible a la persona física determinada que actúe en nombre del agente.

Nadie podrá ser habilitado simultáneamente para actuar en nombre de más de un agente en los susodichos medios.

Se exceptúa de lo previsto en el párrafo anterior la actuación en nombre de varios agentes cuando dichos agentes sean entidades que formen parte de un mismo de grupo de sociedades, definido este conforme a lo establecido en el artículo 42.1 del Código de Comercio. A estos efectos deberá presentarse al operador del mercado certificación del órgano competente de las sociedades o del auditor de cuentas en la que se haga constar dicha circunstancia.

Se exceptúan igualmente de la limitación de habilitación simultánea los supuestos en los que las disposiciones vigentes sobre el sector eléctrico prevén la intervención de una entidad como representante de otras entidades siempre dentro de los límites en que dicha representación está autorizada.

El operador del mercado no estará obligado a hacer pública la información a la que acceda la persona habilitada que actúe en nombre de varios agentes por el mero hecho de acceder dicha persona a la información correspondiente a los varios agentes en cuyo nombre actúa.

6. Realizadas las actuaciones y comprobaciones establecidas en los apartados anteriores, el solicitante suscribirá el Contrato de Adhesión a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad.

7. La adquisición de la condición de agente del mercado diario de producción se producirá cuando se haya constatado por el operador del mercado el cumplimiento de todos y cada uno de los requisitos previstos en el artículo 7.1 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

Regla 8.ª *Prestación de garantías.*

Suscrito el Contrato de Adhesión, el agente del mercado deberá prestar ante el operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación como participante en el mercado, en los términos establecidos en el Contrato de Adhesión y en estas reglas. La falta de garantías suficientes para avalar una oferta deudora en los términos establecidos impedirá la aceptación de esa oferta del agente. El régimen de la garantía será el establecido en estas reglas.

La falta de aportación de garantías por los titulares de unidades de adquisición para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de la liquidación del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, impedirá la participación de estas unidades en los diferentes mercados de producción de energía eléctrica.

Regla 9.ª *Comunicaciones de las altas y bajas de unidades de oferta de agentes del mercado.*

9.1 Comunicación al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

El operador de mercado comunicará al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las altas y bajas de todas las unidades de oferta de los agentes de dicho mercado en un plazo que no podrá exceder de quince días hábiles desde la entrada en vigor de tales altas y bajas. En este mismo plazo el operador de mercado hará constar dichas altas y bajas en su web pública indicando específicamente estos supuestos.

Se considerará que una entidad ha adquirido la condición de agente del mercado cuando se haya constatado por el operador del mercado el cumplimiento de todos y cada uno de los requisitos previstos en el artículo 7.1 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

Se considerará que un agente ha causado baja en el mercado cuando se haya constatado por el operador del mercado el incumplimiento de alguno de los requisitos previstos en el artículo 7.1 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

9.2 Comunicaciones de las altas como agentes del mercado.

A efectos de comunicaciones se consideran interesados en el alta de unidades de oferta de un agente del mercado todos los agentes del mercado.

El operador del mercado publicará en su web pública una lista completa de los agentes del mercado. Igualmente publicará la lista completa de las unidades de oferta de todos los agentes del mercado con indicación de si dicha unidad de oferta está de alta o ha causado baja en el mercado.

9.3 Comunicación de las bajas de representación.

El operador del mercado comunicará el hecho de una baja sobrevenida de un agente representante tan pronto sea conocido, tanto a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como al comercializador de referencia correspondiente, a efectos de que comience a ejercer su función de representación de las instalaciones de producción afectadas. Si el titular de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos representadas no hubiese comunicado los comercializadores de referencia que deben actuar como representante de sus instalaciones en caso de baja del representante de dicho titular, el operador del mercado comunicará la

baja de representación a todos los comercializadores de referencia del sistema eléctrico en el que están dadas de alta las unidades de oferta de representación de sus instalaciones.

Regla 10.ª *Suspensión de participación de unidades de oferta de un agente del mercado.*

En caso de comunicación de la suspensión de unidades de programación de un sujeto del sistema eléctrico, por parte de los operadores del sistema, el operador del mercado procederá a suspender la actuación de las correspondientes unidades de oferta en el mercado a partir de las sesiones del mercado posteriores a dicha comunicación.

Aquellas unidades de oferta de adquisición que no hayan satisfecho los requerimientos de garantías para cubrir el posible déficit en las liquidaciones del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica según lo establecido en la Regla «Régimen de determinación del importe de las garantías y método de su constitución», serán suspendidas por el operador del mercado.

La suspensión de unidades por parte del operador de mercado se comunicará al operador del sistema español o portugués al que corresponda la unidad de programación, que procederá a suspender la actuación de dichas unidades de adquisición a partir de la recepción de la comunicación.

CAPÍTULO TERCERO

Ofertas

Regla 11.ª *Características generales de las ofertas.*

Las ofertas de compra o venta de energía eléctrica deben ser presentadas por los agentes o por su representante al operador del mercado por cada unidad de venta o adquisición de las que sean titulares y para cada periodo de programación de un mismo horizonte de programación.

Los precios de las ofertas de venta y adquisición para el mercado diario y los mercados intradiarios de subasta y mercado continuo, deberán estar comprendidos dentro de los límites de precio máximos y mínimos establecidos en el anexo 2 para cada mercado.

Dichas ofertas pueden ser simples o complejas (con condiciones) en razón de su contenido.

Las ofertas simples deben contener un precio y una cantidad de energía, sin incluir ninguna condición compleja que deba ser tenida en cuenta en la casación.

Las ofertas complejas, además de cumplir con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan una, varias o la totalidad de las condiciones complejas que deben ser consideradas en el proceso de casación.

Regla 12.ª *Alta de las unidades de venta o de adquisición en el sistema de información del operador del mercado.*

El operador del mercado dará de alta las unidades de venta o adquisición en el Sistema de Información del Operador del Mercado, con los datos que el agente titular de dicha unidad haya registrado en el registro correspondiente, con los datos de las autorizaciones administrativas, y con los aportados por el agente titular de la unidad. Los datos del Sistema de Información del Operador del Mercado serán:

– Código de la unidad de venta o adquisición (definido por el operador del mercado).
– Descripción de la unidad de venta o adquisición.
– Tipo de la unidad de venta o adquisición.
– Código del sistema eléctrico en el que opera la unidad.
– Código interno del sistema eléctrico español.
– Energía horaria máxima a efectos de validación, en MWh con un máximo de un decimal (de cada una de las unidades físicas de que se compone en el caso de las unidades de venta).
– Gradiente máximo de subida y bajada, MW/h con un máximo de un decimal, para las unidades de venta.
– Porcentaje de propiedad del titular o titulares en dicha unidad.

Cuando la unidad de oferta de venta sea de representación de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos, cada titular de dichas instalaciones asociadas a la unidad de oferta, o su representante en su nombre, deberá comunicar en el proceso de asociación de la instalación a la unidad de oferta el comercializador de referencia que vaya a actuar como representante en caso de suspensión de la representación comunicada.

Las instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos podrán tener desde el primer día del mes siguiente al acta de puesta en servicio un representante diferente del comercializador de referencia que les corresponda. Las instalaciones que no dispongan de acta de puesta en servicio, para tener un representante diferente del comercializador de referencia que les corresponda, deberán presentar la inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Para los representantes de instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos, existe la posibilidad de agrupar ofertas de sus representados, de modo que exista la posibilidad de una posición final neta de todos los representados frente al mercado.

Cuando las instalaciones de producción de energía eléctrica se declaren como parte de un contrato de adquisición con un comercializador, corresponderá al comercializador comunicar al operador del mercado el titular de cada una de dichas instalaciones asociadas a la unidad de oferta de venta. Sin perjuicio de lo anterior, las partes firmantes del contrato de adquisición estarán obligadas a aportar al operador del mercado toda aquella documentación requerida por este último a efectos de la correcta identificación de tales instalaciones de producción.

El código del sistema eléctrico indica, en el caso de España y Portugal, el sistema eléctrico en el que se produce la venta o adquisición de energía. En el caso de ser unidades externas al sistema ibérico, formado por los sistemas eléctricos de España y Portugal, indica la interconexión a través de la que se realiza la transacción, pudiendo ser de importación o exportación, y corresponden a las interconexiones con los sistemas de Francia, Andorra y Marruecos. Cada agente autorizado podrá definir una única unidad para la importación o exportación a través de cada una de las fronteras citadas.

Para las interconexiones entre sistemas eléctricos con subastas coordinadas de capacidad, con entrega física, la unidad de importación y exportación se denominará unidad con derechos previos, existiendo una única unidad para la importación y una única unidad para la exportación, para cada agente autorizado. Las unidades de importación y exportación asignadas con derechos previos de capacidad no podrán presentar ofertas

Existen dos zonas de oferta, correspondientes a las zonas portuguesa y española. Cada una de estas zonas de oferta tendrá su propio precio. Las unidades de oferta que operan a través del sistema eléctrico con Andorra y Marruecos pertenecen a la zona de oferta española.

Se darán de alta dos unidades de oferta genérica, en el sistema eléctrico portugués y, en su caso, español según corresponda, una de venta y otra de adquisición, asociadas a la misma unidad de programación genérica, para la negociación en el mercado diario de los saldos de energía previos al mercado diario, correspondientes a la notificación del uso de derechos de capacidad, y contratos bilaterales firmes previos al mercado diario. Las unidades de oferta genéricas no podrán presentar ofertas en el mercado intradiario continuo.

El código interno del sistema eléctrico español identifica las unidades de oferta de compra o de venta, para la compra o venta de energía en el sistema eléctrico peninsular o a través de la conexión con el sistema eléctrico balear.

Las unidades de oferta de compra o de venta de energía del sistema eléctrico peninsular español, solamente podrán tener asociadas unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español, y las unidades de venta o adquisición a través de la conexión con el sistema eléctrico balear solamente podrán tener asociadas unidades de programación para la compra o venta a través de la conexión con el sistema eléctrico balear.

Cada unidad de oferta, sea de venta o de compra, corresponderá con una unidad de programación. Una unidad de programación no podrá estar asociada a más de una unidad de oferta.

Una unidad de oferta de un representante en nombre propio y por cuenta de terceros podrá incluir energía de varios representados. Una unidad de oferta de un representante en nombre y por cuenta de terceros solamente podrá incluir energía de un representado.

Una unidad de oferta deberá contener exclusivamente unidades que desarrollen un solo tipo de actividad (productores de energía eléctrica, comercializadores o consumidores directos en mercado).

La energía horaria máxima declarada de las unidades por el agente estará limitada al valor máximo del registro correspondiente, o a la autorización ministerial correspondiente en su caso.

La energía máxima de una unidad de venta o adquisición es la suma de la energía máxima declarada por el agente de cada una de las unidades físicas que componen dicha unidad de venta o adquisición.

La energía máxima de las unidades físicas estará limitada a la potencia bruta máxima inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Para las instalaciones de producción que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales la potencia máxima de las unidades físicas estará limitada a la potencia bruta máxima inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica multiplicada por un coeficiente de 1,2.

Durante la realización de las pruebas oficiales de certificación de nueva potencia, el agente podrá solicitar un valor de energía máxima superior al inscrito en el registro en dicha instalación, para la realización de las pruebas. El valor de energía máxima será de aplicación a todos los periodos de programación de los días naturales durante los que se realicen dichas pruebas.

El alta de una unidad de programación de un sujeto que sea agente del mercado será simultánea con el alta de la unidad de oferta del agente. Para un agente del mercado no podrá existir una unidad de oferta sin unidad de programación, ni una unidad de programación sin unidad de oferta.

Los titulares de unidades de adquisición nacionales que no sean agentes del mercado deberán darse de alta como tales ante el operador del mercado a partir de la entrada en vigor de la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025.

Si una unidad de oferta dada de alta en el sistema, es dada de baja para una fecha por el agente titular de dicha unidad, o ésta queda con una potencia máxima nula por no tener asociada ninguna unidad física por solicitud de cambios de asociación, quedarán anuladas todas las ofertas presentadas para las sesiones del mercado diario a partir de la fecha para la que se ha solicitado la baja o la unidad ha quedado con potencia máxima nula. Igualmente quedará retirada la oferta por defecto aplicando dicha retirada para el primer día para el que la unidad está de baja o tiene una potencia máxima nula.

De acuerdo a lo regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, las instalaciones con derecho a percibir el ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, deberán constituir una unidad de oferta y su unidad de programación correspondiente asociando únicamente una instalación. En el caso de las instalaciones de producción correspondientes a tecnología de cogeneración referidas en el artículo 2.1.c) del mencionado real decreto-ley, la unidad de oferta y su unidad de programación podrán agregar diferentes instalaciones siempre que todas ellas tengan derecho a percibir dicho ajuste. Los agentes responsables de las instalaciones referidas en el artículo 2.1 de este mismo real decreto-ley, deberán identificar las unidades de oferta beneficiarias del ajuste ante el operador del mercado.

Una vez que el agente de mercado solicite la identificación y sea aprobada, le será de aplicación el mecanismo de ajuste a partir de la siguiente casación del mercado diario y nunca sobre fechas cuya casación del mercado diario ya se hubiera producido.

Cualquier otro cambio que se produzca en la configuración de las unidades de oferta que tengan impacto sobre la participación en el mercado de una instalación o en sus liquidaciones no tendrán efecto sobre fechas cuya casación del mercado diario ya se hubiera producido.

Unidades Porfolio o Cartera de Negociación.

Los agentes podrán optar por participar en el mercado intradiario continuo a través de unidades de oferta o de unidades porfolio. En ambos casos, la unidad estará asociada a un sistema eléctrico específico (España o Portugal).

Cada agente del mercado podrá disponer, previa solicitud, de una única pareja de unidades porfolio (compra/venta) por cada tipo de actividad y por cada sistema eléctrico donde el agente tenga dos o más unidades de oferta de alta en el sistema del Operador de Mercado.

Por defecto, todas las unidades ofertantes del agente que estén dadas de alta en el sistema de información del mercado y que compartan actividad y sistema eléctrico con la pareja de unidades porfolio, se encontraran asociadas al porfolio para poder recibir energía en el proceso de desagregación. Una unidad de oferta únicamente puede estar asociada a una pareja de unidades porfolio.

Los agentes tendrán la posibilidad, para cada pareja de unidades porfolio, de excluir de la asociación las unidades ofertantes en las que no deseen desagregar energía. Una unidad excluida de un porfolio, estará excluida tanto de la unidad porfolio de compra como de la unidad porfolio de venta. Los agentes podrán volver a incluir unidades que fueron excluidas.

El límite máximo de exclusión de unidades ofertantes será tal que nunca haya menos de dos unidades ofertantes en las que pueda desagregar la pareja de unidades porfolio.

Las unidades porfolio de la actividad de generación deberán contener dos o más unidades de oferta de actividad de generación, y las unidades porfolio de las distintas actividades de adquisición deberán contener dos o más unidades de oferta de adquisición de la misma actividad, teniendo en cuenta que las siguientes unidades de oferta no podrán estar asociadas a una unidad porfolio:

– Las unidades de representación en nombre y por cuenta ajena.
– Las unidades de importación y exportación con derechos previos.
– Las unidades genéricas.
– Las unidades de comercialización de referencia.
– Las unidades pertenecientes al sistema eléctrico español zona balear.

Las unidades porfolio únicamente podrán participar en el mercado intradiario continuo, no estando habilitadas para su participación en las subastas.

Para aquellos agentes que, por razones de la adecuada asignación de los impuestos, OMIE necesite disponer de las transacciones realizadas a nivel de unidad de oferta, el agente deberá actuar en el mercado continuo a través de dichas unidades de oferta (p.e. consumidores directos en mercado con derecho a reducción en el impuesto de electricidad).

Regla 13.ª *Tiempo de presentación de las ofertas.*

1. En el mercado diario, las ofertas deberán recibirse en los servidores de información del operador del mercado antes del cierre del periodo de aceptación de ofertas. Los horarios de las operaciones en los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica correspondiente al mercado diario se describen en las reglas finales.

2. Para el mercado intradiario de subastas, el operador del mercado determinará el momento de apertura y de cierre del periodo de presentación y aceptación de ofertas y lo comunicará a los agentes. Las ofertas deberán recibirse en los servidores de información del operador del mercado antes del cierre del periodo de aceptación de ofertas. Los horarios de las operaciones en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica correspondiente a los mercados intradiarios se describen en las reglas finales y anexos.

3. La hora de recepción será la que indique el Sistema de Información del Operador del Mercado en el momento de la recepción.

4. Para el mercado intradiario continuo, las ofertas serán presentadas, para los contratos en negociación, en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado y enviadas a la

Plataforma de Contratación Continua Europea, quien verificará su tiempo de recepción con relación del periodo de presentación y aceptación de ofertas.

Regla 14.ª *Lugar de presentación de las ofertas.*

Las ofertas deberán presentarse en los servidores de información del operador del mercado por el medio electrónico que éste habilite al efecto.

Los medios electrónicos disponibles para la recepción de ofertas desde la entrada en vigor de estas reglas serán alguno o algunos de los siguientes:

– Acceso a través de Internet.
– Acceso a través de líneas dedicadas, para aquellos agentes que lo soliciten.

El agente es responsable de la contratación, alquiler, mantenimiento y continuidad del correcto funcionamiento de los medios de comunicación que decida utilizar para acceder al Sistema de Información del Operador del Mercado, no siendo responsable el operador del mercado de cualquier deficiencia ajena a sus propios sistemas de información. En particular la utilización de los agentes de sistemas automáticos de conexión deberá ser supervisada por los mismos, no pudiendo atribuirse al operador del mercado responsabilidades que le son ajenas.

El ordenador PC compatible deberá estar conectado con el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Si el agente decide conectarse a través de Internet puede utilizar cualquier medio de comunicación para conectarse a un proveedor de Internet (ISP).

Si el agente decide instalar líneas dedicadas, deberá ponerse en contacto con el operador del mercado para los detalles técnicos de instalación y configuración.

El operador del mercado podrá actualizar los medios de comunicación de su sistema informático para incorporar los avances tecnológicos que se puedan producir.

El operador del mercado mantendrá informados a los agentes de las modificaciones que incorpore en su sistema informático en cada momento.

El operador del mercado podrá introducir restricciones a la interacción con el Sistema de Información del Operador del Mercado a través de aplicaciones informáticas, pudiendo imponer límites generales al número de peticiones que las aplicaciones utilizadas por los agentes de mercado puedan realizar al Sistema de Información del Operador del Mercado en un periodo de tiempo, con la intención de prevenir situaciones que puedan poner en riesgo el correcto funcionamiento del mercado. Adicionalmente, el operador de mercado podrá restringir el acceso a aquellas aplicaciones utilizadas por un determinado agente de mercado que pongan en riesgo el correcto funcionamiento del Sistema de Información del Operador del Mercado, lo cual se comunicará al agente, a través de la información de contacto declarada por el agente en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Los vendedores o compradores realizarán la comunicación de sus ofertas de compra o venta de energía eléctrica al operador del mercado asumiendo los costes y la responsabilidad de la contratación y el mantenimiento del servicio de los medios de comunicación que el agente estime necesarios para el envío de las ofertas de compra o venta.

El operador del mercado informará a los vendedores o compradores del resultado de las verificaciones de sus ofertas y del resultado del proceso de casación de las mismas mediante la puesta a disposición en los servidores de información del Sistema de Información del Operador del Mercado. A dicha información se podrá acceder en la forma indicada anteriormente.

Regla 15.ª *Verificación de las ofertas.*

Sin perjuicio de las verificaciones específicas para los mercados diario e intradiario, que figuran en las reglas reguladoras de dichas materias, las ofertas de compra o venta presentadas por los agentes serán verificadas por el operador del mercado, como condición previa a su posible aceptación, de acuerdo con la presente regla.

La verificación de las ofertas por parte del operador del mercado no modifica la responsabilidad del agente por las ofertas indebidas que pueda haber presentado.

15.1 Verificación del estado de la sesión para la presentación de ofertas.

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta en su sistema informático, conforme a la hora de recepción disponible en dicho sistema informático, que esta hora de recepción es anterior al momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas y posterior a la apertura de la sesión en el caso del mercado intradiario de subastas y abierta la negociación para los contratos programados en el mercado intradiario continuo.

En el caso de presentación de ofertas por fichero a sesiones de subastas, si éste ha comenzado a recibirse en el Sistema de Información de Operador del Mercado antes de la hora límite de recepción de ofertas y el formato del fichero es correcto, se realizará el proceso de validación de todas las ofertas incluidas en dicho fichero considerando a efectos de control de la hora límite de presentación de ofertas la hora de inicio de recepción del fichero, insertándose cada oferta con el resultado de la validación con la fecha y hora de finalización de la validación en el sistema de información del operador del mercado.

En el caso de presentación de ofertas al mercado intradiario continuo el momento considerado para la verificación será el que establezca la Plataforma de Contratación Continua Europea.

15.2 Verificación del agente.

El operador del mercado verificará:

– Que el agente está dado de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado y que no ha sido suspendido como sujeto del sistema eléctrico por el operador del sistema correspondiente.

– Que el agente está habilitado para presentar ofertas para la unidad de venta o adquisición en el momento de presentación de la misma y para el periodo de programación para el que se presenta la oferta o comunicación de ejecución del contrato bilateral.

– Que el agente dispone de las garantías suficientes para la presentación de la oferta de acuerdo con las condiciones de verificación del cumplimiento de garantías. Si se trata de una unidad de venta de titularidad compartida, se verificará que cada uno de los agentes propietarios disponen de las garantías suficientes para la presentación de la oferta en el importe que corresponda en cada caso.

15.3 Verificación de la unidad de oferta.

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta de venta o compra, que las instalaciones que integran la unidad de venta, por la que se presenta dicha oferta están dadas de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Asimismo, comprobará que la unidad de oferta no ha sido suspendida.

Regla 16.ª *Confirmación de las ofertas.*

El operador del mercado informará a los agentes de los siguientes extremos:

– Confirmación automática de la recepción de la oferta de energía eléctrica por los procedimientos que se establecen en estas reglas.

– Verificación en los términos establecidos en estas reglas de la oferta de energía eléctrica y comunicación del resultado de la verificación.

– Aceptación de la oferta de energía eléctrica, si el resultado de la verificación a que se refiere el apartado anterior es positivo e inclusión de dicha oferta en el proceso de casación en caso de superar las verificaciones previas a la realización del proceso de casación.

– Inclusión o no en el resultado de la casación y en su caso, las razones de su exclusión en los términos establecidos en las presentes reglas cuando así lo solicite.

La validación realizada por el sistema del operador de mercado será firme, incluso en el caso de desconexión del sistema del agente antes de la recepción de la respuesta a dicha validación.

Regla 17.ª *Firmeza de las ofertas.*

Las ofertas de compra o venta de energía, válidas y no sustituidas o anuladas presentadas por los vendedores o compradores al operador del mercado para cada una de las unidades de venta o de adquisición de las que sean titulares, devendrán firmes en el momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas.

CAPÍTULO CUARTO

Información y confidencialidad

Regla 18.ª *Confidencialidad y publicidad de la información.*

1. Los agentes se obligan a mantener confidenciales los datos relativos a la forma de acceso al Sistema Informático del Operador del Mercado, a custodiar las claves de acceso informático, y a comunicar a dicho operador del mercado cualquier incidencia relativa a la seguridad de la información.

2. El operador del mercado y los operadores del sistema se obligan a mantener la confidencialidad de la información que el vendedor y el comprador haya puesto a disposición de los mismos en la oferta económica de compra o venta de energía, de acuerdo con lo establecido en estas reglas.

3. La información correspondiente a los diferentes programas e informaciones asociadas a las unidades de venta se considerarán confidenciales hasta la celebración de la sesión del mercado diario correspondiente a los periodos de programación de 90 días posteriores a los periodos de programación de dichos programas.

4. La información correspondiente a la liquidación de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica de un agente se considerará confidencial para el resto de los agentes.

5. Los agentes sólo tendrán acceso a la información de otros agentes si ésta está de forma agregada.

6. Un agente del mercado podrá solicitar al operador del mercado la consulta de la información desagregada de cualquier agente en caso de reclamación relativa a una liquidación que le afecta.

Regla 19.ª *Publicación de información a los agentes para su operación en el mercado.*

El operador del mercado proporciona a los agentes del mercado toda la información necesaria para la realización de los procesos del mercado a través del Sistema de Información del Operador del Mercado y en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado. Para acceder a este sistema es necesaria la utilización de certificados de acceso proporcionados por el propio operador del mercado. En función del agente al que pertenece la persona que accede al sistema y los permisos de acceso de que dispone, el sistema proporciona la información accesible, respetando siempre los criterios de confidencialidad.

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado la información necesaria mediante los métodos y formatos establecidos en la versión vigente del documento "Modelo de ficheros para el intercambio de información entre OM y AM", en lo relativo a los ficheros intercambiados entre ambos, y publicado por el operador del mercado.

El operador del mercado informará a los agentes de mercado de la fecha de activación, suspensión o reactivación del Mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

La información publicada se puede clasificar en los siguientes conjuntos:

19.1 Información del mercado diario.

– Ofertas recibidas.
– Previsiones de demanda.
– El precio del gas natural en €/MWh que se corresponde con el parámetro P_{GN} regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.
– Precio de referencia del gas natural en €/MWh que se corresponde parámetro P_{RGN} regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

– Capacidades de intercambio en las interconexiones. Capacidades máximas y capacidades disponibles para el acoplamiento de mercados.
– Capacidades asignadas en interconexiones con asignación de capacidad.
– Indisponibilidades de las unidades.
– Garantías disponibles.
– Resultados del mercado diario:

• Precios marginales del programa diario resultante de la casación del mercado diario.
• Programa Diario Base de Casación (PDBC).
• Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

19.2 Información de los mercados intradiarios.

Subastas Intradiarias.

– Programa Diario Viable definitivo (PDVD).
– Ofertas recibidas.
– Previsiones de demanda.
– Capacidades máximas de intercambio en las interconexiones.
– Indisponibilidades de las unidades.
– Limitaciones a las unidades de oferta.
– Garantías disponibles.
– Resultados de los mercados intradiarios de subastas:

• Precios marginales del programa resultante de la casación del mercado intradiario de subastas.
• Programa Intradiario Base de Casación Incremental y Acumulado (PIBCI y PIBCA).
• Programa Horario Final (PHF).
• Horas anuladas por el operador del mercado o por los operadores del sistema.

Mercado intradiario continuo.

– Capacidades máximas de intercambio en las interconexiones.
– Limitaciones unitarias a las unidades de oferta.
– Indisponibilidades de las unidades de oferta.
– Garantías disponibles.
– Resultados del mercado intradiario continuo:

• Precios de referencia, volúmenes negociados, así como aquella información de carácter público que se considere relevante del mercado intradiario continuo.
• Programa Intradiario Base de Casación Incremental Continuo y Acumulado Continuo (PIBCIC y PIBCAC).
• Programa Horario Final Continuos (PHFC).
• Horas anuladas por el operador del mercado o por los operadores del sistema.

19.3 Información de las liquidaciones.

– Ficheros de liquidación: datos comunes.
– Fichero de anotaciones horarias:

• Mercado correspondiente.
• Unidad de venta, adquisición.
• Cantidad.
• Precio unitario.
• Derecho de cobro o/y obligación de pago correspondiente.
• Total de derechos de cobro u obligaciones de pago acumulados por mercado.

– Fichero de liquidación diaria.
– Pagos y cobros finales totales.
– Garantías de pago.
– Garantías formalizadas.
– Balance de las garantías para las próximas sesiones.
– Estado de la liquidación.
– Calendario de liquidación y facturación.

– Facturas y notas de abono o cargo.
– Información relativa a la facturación e impuestos.
– Coste final de la energía y los componentes del precio final en agregado y para cada tipo de consumidor.
– Información relativa a la liquidación y requerimientos de garantías del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

Regla 20.ª *Publicación periódica de información de carácter público.*

El operador del mercado proporciona al público en general información no confidencial a través de la web pública. El conjunto de ficheros e información proporcionada por el operador se describe en el documento «Información pública proporcionada por el Operador del Mercado» disponible en el propio servidor web.

Para publicar la información de carácter público, el operador del mercado aplicará los siguientes criterios de confidencialidad:

20.1 Curvas agregadas de oferta y demanda y comercio internacional e intracomunitario.

Después de la casación de cada sesión de los mercados diario e intradiario de subastas, el operador del mercado publicará para el mercado ibérico:

– Precios horarios y energía total negociada horaria del mercado diario.
– Curvas agregadas de ofertas y demandas realizadas, ofertas que participan en la formación de precios y ofertas incluidas en el programa resultante de la casación, con indicación de precios y cantidades de cada tramo de energía ofertada. Una vez las ofertas realizadas al mercado son públicas en aplicación de las presentes reglas (a los 90 días), se procederá a añadir a las curvas la indicación de las unidades asociadas a cada tramo.
– Ocupación de cada una de las interconexiones internacionales por hora (incluido lo casado en el mercado diario más la asignación máxima de lo ejecutado en contratos bilaterales internacionales) con indicación de:

- Capacidad comercial máxima de importación y exportación por cada interconexión.
- Capacidad ocupada en cada sentido e interconexión.
- Capacidad libre en cada sentido e interconexión.

Después del cierre de negociación, para cada uno de los contratos programados en el mercado intradiario continuo, se publicarán los precios de referencia, volúmenes negociados, así como aquella información de carácter público que se considere relevante del mercado intradiario continuo para cada uno de dichos contratos.

20.2 Información sobre agregados del mercado.

El operador del mercado deberá establecer las magnitudes, parámetros y variables de carácter agregado que por ser significativos deben ser objeto de publicación. En todo caso deberá ser objeto de publicación, una vez los resultados de los mercados son definitivos, la producción por tecnologías y la demanda por categorías de agentes.

20.3 Cuotas.

Con posterioridad a la celebración de la sesión del mercado diario que se celebra el día primero de cada mes (m), el operador del mercado publicará las cuotas de contratación en energía en los diferentes mercados y procesos, de todos los agentes, correspondientes al mes (m-2).

20.4 Publicación de la información del mercado por la pérdida del carácter de confidencial

Con posterioridad a la celebración de la sesión del mercado diario el operador del mercado hará pública toda la información correspondiente a la sesión celebrada 90 días antes, derivada de la presentación de las ofertas y de la casación y, en especial del contenido íntegro de las ofertas presentadas por los agentes en todas las sesiones del mercado.

Regla 21.ª *Comunicación periódica sobre los resultados del mercado a las administraciones competentes y al Comité de Agentes del Mercado.*

Sin perjuicio de otras informaciones relevantes del mercado que, conforme a las disposiciones vigentes, deban ser transmitidas al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a otras administraciones competentes, el operador del mercado colaborará con los organismos reguladores que corresponda, con el Comité de Agentes del Mercado y en su caso con la Comisión Europea en la transparencia del mercado y de sus resultados.

Con la finalidad anterior el operador del mercado podrá elaborar informes de seguimiento basados en parámetros que faciliten el mejor seguimiento, observación y comprobación de los datos del mercado de electricidad. En relación con este informe el operador del mercado aplicará los criterios de confidencialidad que correspondan.

Regla 22.ª *Información al público.*

Toda la información que el operador del mercado proporcione a un agente sobre otro u otros agentes en cumplimiento de estas reglas, y que no venga motivada por la existencia de una reclamación, deberá ser proporcionada al público en general, excepto la información facilitada a varios agentes en cumplimiento de disposiciones legales que así lo requieran.

Para suministrar información al público en general el operador del mercado hará uso de su web pública.

CAPÍTULO QUINTO

Comité de Agentes del Mercado

Regla 23.ª *Funciones del Comité de Agentes.*

El Comité de Agentes del Mercado (CAM) se configura como un órgano que tiene por objeto el seguimiento del funcionamiento de la gestión de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica y la propuesta de medidas que puedan redundar en un mejor funcionamiento de dichos mercados

Las funciones específicas del Comité de Agentes del Mercado son las siguientes:

a) Realizar el seguimiento del funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción y el desarrollo de los procesos de casación y liquidación.

b) Conocer, a través del operador del mercado las incidencias que hayan tenido lugar en el funcionamiento de los mercados diario e intradiarios.

c) Proponer al operador del mercado las normas de funcionamiento que puedan redundar en una mejor operativa de los mercados diario e intradiarios de producción.

d) Asesorar al operador del mercado en la resolución de las incidencias que se produzcan en las sesiones de contratación.

e) Obtener información periódica del operador del mercado sobre aquellos aspectos que permitan analizar el nivel de competencia de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica.

f) Cualquier otra función que le sea atribuida por la normativa de aplicación para el mejor funcionamiento del mercado.

Regla 24.ª *Composición del Comité de agentes.*

El Comité de Agentes del Mercado estará formado por un máximo de 25 miembros titulares, con la siguiente composición por grupos:

1. Seis representantes de los productores de instalaciones no pertenecientes a fuentes de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos.

2. Cuatro representantes de los productores de instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos.

3. Un representante de los agentes que actúan como representantes.

4. Un representante de los comercializadores no residentes.
5. Dos representantes de los comercializadores de referencia.
6. Cuatro representantes de los comercializadores.
7. Tres representantes de los consumidores directos en mercado.
8. Dos representantes del «OMI-Polo Español, S.A. (OMIE)».
9. Un representante de cada uno de los Operadores del Sistema, español y portugués, sin derecho a voto y sin entrar en turno de presidencia.

Regla 25.ª *Designación de los miembros del Comité de Agentes del Mercado.*

Los miembros del comité de los grupos 1 a 7 de la regla anterior serán representantes de las distintas asociaciones más significativas de cada una de las actividades, atendiendo al volumen de energía por ellas negociada en el mercado diario de producción, ninguna de las cuales podrá ocupar todos los puestos correspondientes a un mismo grupo, salvo en los que exista un sólo miembro.

Para que una asociación pueda solicitar tener representación en el comité deberá operar, de forma directa o indirecta, en el mercado diario de producción y contar como mínimo con tres miembros, ninguno de los cuales podrá estar ya representado por otra asociación con presencia en el CAM.

Las asociaciones que no tengan representación en el CAM tendrán prioridad sobre las que ya se encuentren representadas, en el proceso de designación.

Las asociaciones que deseen tener representación en el CAM lo solicitarán por escrito al operador del mercado indicando la denominación de la asociación e información sobre las empresas que la componen, volumen de energía por ellas negociado en el mercado durante el último año, directa o indirectamente, y el grupo en el que solicita tener representación.

El operador del mercado estudiará la solicitud y, comprobado que todo es conforme y que existe vacante en el grupo solicitado por la asociación, procederá a dar curso de la misma al CAM.

En caso de que se produzcan situaciones de conflicto por confluencia de asociaciones para un mismo puesto de miembro del CAM, el operador del mercado tomará la decisión con arreglo a los criterios de representación y proporcionalidad e informará del criterio en que se basa la misma a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Regla 26.ª *Normas de funcionamiento y reglamento de régimen interno.*

El Comité de Agentes del Mercado aprobará su reglamento interno de funcionamiento, en el que se establecerá la periodicidad de las sesiones, procedimiento de convocatoria, normativa de código de conducta, procedimiento de adopción de acuerdos y la periodicidad para la renovación de sus miembros.

El cargo de miembro del Comité de Agentes del Mercado no será remunerado.

El presidente y el secretario de este órgano serán elegidos por el Comité de Agentes del Mercado entre sus miembros titulares.

CAPÍTULO SEXTO

Mercado diario

Regla 27.ª *Objeto y conceptos básicos.*

El mercado diario como parte integrante del mercado mayorista de electricidad, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de compra y venta de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado.

Estas ofertas se presentarán al operador del mercado, y serán incluidas en un procedimiento de casación teniendo efectos para el horizonte diario, correspondiente al día siguiente al de la sesión.

El mercado diario se estructurará en una sola sesión para cada horizonte diario. Los periodos de programación serán horarios, y el horizonte diario se compone de 24 periodos

de programación consecutivos de la Hora Europea Central (CET), o 23, o 25, en los días de cambio de hora oficial.

Regla 28.ª *Ofertas al mercado diario.*

28.1 Objeto y contenido de las ofertas de compra y venta.

Las ofertas de venta pueden ser simples o complejas, en razón de su contenido. Las ofertas de compra únicamente podrán ser simples sin incorporar condiciones complejas.

Únicamente se podrá presentar una oferta de compra o venta para un mismo horizonte diario y una misma unidad de venta o adquisición, excepto en lo indicado en la Regla de «Entrega física de la energía negociada a plazo».

28.1.1 Ofertas simples.

A los efectos de lo establecido en las reglas son ofertas simples las ofertas de compra o venta de energía que los vendedores o compradores presenten para cada periodo de programación, y unidad de venta o adquisición, de la que sean responsables con expresión de un precio y de una cantidad de energía, pudiendo existir para cada periodo de programación dentro de un mismo horizonte diario hasta un máximo de 25 tramos, con un precio diferente para cada uno de dichos tramos, siendo éste creciente para las ofertas de venta, o decreciente para las ofertas de compra. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tenida en cuenta en el proceso de casación.

Para las unidades de venta correspondientes a unidades de producción para las que exista más de un propietario a efectos de liquidación, junto con la oferta de venta del agente que la representa, se recibirá la cantidad de energía asociada a cada uno de los propietarios que va a estar comprometida en contratos bilaterales, para su consideración en la liquidación de las energías del programa resultante del mercado diario.

28.1.2 Ofertas complejas.

A los efectos de lo establecido en las reglas son ofertas complejas aquellas ofertas de venta de energía que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan todas, algunas o alguna de las condiciones que se relacionan a continuación. Estas condiciones las incorporará el operador del mercado en la casación en los términos establecidos en la regla en la que se describe el algoritmo de casación.

Son condiciones que pueden incorporar las ofertas complejas, las siguientes:

28.1.2.1 Condición de ingresos mínimos. Los vendedores pueden incluir como condición en las ofertas de venta de energía que presenten por cada unidad de venta que dicha oferta sólo se entiende presentada a los efectos de la casación si obtiene unos ingresos mínimos para el conjunto de periodos de programación, salvo en lo establecido en la regla de tratamiento de la condición compleja de ingresos mínimos. Los ingresos mínimos requeridos se expresarán como una cantidad fija, declarada en euros, sin decimales y, como una cantidad variable declarada en euros por MWh, pudiéndose incluir dos cifras decimales.

La condición de ingresos mínimos no podrá ser tal que el ingreso solicitado supere en más de un 100 % al ingreso resultante de la aceptación completa de la oferta al precio ofertado.

No se permitirán valores negativos de precio en el término fijo ni en el término variable en la condición de ingresos mínimos.

28.1.2.2 Condición de parada programada. Es la condición que los vendedores pueden incluir en la oferta de venta de energía que presenten por cada unidad de venta, para el caso de que estas ofertas no resulten casadas por aplicación de la condición de ingresos mínimos, de modo que puedan ser consideradas como ofertas simples en el primer tramo, desde el primer periodo de programación hasta como máximo el tercer periodo de programación del horizonte diario. La energía ofertada que incorpore la condición de parada programada deberá ser decreciente durante los periodos de programación para los que se declara la condición.

28.1.2.3 Condición de variación de capacidad de producción o gradiente de carga. La condición de variación de capacidad de producción consiste en establecer para cada unidad de venta una diferencia máxima de variación de energía al alza o a la baja de la misma,

entre dos periodos de programación consecutivos. Esta condición se expresará en MW/min, con un solo decimal, y el resultado de su aplicación estará, en todo caso, limitado por la capacidad máxima disponible horaria de producción de dicha unidad de venta.

28.2 Formato para la presentación de ofertas de compra o venta.

Los vendedores y compradores habrán de incluir, en las ofertas de compra y venta de energía que presenten al operador del mercado por cada unidad de venta o adquisición, las siguientes informaciones:

a) Código de la unidad de venta o adquisición.
b) Descripción de la oferta. Campo alfanumérico que no utiliza el algoritmo.
c) Clase de oferta, que deberá ser necesariamente oferta de compra o venta.
d) Fecha del horizonte diario. Es aquella para la que se presenta la oferta. Estará en blanco en caso de ser una oferta por defecto.
e) Oferta por defecto. Los datos válidos que se pueden incluir en la oferta son:

SI, indica que la oferta es por defecto y el agente la mantiene vigente para todos los horizontes diarios, a partir del momento de recepción de la misma por el operador del mercado. En este caso la fecha del horizonte diario no se utiliza.
NO, indica que la oferta no es por defecto y que sólo es válida para la fecha del horizonte diario indicada.

f) Condición de ingreso mínimo para las unidades de venta, que se expresará por medio de los dos valores siguientes:

– Término fijo (TF) para un mismo horizonte diario, fijado en euros, sin que puedan incluirse decimales.
– Término variable (TV), que permanecerá constante para un mismo horizonte diario, fijado en euros por MWh, pudiéndose incluir dos cifras decimales.

No se permitirán valores negativos de precio en el término fijo ni en el término variable en la condición de ingresos mínimos y en el caso de ser igual a cero, indicará que la oferta no incorpora esta condición. En el caso de ofertas de compra ambos valores deberán ser cero.
g) Condición de gradiente, para las unidades de venta, que expresará el gradiente máximo de variación de carga de la unidad de venta a subir y bajar expresados en MW/min con un máximo de una cifra decimal. En el caso de ser igual a «cero» significa que la oferta no incorpora esta condición. En el caso de ofertas de compra ambos valores deberán ser cero.
h) Por cada uno, de los hasta veinticinco (25) tramos en que puede dividirse una oferta de compra o venta y cada uno de los periodos de programación, se darán los siguientes datos:

h.1) Periodo de programación al que corresponde la oferta.
h.2) Volumen de energía ofertada en el tramo por la unidad de venta o adquisición, para cada periodo de programación expresada en MWh, con un máximo de un decimal.
h.3) Precio al que se oferta el tramo expresado en euros por MWh, con un máximo de dos decimales.
h.4) Indicación, para el caso de ofertas de venta, en los tres primeros periodos del periodo de programación, de si la oferta de venta del primer tramo de energía corresponde o no a una condición de parada programada, para los tres primeros periodos del horizonte diario.

Adicionalmente el agente podrá comunicar la energía asociada a cada uno de los propietarios que va a estar comprometida en contratos bilaterales para el caso de ofertas de venta, de unidades de venta que tienen más de un propietario, para su consideración en la liquidación del mercado diario. Dicha información será enviada por el responsable de presentación de ofertas de cada central compartida, así como los códigos de los contratos bilaterales correspondientes. El operador del mercado en la recepción de dicha información realizará las siguientes validaciones:

– El código de la comunicación de información existe.

– La unidad de oferta existe.
– El agente que envía la información es el agente responsable de su envío.

En caso de no superar las validaciones anteriores será rechazada toda la información enviada relativa a la unidad de oferta con el correspondiente mensaje de aviso.

28.3 Información recibida de los operadores del sistema: indisponibilidades, capacidades comerciales de las interconexiones internacionales, información sobre la asignación de los derechos de capacidad y sobre los contratos bilaterales internacionales y contratos bilaterales nacionales.

28.3.1 Definición e incorporación de la información sobre indisponibilidades.

La información sobre indisponibilidades enviada por los operadores del sistema al Sistema de Información del Operador del Mercado se realizará a través de éste y contendrá siempre para cada sistema todas las indisponibilidades que el operador del sistema correspondiente tiene confirmadas de cualquiera de las unidades físicas de unidades de producción y unidades de adquisición, en el momento de su envío. Las indisponibilidades se enviarán por unidad física. En consecuencia, el operador del mercado considerará que todas las unidades no incluidas en la última información recibida del operador del sistema correspondiente están disponibles.

La información sobre indisponibilidades se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado en el momento de recepción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de incorporación a efectos de su consideración en el proceso de casación la hora de cierre de la sesión del mercado diario.

28.3.2 Definición e incorporación de la información sobre capacidades comerciales de las interconexiones internacionales.

Los operadores del sistema español y portugués remitirán al operador del mercado las capacidades máximas previstas de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales de sus respectivos sistemas eléctricos con desglose horario, de acuerdo con la hora límite establecida en la metodología que desarrolla el artículo 69 del Reglamento (UE) 2015/1222 previstos para cada periodo de programación del día siguiente, agregado por frontera y para cada sentido de flujo de potencia activa.

Los operadores del sistema español y portugués remitirán al operador del mercado las capacidades disponibles de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales de sus respectivos sistemas eléctricos para el proceso de casación del mercado diario con desglose horario. El operador del mercado considerará que todas las interconexiones y sentido de flujo no incluidos en la última información recibida de los operadores del sistema tendrá valor cero.

La información sobre capacidades disponibles para el proceso de casación del mercado diario se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado, en el momento de recepción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de incorporación a efectos de su consideración en el proceso de casación en el mercado diario, la hora límite establecida en la regla de secuencia de operaciones en el mercado diario.

Antes de la hora límite establecida para el envío de la información de capacidades al sistema de casación común, el operador del mercado analizará la información recibida de capacidad disponible para la casación del mercado diario para la interconexión entre España y Portugal al haberse recibido información para dicha interconexión de ambos operadores del sistema ibérico.

El operador del mercado para la interconexión entre el sistema español y portugués procederá de la siguiente forma:

Si ha recibido las capacidades de importación y exportación de ambos operadores del sistema y estas coinciden, remitirá al sistema de casación antes de la hora límite establecida los valores de capacidad recibidos.

Si no ha recibido los valores de ambos operadores del sistema para la interconexión entre España y Portugal, o no son coincidentes, procederá según los siguientes casos:

Caso 1: En caso de no haberse recibido las capacidades disponibles para el mercado diario de ninguno de los operadores del sistema antes de la hora establecida en la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario», el operador del mercado solicitará el envío de las capacidades a ambos operadores del sistema antes de transcurridos 30 minutos desde la citada hora límite de envío de capacidades:

– Si después de transcurridos los 30 minutos no se han recibido las capacidades de ninguno de los operadores del sistema, el operador del mercado remitirá al sistema de casación un valor de capacidad disponible para la casación del mercado diario nula para importación y exportación en la frontera entre España y Portugal para todas las horas del mercado diario.

– Si después de transcurridos los 30 minutos solamente se han recibido capacidades de un operador del sistema, el operador del mercado confirmará antes de transcurridos 20 minutos adicionales con el operador del sistema que no ha remitido las capacidades los valores recibidos por el método acordado entre ambos. Si los valores de las capacidades son confirmados, el operador del mercado remitirá al sistema de casación las capacidades recibidas. Si los valores no son confirmados, requerirá al operador del sistema que ha enviado las capacidades que envíe de nuevo los valores de capacidad. Una vez transcurridos 20 minutos adicionales el operador del mercado enviará al sistema de casación los últimos valores de capacidad recibidos.

– Si después de transcurridos los 30 minutos se han recibido capacidades de ambos operadores del sistema, se procederá según se indica en el caso 3.

Caso 2: En caso de no haberse recibido las capacidades disponibles para el mercado diario de uno de los operadores del sistema antes de la hora establecida en la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario», el operador del mercado comprobará si se han recibido en la fecha en la que se hace la comprobación valores para los periodos de programación del mercado diario de capacidades máximas de importación y exportación, a las que se refiere el primer párrafo de la presente regla, remitido por el operador del sistema que no ha remitido las capacidades disponibles para el mercado diario. Si se han remitido las citadas capacidades y coinciden con los valores remitidos por el operador del sistema que sí ha enviado los valores de capacidad disponible para el mercado diario, el operador del mercado enviará los valores de capacidad disponible para el mercado diario recibidos. Si no se han recibido capacidades para los periodos de programación del mercado diario en la fecha en la que se hace la comprobación o éstos no coinciden con los valores de capacidad para el mercado diario, el operador del mercado solicitará al operador del sistema que no ha enviado las capacidades disponibles para el mercado diario a que las envíe siguiendo el proceso descrito en el caso 1.

Caso 3: En caso de haberse recibido las capacidades disponibles para el mercado diario de ambos operadores del sistema antes de la hora establecida en la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario», o antes de transcurridos los 20 minutos adicionales establecidos en el caso 2, pero no ser estas coincidentes, el operador del mercado solicitará el envío de las capacidades a ambos operadores del sistema antes de transcurridos 30 minutos desde la citada hora límite de envío de capacidades, o 20 minutos si se ha dado la situación descrita en el caso 2. Si las nuevas capacidades recibidas coinciden se remitirán los valores recibidos. Si una vez transcurrido el tiempo adicional no coinciden el operador del mercado remitirá los valores de capacidades enviados por el operador del sistema portugués.

Los valores remitidos de las capacidades en las interconexiones con el sistema francés y con el sistema marroquí serán los valores del último fichero válido de capacidades disponible para el mercado diario remitido por el operador del sistema español.

El operador del mercado considerará en el proceso de acoplamiento de mercados entre España y Francia un valor de la capacidad máxima disponible de exportación, y en su caso de importación, igual a cero si el operador del mercado del sistema eléctrico francés, o entidad habilitada por éste en el proceso de liquidaciones, no cumple alguna de las obligaciones económicas que el operador del mercado le exija en relación con la liquidación de la energía intercambiada entre el sistema eléctrico español y francés resultante de dicho proceso.

28.3.3 Definición e incorporación de la información sobre la asignación de los derechos de capacidad y sobre los contratos bilaterales internacionales.

El operador del sistema español pondrá a disposición del operador del mercado las notificaciones de uso de derechos de capacidad por cada unidad de venta o adquisición correspondiente a las asignaciones confirmadas, a efectos de su consideración en la validación de las ofertas presentadas al mercado diario, con posterioridad a la recepción de dicha asignación, y para su consideración en la validación previa al proceso de casación y dentro del mismo.

Como sistema de respaldo, cuando no pueda existir acoplamiento entre el mercado ibérico y el acoplamiento único diario, los operadores del sistema español y francés podrán realizar la subasta diaria de respaldo (o «Shadow Auction» en lengua inglesa), enviando el resultado de la misma al operador del mercado para su consideración en la validación de las ofertas del Mercado Diario.

La incorporación del resultado de dicha subasta diaria de respaldo se realizará, en el horario acordado entre operador del mercado y el operador del sistema español mediante una transacción entre la unidad de derechos de capacidad y la unidad genérica en la zona de oferta española.

En ambos casos, los agentes que hayan solicitado al operador del mercado la presentación en su nombre de una oferta con un solo bloque al precio que el agente indique, de las unidades de oferta genéricas, serán actualizadas por operador del mercado, la próxima vez que se realice por parte del operador del mercado la presentación de ofertas en nombre del agente.

Los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado las notificaciones de uso de derechos de capacidad por cada unidad de venta o adquisición correspondiente a las asignaciones confirmadas previas al mercado diario en la interconexión con el sistema eléctrico portugués, a efectos de su consideración en la validación de las ofertas presentadas al mercado diario, con posterioridad a la recepción de dicha asignación, y para su consideración en la validación previa al proceso de casación y dentro del mismo.

Los contratos bilaterales internacionales de la frontera hispano-portuguesa serán enviados al operador de mercado por los operadores del sistema una vez acordados entre ambos operadores. Los contratos bilaterales internacionales de las fronteras del sistema ibérico serán enviados por el operador del sistema español al operador del mercado.

Los operadores del sistema, una vez acordados entre ellos para la frontera hispano-portuguesa, pondrán a disposición del operador del mercado, antes del cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario, la información de los contratos bilaterales internacionales recibidos de los agentes, a efectos de su consideración en la validación de las ofertas presentadas al mercado diario, con posterioridad a la recepción de dicha comunicación, y para su consideración en la validación previa al proceso de casación y dentro del mismo.

Los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado las asignaciones de derechos de capacidad por cada agente que no hayan realizado la notificación de uso de derechos de capacidad en la interconexión con el sistema eléctrico portugués.

28.3.4 Definición e incorporación de la información sobre los contratos bilaterales nacionales.

El operador del mercado recibirá de los operadores del sistema correspondientes, antes del cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario, la información de los contratos bilaterales nacionales recibidos de los agentes, a efectos de su consideración en la validación de las ofertas presentadas al mercado diario.

28.4 Verificación de las ofertas.

Las ofertas de compra o venta presentadas por los agentes serán verificadas por el operador del mercado, como condición previa a su posible aceptación. La verificación se realizará en el momento de recepción de las ofertas y en el momento de cierre del periodo

de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario, según se establece en esta regla. Las validaciones de las ofertas se realizarán de acuerdo con lo siguiente:

28.4.1 Verificación del estado de la sesión.

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta en su sistema informático, conforme a la hora de recepción disponible en dicho sistema informático, que esta hora de recepción es anterior al momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas. En el caso de presentación de ofertas por fichero, si éste ha comenzado a recibirse en el Sistema de Información de Operador del Mercado antes de la hora límite de recepción de ofertas y el formato del fichero es correcto, se realizará el proceso de validación de todas las ofertas incluidas en dicho fichero considerando a efectos de control de la hora límite de presentación de ofertas la hora de inicio de recepción del fichero, insertándose cada oferta con el resultado de la validación con la fecha y hora de finalización de la validación.

28.4.2 Verificación del agente.

El operador del mercado verificará:

– Que el agente está dado de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado en la fecha en la que se presenta la oferta y no está suspendido por los operadores del sistema como sujeto del sistema eléctrico.

– Que el agente está habilitado para presentar ofertas, de venta para la unidad de venta, o compra para la unidad de adquisición, en el momento de presentación de la misma, para los periodos de programación para los que se presenta la oferta. Serán rechazadas todas las ofertas del agente que presente ofertas para unidades para las que no esté habilitado en la fecha correspondiente.

28.4.3 Verificación del cumplimiento de garantías.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta, si ésta es para la siguiente sesión del mercado diario, que los agentes a los que se va a validar la suficiencia de garantías de dicha oferta en el posterior proceso de casación, dispondrán de garantías suficientes para satisfacer el pago máximo estimado de la energía correspondiente a la oferta que presenta en el día en que dicha obligación de pago sea exigible, de acuerdo con la mejor información disponible en el momento de la inserción de la oferta.

La estimación del pago máximo de la oferta que presenta será la valoración de la misma, y se establecerá por el operador del mercado sumando, en todas las horas, el valor máximo en cada hora del producto de cada tramo de precio de la oferta, en valor absoluto, por la suma de la energía ofertada a un precio, en valor absoluto, superior o igual, considerando sólo los posibles tramos de precio negativo en las ofertas de venta y los tramos de precio positivo en ofertas de compra. Asimismo, se considerarán los impuestos y cuotas aplicables. Las ofertas de venta a precio positivo y las ofertas de compra a precio negativo tendrán una valoración de cero.

La oferta será aceptada de forma provisional, aún en el caso de que no se disponga de garantías, pero se informará al agente responsable de la oferta del resultado de esta verificación.

28.4.4 Verificación de la unidad de venta o de adquisición.

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta que existen unidades físicas que integran la unidad de venta o adquisición, por la que se presenta dicha oferta, que están dadas de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado para la fecha para la que se presenta la oferta.

28.4.4.1 Verificaciones de la energía máxima a ofertar en un periodo de programación. Para una oferta de compra o venta presentada a una sesión, que no sea por defecto, se validará que la energía ofertada en total para cada periodo de programación, más la energía declarada para esa unidad en el conjunto de ejecuciones de contratos bilaterales previos al mercado diario, incluidas las notificaciones de uso de derechos de capacidad, que hayan sido comunicados por los operadores del sistema, para dicha sesión, no supera ninguno de los siguientes valores:

– La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.

– Para las unidades que hayan declarado una indisponibilidad, la energía máxima disponible considerando en el caso de que la oferta presentada sea para la siguiente sesión del mercado diario las indisponibilidades vigentes, entendiendo por energía máxima disponible la energía máxima una vez descontada la energía indisponible de sus unidades físicas. En el caso de ser la oferta normal para una sesión posterior a la siguiente sesión del mercado diario, la unidad de oferta se considerará disponible a los efectos de la validación en el proceso verificación de ofertas en el momento de presentación de la oferta. En la verificación en el proceso de preparación de ofertas al mercado diario, se verificará de nuevo la validez de la oferta considerando la potencia máxima disponible teniendo en cuenta las indisponibilidades vigentes en el momento de cierre de la sesión tal como se detalla en el apartado de verificación de ofertas antes de la casación.

En el caso de superar la energía ofertada el valor máximo en alguno de los periodos de programación, la oferta será rechazada en su totalidad.

Si las ofertas enviadas son por defecto, se validará la energía ofertada en cada periodo de programación contra la energía máxima en la base de datos del operador de mercado declarada para esa unidad, siendo aceptada provisionalmente la oferta, a expensas de la validación global de ofertas y ejecuciones de contratos bilaterales previos al mercado diario antes de realizar la casación, en cuyo proceso, en caso de superar los límites establecidos en la validación global será rechazada la oferta completa. Dado que las ofertas por defecto aplican desde el mismo momento de su envío sin la condición de comunicación de una fecha de oferta, se validará que la fecha de envío de la oferta por defecto es posterior a las 00:00 horas del día para el cual la unidad de oferta correspondiente ha sido dada de alta.

28.4.4.2 Verificación del contenido de la oferta.

a) Verificación para las ofertas de venta de que los tramos correspondientes a la parada programada corresponden al primer tramo del primer periodo de programación y como máximo hasta el tercer periodo de programación y que éstos sean decrecientes en términos de energía ofertada en los periodos para los que se declara la condición de parada programada.

b) Verificación para las ofertas de venta de que los precios de los diferentes tramos de energía de una misma unidad de venta tienen precios crecientes respecto de la energía ofertada.

c) Verificación para las ofertas de compra de que los precios de los diferentes tramos de energía de una misma unidad de adquisición tienen precios decrecientes respecto de la energía ofertada.

d) Verificación de que los precios de las energías expresados en las ofertas no son superiores ni inferiores a los umbrales de notificación de precios indicados en el anexo 2. En caso de ser superados los correspondientes umbrales, el operador del mercado informará al agente en su respuesta a la inserción de dicha oferta, que la oferta supera en alguna hora los umbrales de notificación de precios máximo o mínimo establecidos para el mercado al que se está ofertando. Esta comprobación y respuesta tendrá carácter informativo para el agente, y será emitida por el operador del mercado sin perjuicio de cualquier otra validación o respuesta que pudiera realizarse sobre la misma oferta.

e) Verificación de que los ingresos mínimos que el vendedor incorpore como condición en la oferta de venta de energía para la unidad de venta, no son superiores en un 100 % al ingreso que supondría la oferta de venta simple completa de la unidad de venta.

f) Verificación de que el gradiente de subida y bajada declarado en la oferta es igual o inferior al correspondiente registrado en el sistema de información del Operador del Mercado. En caso de no existir un valor máximo en el sistema de información se entenderá que el gradiente no tiene un valor límite máximo.

28.4.4.3 Verificación de las ofertas respecto a las ofertas provenientes del mercado a plazo. Las ofertas de los agentes para su participación en el mercado diario de producción que no provengan de posiciones abiertas del mercado a plazo, en su inserción, no se validarán contra las ofertas provenientes del mercado a plazo. El conjunto de las ofertas se validará antes del proceso de casación.

28.5 Validaciones a la comunicación de la información de contratos bilaterales remitidos por los operadores del sistema.

En el proceso de recepción de comunicaciones de contratos bilaterales, puestos a disposición del operador del mercado por los operadores del sistema, se realizará el siguiente proceso de validación.

Validaciones a las comunicaciones de contratos bilaterales presentadas al mercado diario.

La validación en la inserción de la comunicación de un contrato bilateral, se hará para la energía de cada unidad declarada en el contrato, en cada periodo de programación. Se validará en cada periodo de programación que la energía ejecutada para cada unidad, no supera ninguno de los siguientes valores:

– La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
– La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades vigentes.

En el caso de que se supere alguno de dichos valores, en alguno de los periodos de programación, la aceptación del fichero requerirá la conformidad del operador del sistema correspondiente.

Las unidades de programación de venta en un contrato bilateral serán unidades genéricas o unidades de programación asociadas a unidades de oferta de venta. Las unidades de programación de adquisición en un contrato bilateral serán unidades genéricas o unidades de programación asociadas a unidades de oferta de adquisición.

En el caso de que la ejecución de un contrato bilateral no pueda ser incorporado al sistema del operador del mercado por incumplir las presentes reglas, dicha ejecución de contrato bilateral no será incorporada al sistema pudiendo ser incorporadas el resto de ejecuciones de contratos bilaterales recibidos en la misma comunicación.

La validación en la inserción de la comunicación de un contrato bilateral, se hará para las unidades involucradas en la declaración del contrato bilateral:

– Todas las unidades de programación de venta de un contrato bilateral estarán situadas en un mismo sistema eléctrico y tendrá cada una un programa vendedor.
– Todas las unidades de programación de adquisición de un contrato bilateral estarán situadas en un mismo sistema eléctrico y tendrá cada una un programa comprador.
– Los contratos bilaterales remitidos por los operadores del sistema serán de unidades de programación de sus respectivos sistemas eléctricos. El operador del sistema eléctrico portugués remitirá contratos bilaterales de unidades de la zona de Portugal y el operador del sistema eléctrico español remitirá contratos bilaterales de unidades de la zona de España, Francia, Andorra y Marruecos.

28.6 Aceptación de las ofertas de compra y venta.

La última oferta de compra o venta válida de energía presentada por los agentes al operador del mercado para cada una de las unidades de venta o adquisición de las que sean titulares, devendrá firme en el momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas.

28.7 Efectos de la inclusión de la oferta de compra y venta en el proceso de casación.

Que el vendedor o comprador acepte los resultados de la casación en los términos que se deriven de las reglas.

28.8 Presentación de ofertas de contratos bilaterales con entrega física.

Para el cumplimiento del apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, los vendedores que hayan suscrito contratos bilaterales con entrega física de energía, deberán presentar ofertas de compra al mercado a su precio de oportunidad con una unidad de adquisición del agente vendedor, por una cantidad horaria igual o superior a la energía declarada en los contratos bilaterales con entrega física.

Los agentes vendedores que hayan suscrito contratos bilaterales con entrega física de energía declarados con unidades de programación de sistema eléctricos externos al sistema ibérico (unidades de programación de la zona de Francia, Andorra o Marruecos) y unidades de programación de adquisición, declararán dichos contratos bilaterales con sus unidades de

programación de venta en dichos sistemas eléctricos, que no podrán ser unidades genéricas.

Regla 29.ª *Entrega física de la energía negociada a plazo.*

La energía negociada a plazo, cuya liquidación por entrega física sea solicitada por su titular, podrá ser integrada en el mercado diario de producción, en especial la que provenga de las entidades contempladas en el Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica.

29.1 Definición de Unidad de Contratación a Plazo (UCP).

Las unidades de contratación a plazo (UCP) son unidades de liquidación en el mercado a plazo para posibilitar la liquidación por entrega física.

Las unidades de contratación a plazo tendrán las siguientes características:

a) Cada UCP pertenecerá únicamente a un agente de liquidación física del mercado de contratación a plazo y a un agente de mercado diario.

b) Los agentes del mercado diario deberán comunicar al operador del mercado diario la composición de cada UCP, detallando las unidades ofertantes que la componen y por los medios establecidos al efecto.

c) Una UCP podrá contener cualquiera de las unidades de venta y/o unidades de adquisición del mercado diario, excepto las unidades genéricas.

d) Cada unidad de venta o adquisición del mercado diario solo podrá estar incluida en una UCP.

e) Las energías recibidas como posiciones abiertas correspondientes a una UCP no podrán constituir una posición «antinatural». En tal caso será rechazada por el operador del mercado diario.

Se considerará que existe posición «antinatural» cuando la energía de la posición abierta de una UCP supere la suma de los máximos de las unidades de venta o la suma de los máximos de las unidades de adquisición que agrupe, con su signo correspondiente.

f) Las unidades de venta y/o de adquisición que agrupa cada UCP solo podrán ser unidades ofertantes que serán liquidadas en el mercado diario al precio de la energía en España, o alternativamente, al precio en Portugal, no admitiéndose en la misma UCP ambos tipos de unidades.

29.2 Entrega de posiciones para su liquidación por entrega física del operador del mercado a plazo.

29.2.1 Período de envío.

El operador del mercado a plazo y el operador del mercado diario establecerán con una antelación mínima de 6 meses el calendario de liquidación de posiciones a plazo, en el cual se indicará el día de envío de la información de cada subyacente. Lo anteriormente señalado se entiende sin perjuicio de que dicho calendario pueda ser alterado, como consecuencia de modificaciones en la situación de los mercados o del tipo de productos negociado en el mercado a Plazo.

Las posiciones abiertas serán enviadas por OMIP/OMIClear antes de la hora fijada en el Sistema de Información del Operador del Mercado Diario que nunca distará menos de dos días del de entrega del subyacente. Dentro de un día la hora límite para el envío de las posiciones abiertas serán las 17:30 horas.

Las horas indicadas corresponden a la Hora Central Europea (CET).

29.2.2 Validaciones y respuesta.

El operador del mercado diario validará las posiciones a plazo abiertas, agente/UCP, de acuerdo con los siguientes puntos:

a) El operador del mercado a plazo únicamente enviará las posiciones para entrega física correspondientes a contratos a plazo registrados en dicho operador.

b) Posteriormente se comprobará que el agente y la UCP corresponden a agentes y UCP existentes y vigentes en el momento de la comunicación y el periodo de entrega física, y que la UCP corresponde al agente.

c) Finalmente se comprobará que las cantidades de entrega física correspondientes están dentro de los límites de la UCP. En caso de no ser así se considerará que la posición comunicada es antinatural, y será rechazada.

29.3 Efectos de reenvío de información. anulación de desagregaciones de los agentes previamente enviados.

El operador del mercado a plazo podrá realizar nuevos envíos de información alterando la información de posiciones abiertas ya enviadas en el caso en que detecte que se ha producido una violación de las reglas del mercado a plazo. La remisión de la alteración de una posición previamente enviada por el operador del mercado a plazo únicamente podrá ser realizada hasta el cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario. En dicho supuesto se anularán las desagregaciones correspondientes a las posiciones alteradas que hayan realizado los agentes hasta ese momento.

29.4 Recepción de desagregaciones de las posiciones abiertas de los agentes.

Los agentes desagregarán las energías de cada UCP en las unidades ofertantes de venta o adquisición asociadas a la misma, respetando las limitaciones establecidas en las presentes reglas.

29.4.1 Período de envío.

Los agentes podrán enviar las desagregaciones de las energías de las UCP desde el cierre del periodo de envío de las correspondientes posiciones abiertas por el operador del mercado a plazo hasta el cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario.

El agente dispondrá de la opción de desagregación por defecto para aquellas UCP que sólo contengan una unidad ofertante. Para aquellos agentes que utilicen esta opción, las desagregaciones se calcularán automáticamente, de acuerdo a la regla establecida, no siendo necesario su envío.

29.4.2 Contenido.

Los agentes enviarán la información de las desagregaciones en valores horarios, pudiendo realizar en un mismo envío las desagregaciones de todas sus unidades de contratación a plazo.

Además, los agentes podrán realizar en un mismo envío las desagregaciones de las energías de las unidades de contratación para diferentes días futuros, para aquellos días que el operador del mercado diario disponga de la información de las posiciones abiertas comunicadas por el operador del mercado a plazo.

29.4.3 Desagregaciones por defecto.

Las desagregaciones por defecto son aquellas que se calcularán automáticamente y de acuerdo a los siguientes puntos:

a) Sólo podrán ser utilizadas por aquellas UCP que sólo contengan una única unidad ofertante.

b) En el caso en el que posteriormente desee incluir una nueva unidad ofertante en esa misma UCP, deberá eliminar primeramente la opción de desagregación por defecto. En caso contrario no se dará de alta la nueva relación UCP/unidad ofertante.

c) El agente mediante el Sistema de Información del Operador de Mercado podrá elegir la opción de que se aplique la desagregación por defecto o no y su fecha de vigencia.

d) El agente deberá comunicar un límite máximo en MWh por el que acepta que se le realice la desagregación por defecto. En caso de que el valor de la posición abierta enviada por OMIP/OMIClear sea superior a dicho límite, se desagregará únicamente hasta el límite puesto por el agente.

e) El agente deberá comunicar el precio de la oferta de desagregación por defecto al mercado diario que el operador del mercado realizará en su nombre.

f) El agente podrá actualizar el precio al que se realiza la oferta en su nombre. Una vez la solicitud haya sido aprobada, este precio será tenido en cuenta para la próxima generación de oferta en su nombre que se realizará en la próxima integración de las posiciones abiertas.

g) Cada vez que se reciban las posiciones abiertas de OMIP/OMIClear se procederá a desagregar automáticamente aquellas que hayan elegido la opción de «desagregación por defecto».

h) Una vez comenzado el periodo de recepción de desagregaciones, el agente podrá realizar actualizaciones o la anulación de dicha información, del mismo modo que si se hubiera realizado una desagregación normal.

29.4.4 Validaciones en la recepción y respuesta.

El operador del mercado diario validará las desagregaciones de las posiciones abiertas a plazo de acuerdo con los siguientes puntos:

a) En primer lugar, se comprobará que el agente que realiza el envío de desagregaciones no está suspendido o excluido del mercado a plazo, según la información recibida del operador del mercado a plazo, ni se encuentra suspendido ni dado de baja en el mercado diario.

b) Posteriormente, se comprobará que las unidades UCP y unidades ofertantes de venta o adquisición del mercado diario en que se desagregan las posiciones abiertas, corresponden a unidades del agente, existentes y vigentes para la fecha que se está desagregando.

c) Se comprobará que las unidades ofertantes están asociadas a la UCP para la fecha que se está desagregando.

d) Se comprobará que las energías desagregadas para cada unidad ofertante son coherentes con la información de máximos y potencias disponibles de que dispone el operador del mercado diario en el momento de la recepción de las desagregaciones.

e) Se verificará que la desagregación de la energía de la posición abierta de una UCP para un periodo horario se realiza bien en unidades de venta, o en unidades de adquisición, según sea la posición abierta de la UCP de venta o de adquisición.

En caso de no superarse las validaciones relativas al agente, será rechazada toda la información de desagregaciones con el correspondiente mensaje de aviso.

En caso de no superarse las validaciones relativas a unidades ofertantes y unidades UCP, será rechazada toda la información de desagregación de aquella UCP que no cumpla las validaciones con el correspondiente mensaje de aviso.

29.4.5 Actualización de información.

La información de desagregaciones podrá ser sustituida mediante la comunicación de una nueva información de desagregaciones para una UCP. En caso de cumplir con las validaciones establecidas, la nueva información sustituirá a todos los efectos a la anterior información. En caso de no cumplirse las validaciones establecidas, se mantendrá como válida la anterior información disponible que previamente fue aceptada como válida.

El agente podrá comunicar la anulación de una información comunicada de desagregación de una UCP para un día concreto. En este caso, toda la información de esa UCP, incluidos envíos anteriormente aceptados como válidos, será considerada como no válida.

29.4.6 Creación de ofertas provenientes de las posiciones abiertas en el mercado plazo.

Las desagregaciones en unidades de venta o adquisición de las posiciones abiertas provenientes del mercado a plazo con liquidación por entrega física, enviadas por los agentes y que hayan resultado válidas, serán consideradas en el proceso de casación del mercado diario como ofertas simples al precio indicado. Como momento de alta de la desagregación, se considerará el de recepción de la información de desagregación por el agente.

Las desagregaciones en unidades de adquisición se considerarán a todos los efectos como ofertas simples al precio de compra indicado y las desagregaciones en unidades de venta se considerarán a todos los efectos como ofertas simples al precio de venta indicado.

29.5 Intercambio de información con el operador del mercado a plazo.

29.5.1 Información de datos estructurales.

El intercambio de información sobre los agentes tiene por objeto identificar y cualificar a los Agentes de liquidación física del mercado a plazo y las respectivas UCP con las que liquidan operaciones en el mercado diario de producción.

Con relación al envío de información entre OMIE y OMIP/OMIClear, éste se realizará poniendo a disposición de la otra parte la información pertinente, teniendo la parte que la recibe la obligación de recogerla.

29.5.1.1 Admisión de un agente de liquidación por entrega física. Todo agente del mercado de contratación a plazo que desee realizar la liquidación por entrega física de sus posiciones, deberá tener la condición de agente del mercado o tener suscrito un contrato con un agente liquidador físico del mercado a plazo, que tenga la condición agente del mercado.

Previamente a la aceptación como agente de liquidación física por OMIP/OMIClear, se realizarán los siguientes intercambios de información entre el operador del mercado a plazo y el operador del mercado diario:

a) El operador del mercado a plazo solicitará al operador del mercado diario la aceptación del agente de liquidación física.

b) El operador del mercado diario rechazará o aceptará al agente de liquidación física.

c) El operador del mercado a plazo aceptará la posibilidad de entrega física al agente, en caso de que el operador del mercado diario haya dado su aceptación.

29.5.1.2 Alta de Unidades de Contratación a Plazo (UCP). Previamente a la aceptación de una UCP referente a la energía de un agente de liquidación física en el mercado diario, se realizarán los siguientes intercambios de información entre el operador del mercado a plazo y el operador del mercado diario:

a) El operador del mercado a plazo solicitará al operador del mercado diario la aceptación de la UCP indicando el nombre del agente, el código del mismo y el código de la UCP.

b) El operador del mercado diario aceptará la UCP, comunicando a OMIP/OMIClear en el siguiente día laborable el alta en su sistema de la UCP, indicando desde cuando está disponible.

c) El operador del mercado a plazo aceptará la UCP definitivamente y transmitirá la decisión al agente.

d) Ambos operadores podrán solicitar al otro operador el envío de la totalidad de la información actualizada de los pares de agentes/UCP válidos en ese momento.

29.5.1.3 Baja de un agente de liquidación física del operador del mercado a plazo. Cuando se produzca una baja o salida de un agente de liquidación física del operador del mercado a plazo, este deberá comunicar la siguiente información al operador del mercado diario:

a) El operador de mercado a plazo informará al operador del mercado diario de la baja del agente y de las respectivas unidades de contratación a plazo.

b) El operador de mercado a plazo pondrá a disposición del operador del mercado diario la información que contendrá el nombre y código del agente y las respectivas UCP del agente.

29.5.1.4 Suspensión temporal de un agente del operador del mercado diario. En caso de suspensión temporal de un agente del operador del mercado diario, el operador de mercado a plazo seguirá sus procedimientos y el operador del mercado diario rechazará las entregas físicas indicando la razón del rechazo.

29.5.1.5 Exclusión o baja de un agente del operador del mercado diario. Cuando se produzca una baja o salida de un agente del operador del mercado diario, este deberá comunicar la siguiente información al operador del mercado a plazo:

a) El operador del mercado diario informará al operador del mercado a plazo de la baja del agente.

b) El operador del mercado a plazo retirará la posibilidad de entrega física al agente.

c) Por un periodo de hasta dos días laborables, se admitirá que al agente le sean rechazadas sus entregas físicas en el operador del mercado diario, del mismo modo que en el caso de suspensión temporal de un agente del operador del mercado diario.

29.5.2 Información general de los mercados.

El operador del mercado diario y el operador del mercado a plazo realizarán los siguientes intercambios de información:

a) La información pública que consideren relevante, teniendo en cuenta su disponibilidad en la web pública de cada mercado.

b) La información esencial, publicando un enlace a la web pública del otro mercado cuando los usuarios requieran información complementaria.

Regla 30.ª *Procedimiento de casación del mercado diario.*

30.1 Elementos básicos del procedimiento de casación del mercado diario.

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas de compra y venta de energía por medio del algoritmo denominado Euphemia. La descripción detallada del algoritmo será acordada por el operador del mercado, OMIE, con el resto de operadores del mercado europeos con los que haya firmado el acuerdo de cooperación para la realización de una casación única común entre diversos operadores de mercado europeos. Dicho documento acordado será publicado por el operador del mercado, OMIE, en su página web, y presentado por OMIE y por cada uno de los operadores del mercado a las entidades reguladoras nacionales o entidades responsables de la aprobación de las reglas del mercado en cada caso.

La producción de energía objeto de los contratos bilaterales en los que intervengan no serán incorporadas en el proceso de casación, ni tenidas en cuenta durante el proceso de casación para realizar la comprobación de máximos de venta o de gradiente de carga de la unidad de venta de que se trate.

El precio en cada periodo de programación en cada zona de oferta será el correspondiente al resultado del algoritmo Euphemia.

Previo a la realización del proceso de casación se realizarán las siguientes validaciones, para seleccionar las ofertas que se consideran en el proceso de casación, con la información remitida por los operadores del sistema sobre contratos bilaterales internacionales, sobre indisponibilidades, y con la información de las energías con notificación de derechos de capacidad y con asignación de derechos de capacidad, remitida antes del cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario.

Validaciones de garantías del agente.

Una vez cerrado el periodo de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario, se procederá a la validación, para cada agente, de todas las ofertas para comprobar que dichas ofertas disponen de garantías suficientes de acuerdo con su valoración.

A efectos de la valoración de las ofertas se sumará, en todas las horas, el valor máximo en cada hora del producto de cada tramo de precio, en valor absoluto, por la suma de la energía ofertada a un precio, en valor absoluto, superior o igual, excluyendo los tramos de precio negativo en ofertas de compra y los tramos a precio positivo en las ofertas de venta. Asimismo, se incluirán los impuestos y cuotas aplicables. Las ofertas de venta a precio positivo y las ofertas de compra a precio negativo tendrán una valoración de cero.

Se comprobará que el agente al que se va a liquidar dicha unidad de oferta dispone de las garantías suficientes para la oferta según su valoración. El agente al que se va a liquidar la unidad de oferta será único excepto que se trate de una unidad de oferta de propiedad compartida. En ese caso cada uno de los agentes titulares debe disponer de garantías suficientes para respaldar el porcentaje de la valoración de la oferta de su titularidad.

Se comparará el valor de la oferta con el balance de garantías excedentarias de los agentes correspondientes en el día al que aplica la oferta, con la mejor información disponible en el momento de cierre de recepción de ofertas.

En caso de disponer todos los agentes de garantías suficientes, la oferta será aceptada de forma provisional entrando en el proceso de casación. En caso contrario no será incorporada al proceso.

Por cada oferta incorporada al proceso de casación se anotará una reducción del balance de garantías excedentarias de los agentes correspondientes por el valor aplicable

de dicha oferta según corresponda. Una vez se realice la liquidación, en lugar de dicha anotación figurarán los resultados de la facturación.

Validaciones a las ofertas presentadas al mercado diario.

En primer lugar, se validarán las ofertas normales o por defecto de las unidades con asignación de derechos de capacidad presentadas al mercado, en sentido inverso al orden de inserción, y en primer lugar las ofertas normales y posteriormente las de defecto.

La validación comprobará que, para la última oferta válida presentada, normal o por defecto, para cada unidad de venta o adquisición, que la energía del periodo de programación de la oferta, más la energía de la misma unidad y periodo de programación, ejecutada en contratos bilaterales internacionales, o notificación de uso de derechos de capacidad, previamente comunicados por los operadores del sistema y aceptados, no supera ninguno de los siguientes valores:

– La energía horaria máxima de la unidad en la base de datos del operador del mercado.
– La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades vigentes.

En el caso de que no se supere ninguno de dichos valores, en ninguno de los periodos de programación, la oferta será aceptada para el proceso de casación. En el caso de que se supere alguno de dichos valores, en alguno de los periodos de programación, la oferta será rechazada en su totalidad.

En segundo lugar, se validarán las ofertas normales o por defecto, no validadas previamente, en sentido inverso al orden de inserción, y en primer lugar las ofertas normales y posteriormente las de defecto.

La validación comprobará que, para la última oferta válida presentada, normal o por defecto, para cada unidad de venta o adquisición, que la energía del periodo de programación de la oferta no supera ninguno de los siguientes valores:

– La energía horaria máxima de la unidad en la base de datos del operador del mercado.
– La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades vigentes.
– Para las unidades de oferta genérica de venta la energía ofertada es inferior o igual al saldo comprador de la unidad de programación genérica en el mismo periodo de programación.
– Para las unidades de oferta genérica de compra la energía ofertada es inferior o igual al saldo vendedor de la unidad de programación genérica en el mismo periodo de programación.

En el caso de que no se supere ninguno de dichos valores, en ninguno de los periodos de programación, la oferta será aceptada para el proceso de casación. En el caso de que se supere alguno de dichos valores, en alguno de los periodos de programación, la oferta será rechazada en su totalidad.

Validación en el cierre de recepción de ofertas provenientes de las posiciones abiertas en el mercado a plazo y consideración de estas ofertas en el algoritmo de casación de mercado diario.

A efectos de validación de las energías desagregadas por los agentes en el instante del cierre de la recepción de ofertas serán consideradas como ofertas al mercado diario a precio indicado por el agente, y se considerará el momento de aceptación como el momento en que se recibe y se acepta la desagregación de la energía de las UCP.

A todos los efectos se considerará la información anterior en el proceso de validación por orden inverso de llegada, dándose prioridad a la información más reciente.

En el instante de la validación al cierre de recepción de ofertas solamente se rechazará la oferta proveniente de las posiciones abiertas correspondiente a la unidad de oferta que no supere las validaciones establecidas, manteniéndose el resto de la información para otras unidades de oferta correspondiente a la misma desagregación de forma independiente.

Las desagregaciones válidas de las posiciones abiertas del mercado a plazo con liquidación por entrega física serán consideradas como ofertas a precio indicado por el agente. La información de energía y precio de estas ofertas será tratada en el algoritmo de

casación como información independiente de las ofertas de las unidades correspondientes enviadas por el agente para el mercado diario:

a) Las condiciones complejas que el agente hubiera podido incluir en la oferta enviada para el mercado diario no serán de aplicación a la energía correspondiente a las ofertas provenientes de posiciones abiertas en el mercado a plazo.

b) El proceso de casación para el mercado diario se realizará según lo indicado en la regla al efecto, tratando de forma independiente ambas ofertas de una misma unidad ofertante.

30.2 Procedimiento de casación.

El algoritmo de casación Euphemia busca la optimización del denominado «welfare», que corresponde a la suma para el conjunto de todos los periodos horarios del horizonte de programación del beneficio de las ofertas de compra, más el beneficio de las ofertas de venta, más la renta de congestión. Se entiende por beneficio de las ofertas de compra la diferencia entre el precio de la oferta de compra casada y el precio marginal recibido, y se entiende por beneficio de las ofertas de venta la diferencia entre el precio marginal recibido y el precio de oferta de venta casado.

El algoritmo Euphemia considera curvas agregadas en escalón, que corresponden con las curvas para las que el precio de inicio de aceptación de un tramo de energía y el precio de aceptación completa de dicho tramo de energía es coincidente, y con curvas agregadas interpoladas, que son aquellas que corresponden con curvas para las que el precio de inicio de aceptación de un tramo de energía y el precio de aceptación completa de dicho tramo de energía difieren al menos en el salto mínimo entre precios de oferta. Para el tratamiento de ambos tipos de curvas el algoritmo Euphemia realiza el proceso de casación con una precisión en los valores de precios y en los valores de energía, superior al límite de decimales establecido para la presentación de ofertas. Una vez realizado el proceso de casación se realiza para cada mercado el redondeo de los valores de energías y precios, a la precisión establecida en cada mercado. La precisión establecida para el mercado ibérico es de dos decimales para los precios, establecidos en euros por MWh, y de un decimal para las energías, establecidas en MWh.

El algoritmo Euphemia considera en cada mercado las condiciones de bloque o condiciones complejas específicas de dicho mercado, siendo las condiciones para las ofertas del mercado ibérico las establecidas en estas reglas.

El resultado del algoritmo Euphemia está limitado a las condiciones de intercambio establecidas en cada mercado entre las zonas de oferta. En este sentido el flujo neto entre las zonas de oferta internas al mercado ibérico (flujo entre España y Portugal) y las fronteras del sistema ibérico (flujo entre España y Francia, y flujo entre España y Marruecos), estarán limitadas a la capacidad disponible para el mercado comunicada por los operadores del sistema responsables de dicha comunicación.

El algoritmo Euphemia trata todas las ofertas simples como una única oferta, suma del conjunto de todas las ofertas simples de la zona de oferta. Una vez finalizado el proceso de casación, el operador del mercado procederá a la asignación de los tramos casados y no casados de las ofertas simples en cada zona de oferta.

Una vez realizado el proceso de casación de Euphemia, quedarán asignados los valores de los tramos de energía casados y no casados de todas las ofertas que han declarado alguna de las condiciones complejas, así como los valores de los tramos de energía casados y no casados por el conjunto de ofertas que no han declarado ninguna condición compleja.

Para la ejecución de la casación el algoritmo realizará las siguientes operaciones:

30.2.1 Establecimiento del orden de precedencia económica de las ofertas de venta y determinación de la curva de oferta de venta.

El operador del mercado establecerá, para cada periodo de programación del horizonte diario, el orden de precedencia económica de las ofertas de venta partiendo de la más barata, hasta llegar a la más cara necesaria para cubrir la demanda de energía en dicho periodo de programación. En el caso de que existan tramos de energía al mismo precio se ordenarán con los siguientes criterios:

– Fecha, hora, minuto y segundo de inserción en el Sistema de Información del Operador del Mercado de la oferta de menor a mayor.

– Volumen de energía del tramo de menor a mayor. En el caso de que la mencionada fecha, hora, minuto y segundo también coincida en ambas ofertas, estas serán ordenadas por la cantidad de energía en el tramo.

– Orden alfabético de menor a mayor. En caso de que la cantidad de energía también coincida se ordenarán por orden alfabético, y numérico en su caso, decreciente.

El operador del mercado determinará la curva agregada de oferta de venta añadiendo por orden ascendente el precio de las cantidades de energía ofertadas con independencia de la unidad de venta a la que dichas cantidades correspondan.

Para la ejecución del algoritmo de casación Euphemia se determinarán dos curvas agregadas de venta por cada zona de oferta:

– La primera curva agregada de ofertas de venta contendrá todos los tramos de todas las ofertas simples. La energía ofertada a un mismo precio estará agregada a dicho precio sin diferenciación. La curva no contendrá identificación de las unidades de oferta a las que corresponden.

– La segunda curva agregada de ofertas de venta contendrá todos los tramos del orden de precedencia económica que no están contenidos en la primera curva agregada de ofertas de venta, sin agregar la energía ofertada a un mismo precio, y con identificación de los tramos de oferta que pertenecen a la misma oferta. La curva no contendrá identificación de las unidades de oferta a las que corresponden.

30.2.2 Determinación de la curva de adquisición.

El operador del mercado establecerá para cada periodo de programación de un horizonte diario, el orden de precedencia económica de las ofertas de compra partiendo de la más cara, hasta llegar a la más barata en dicho periodo de programación. En el caso de que existan tramos de energía al mismo precio se ordenarán con los siguientes criterios:

– Fecha, hora, minuto y segundo de inserción en el Sistema de Información del Operador del Mercado de la oferta de menor a mayor.

– Volumen de energía del tramo de menor a mayor. En el caso de que la mencionada fecha, hora, minuto y segundo también coincida en ambas ofertas, estas serán ordenadas por la cantidad de energía en el tramo.

– Orden alfabético de menor a mayor. En caso de que la cantidad de energía también coincida se ordenarán por orden alfabético, y numérico en su caso, decreciente.

El operador del mercado determinará la curva agregada de oferta de compra añadiendo por orden descendente el precio de las cantidades de energía ofertadas con independencia de la unidad de compra a la que dichas cantidades correspondan.

Para la ejecución del algoritmo de casación Euphemia se determinará una curva agregada de ofertas de compra por cada zona de oferta, que contendrá todos los tramos de todas las ofertas de compra. La energía ofertada a un mismo precio estará agregada a dicho precio sin diferenciación. La curva no contendrá identificación de las unidades de oferta a las que corresponden.

30.3 Tratamiento de las ofertas con la condición compleja de ingresos mínimos.

El algoritmo Euphemia realiza el proceso de casación con una precisión superior a los dos decimales establecidos para los precios de las ofertas en el mercado ibérico y una precisión superior a un decimal establecida para las energías de las ofertas en el mercado ibérico.

Si bien el algoritmo Euphemia considera las condiciones complejas establecidas en estas reglas, debiendo cumplir los requerimientos que establecen dichas condiciones, la comprobación del cumplimiento de la condición compleja de ingresos mínimos se realizará con el valor de los precios y energías utilizados en el proceso de casación antes del redondeo, pudiendo por tanto resultar casada una oferta, siendo el valor suma del término fijo más el término variable multiplicado por la energía final casada una vez realizado el redondeo, inferior a la suma de la multiplicación de la energía casada una vez realizado el redondeo, por el precio marginal horario una vez realizado el redondeo.

30.4 Tratamiento de las ofertas con la condición compleja de gradientes.

En la aplicación de la condición compleja de gradientes de carga, un tramo de energía ofertado a un precio superior al marginal podrá resultar casado, si con la aceptación de dicho tramo de oferta se permite una casación de energía mayor en los periodos de programación adyacentes, tal que se obtenga una solución con un welfare mayor, cumpliendo el resto de condiciones del algoritmo.

30.5 Recasación del mercado diario ibérico.

Una vez realizado el proceso de casación del mercado diario, y una vez confirmado el resultado por OMIE así como por todos los operadores de mercado que realizan la casación acoplados al mercado ibérico, los resultados de los flujos por la interconexión Francia-España y los precios, denominados precios finales, serán firmes.

Si posteriormente a la publicación del Programa Diario Base de Casación (PDBC), se observase en tiempo útil un error en el proceso de casación, el operador del mercado ibérico procederá, una vez consultados los operadores del sistema español y portugués, a repetir el proceso de casación de forma desacoplada del resto de mercados Europeo, manteniendo el flujo en la interconexión entre España y Francia resultado del proceso de casación previo. Como resultado de la recasación se obtendrá un nuevo resultado completo de la casación del mercado diario Ibérico, que sustituirá al resultado previo, siendo este al que aplique el proceso de liquidaciones, salvo en lo indicado a continuación. A efectos de la valoración económica del flujo en la interconexión con Francia, así como a efectos del cálculo de la renta de congestión en dicha interconexión, se tomarán el precio del sistema español denominado precio final, que corresponde a la casación común confirmada por los operadores del mercado Europeo.

30.6 Reapertura de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario.

Si una vez realizada la casación del mercado diario en alguna hora el precio de casación excede alguno de los umbrales de precios establecidos en el anexo 2 para el caso de Segunda Casación (o «second auction» en lengua inglesa) en cualquiera de las zonas de precios del mercado ibérico, o se produjese alguna de las situaciones contempladas en los procedimientos locales de alguno de los operadores del mercado, tal que se reabra la recepción de ofertas a la sesión del mercado diario en el ámbito de operación de dicho operador del mercado, dado que dicha apertura implica un nuevo proceso de casación para todos los mercados, el operador del mercado ibérico podrá abrir el periodo de recepción de ofertas a dicha sesión del mercado diario para todos los agentes del mercado ibérico, durante un periodo de tiempo coherente con la reapertura del proceso de recepción de ofertas en el resto de mercados. El operador del mercado ibérico informará a todos los agentes, mediante un mensaje en la web de agentes, de los horarios de reapertura de la sesión y del motivo de dicha reapertura.

Igualmente, cuando se produzca alguna de las situaciones contempladas en los procedimientos comunes de desarrollo del proceso de casación del mercado diario que lleve a una situación de desacoplamiento parcial o total de alguna de las zonas de precio interconectadas, el operador del mercado ibérico podrá abrir el periodo de recepción de ofertas a la sesión del mercado diario para todos los agentes del mercado ibérico, durante un periodo de tiempo coherente con los procedimientos comunes de desarrollo de la casación. El operador del mercado ibérico informará a todos los agentes, mediante un mensaje en la web de agentes, de los horarios de reapertura de la sesión y del motivo de dicha reapertura.

Regla 31.ª *Resultado de la casación del mercado diario.*

Una vez realizado el proceso de casación de Euphemia, quedarán asignados los valores de los tramos de energía casados y no casados de todas las ofertas que han declarado alguna de las condiciones complejas de gradientes, ingresos mínimos y parada programada, así como los valores de los tramos de energía casados y no casados por el conjunto de ofertas que no han declarado ninguna de las citadas condiciones complejas.

En el caso de unidades de oferta de propiedad compartida, las energías casadas serán asignadas a cada copropietario proporcionalmente a la diferencia entre la energía total de la unidad casada en el mercado diario más la energía comprometida en todos los contratos

bilaterales multiplicada por los porcentajes de propiedad y la información sobre la energía asignada al copropietario que va a estar comprometida en contratos bilaterales.

En los casos en que la energía casada en el mercado diario más las declaradas a asignar a cada agente superen la energía máxima disponible o bien la energía declarada a asignar a un agente supere la que le corresponde según su porcentaje de propiedad de la energía del previsible PDBF no se tendrá en cuenta ninguna de las declaraciones y por tanto se utilizarán los porcentajes de propiedad sobre la unidad de cada uno de los agentes.

Regla 32.ª *Cálculo del programa resultante de la casación del mercado diario.*

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes el contenido del programa resultante de casación correspondiente a sus unidades de venta o adquisición en los términos establecidos en estas reglas.

El operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema el contenido del programa resultante de casación que corresponda, asignando previamente a una unidad de oferta genérica los valores correspondientes a la unidad de oferta genérica de venta y los valores correspondientes a la unidad de oferta genérica de compra, con su signo. La unidad de oferta genérica tendrá valores positivos y negativos, según sea venta o compra, y servirá exclusivamente para poner a disposición de los operadores del sistema el resultado de la casación.

32.1 Establecimiento del orden de precedencia económica de las ofertas casadas en el resultado de la casación

El operador del mercado establecerá el orden de precedencia de las ofertas casadas, casadas parcialmente y no casadas, tomando como base los tramos de energía ofertados y sus precios, sin considerar ninguna condición compleja de las ofertas. Dicho orden tendrá las consideraciones siguientes:

– En caso de que dos tramos de oferta tengan el mismo precio, éstos se ordenarán por orden decreciente de fecha, hora, minuto y segundo de inserción en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

– En el caso de que la mencionada fecha, hora, minuto y segundo también coincida en ambas ofertas, estás se ordenarán de mayor a menor cantidad de energía en el tramo.

– En caso de que la cantidad de energía también coincida se ordenarán por orden alfabético, y numérico en su caso, decreciente.

Regla 33.ª *Información del proceso de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado diario.*

Como consecuencia de los procesos de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado diario el operador del mercado generará la siguiente información, la cual será puesta a disposición según se describe:

a) Información del proceso de aceptación y verificación de ofertas.

– El resultado de la aceptación o no y verificación tanto en la inserción de la oferta como en la validación previa a la casación, será puesto a disposición del agente del mercado con las razones de su exclusión en los términos establecidos en las presentes reglas cuando así lo solicite. Dicha información estará disponible en el momento en que se genere.

– Ofertas válidas de las unidades de adquisición o de venta que hubieran sido presentadas a la sesión.

Se pondrá a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente y de los agentes del mercado respetando la confidencialidad establecida en las presentes reglas, después de la realización de la casación de cada mercado diario, el conjunto de ofertas válidas de venta y compra presentadas a cada una de las sesiones del mercado diario.

b) Información del resultado de la casación del mercado diario.

– Precios resultado de la casación.

Se generarán como resultado del proceso de casación y serán públicos y además serán puestos a disposición de los agentes del mercado y de los operadores del sistema, siendo publicados después de su generación.

El operador del mercado diario pondrá a disposición del operador del mercado a plazo antes de transcurridas dos horas desde el cierre del mercado diario los precios y los volúmenes de contratación negociados en cada hora en el mercado diario para el día siguiente.

– Programa resultado de la casación. Se generará el Programa Diario Base de Casación (PDBC) como resultado del proceso de casación del mercado diario y será puesto a disposición de los agentes del mercado con la confidencialidad establecida en las presentes reglas y de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente inmediatamente después de su generación.

– El orden de precedencia económica. Se generará como resultado del proceso de casación del mercado diario y será puesto a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente, inmediatamente después de su generación.

– Curvas agregadas de oferta y demanda. Para cada conjunto de zonas de oferta que tengan el mismo precio se generará como resultado del proceso de casación de cada uno de los periodos de programación del mercado diario las curvas agregadas de venta y compra, y serán públicos, siendo además puesto a disposición de los agentes del mercado con la confidencialidad establecida en las presentes reglas y publicadas después de su generación.

– Ocupación de cada una de las interconexiones internacionales por hora con indicación de la capacidad comercial máxima de importación y exportación por cada interconexión, la capacidad ocupada en cada sentido e interconexión, la capacidad ocupada por declaración de derechos de uso de capacidad y la capacidad libre en cada sentido e interconexión. Se generará como resultado del proceso de casación de cada uno de los periodos de programación del mercado diario y serán públicos.

– Resultado del proceso de entrega física. El operador del mercado diario pondrá a disposición del operador del mercado a plazo el resultado del proceso de entrega física, existiendo tres posibilidades:

a) Que las ofertas hayan sido casadas.

b) Que las ofertas hayan sido casadas parcialmente.

c) Que las ofertas hayan sido rechazadas antes de la casación del mercado diario por no ser conformes a las reglas del mercado o por no haberse recibido del agente la desagregación correspondiente.

Regla 34.ª *Situaciones excepcionales.*

A los efectos de lo establecido en estas reglas son situaciones excepcionales aquéllas que determinen una imposibilidad de llevar a cabo de forma adecuada el proceso de presentación y aceptación de ofertas o el proceso de casación.

Las situaciones a que se refiere el apartado anterior pueden ser consecuencia, a título enunciativo, de alguno o algunos de los siguientes supuestos:

a) Insuficiencia de oferta de venta de energía eléctrica para atender la demanda.

En tal caso el operador del mercado establecerá el orden de precedencia de las ofertas de venta disponibles remitiendo a los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente dicho orden con déficit para los periodos de programación en que dicha insuficiencia de oferta se produzca.

b) Imposibilidad de realizar, antes de la hora límite establecida, el proceso casación con el algoritmo Euphemia para el conjunto de mercados.

En caso de alcanzarse la hora límite establecida para el desacoplamiento de todos los mercados se realizará la casación del mercado ibérico de forma desacoplada considerando la capacidad en el mercado con el sistema francés nula.

c) Fuerza mayor.

c.1 Si ésta fuera previsible, pero inevitable, el operador del mercado realizará casaciones anticipadas ampliando, para ello, el horizonte diario de programación para incluir en el mismo los periodos de programación en que la situación excepcional de fuerza mayor persistiese. Si la fuerza mayor fuere imprevisible, el operador del mercado podrá determinar

la casación utilizando el algoritmo histórico del Sistema de Información del Operador del Mercado con las adaptaciones necesarias en las ofertas de venta y compra presentadas por los agentes para la utilización de dicho algoritmo. En caso necesario podrá realizar la casación sobre la base de datos históricos.

c.2 Si es debida a averías en los equipos informáticos, mal funcionamiento de aplicaciones informáticas o de comunicaciones del operador del mercado o del sistema de acoplamiento de mercados europeo que impidan el correcto funcionamiento de los mismos. El operador del mercado podrá arbitrar medidas de igual contenido a las del punto c.1) anterior.

d) Imposibilidad de determinación de la casación como consecuencia de las condiciones técnicas y económicas de las ofertas complejas. El operador del mercado podrá arbitrar medidas de igual contenido a las del punto c.1) anterior.

Si la imposibilidad de determinación de la casación subsiste, el operador del mercado procederá a determinar la casación utilizando el algoritmo histórico denominado SIOM con las adaptaciones necesarias en las ofertas de venta y compra presentadas por los agentes para la utilización de dicho algoritmo. En caso necesario podrá realizar la casación sobre la base de datos históricos.

Regla 35.ª *Liquidación del mercado diario.*

El operador del mercado determinará la liquidación de la energía para cada agente que participe en el mercado diario de producción de energía eléctrica y en cada periodo de programación, por cada unidad de adquisición, unidad de venta. Asimismo, el operador del mercado determinará la liquidación del flujo de energía en la interconexión entre España y Francia y de la renta de congestión que se genere en las distintas interconexiones del sistema eléctrico español.

35.1 Determinación de la retribución correspondiente a los vendedores como resultado de la liquidación del mercado diario.

Los vendedores que operen en el mercado diario percibirán por cada unidad de venta y para cada periodo de programación en el que el precio marginal sea positivo, una retribución que incorporará el precio marginal en el mercado diario de cada periodo de programación de la zona de oferta en la que se encuentre situada la unidad.

Los vendedores que operen en el mercado diario satisfarán, por cada unidad de venta y para cada periodo de programación en el que el precio marginal sea negativo, un pago que incorporará el precio marginal en el mercado diario de cada periodo de programación de la zona de oferta en la que se encuentre situada la unidad.

El operador del mercado realizará la liquidación diaria de la energía eléctrica para cada vendedor que participe en el mercado diario por cada unidad de venta que haya sido incorporada en el programa resultante de la casación en cada periodo de programación.

Para realizar las antedichas liquidaciones, el operador del mercado practicará las correspondientes anotaciones en cuenta en el registro que llevará a tales efectos por cada unidad de venta.

35.2 Precios a considerar en la determinación del precio de la adquisición de energía eléctrica en el mercado diario.

Los compradores que operen en el mercado diario satisfarán, por la energía eléctrica adquirida incorporada en el programa resultante de la casación y para cada periodo de programación en el que el precio marginal sea positivo, un pago que incorporará el precio marginal en el mercado diario de cada periodo de programación de la zona de oferta, en la que se encuentre la unidad de adquisición.

Los compradores que operen en el mercado diario percibirán, por la energía eléctrica adquirida incorporada en el programa resultante de la casación y para cada periodo de programación en el que el precio marginal sea negativo, una retribución que incorporará el precio marginal en el mercado diario de cada periodo de programación de la zona de oferta, en la que se encuentre la unidad de adquisición.

35.3 Derechos de cobro en el mercado diario.

El vendedor cuyas ofertas de venta hayan resultado casadas en la sesión de contratación del mercado diario e incorporadas al programa resultante de la casación, tendrá un derecho de cobro, que se calculará como el producto de la energía cuya producción se asigne en cada periodo de programación en el que el precio marginal sea positivo, a la unidad de producción de la que sea titular, o bien no de su titularidad pero a la que represente en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo y para la zona de oferta en la que se encuentre situada la unidad. A estos efectos se considera que las unidades de venta a las cuales se les practicará la liquidación de la energía importada por España desde Francia, como resultado de la casación, se encuentran situadas en la zona de oferta española. Los titulares de dichas unidades de oferta serán los operadores del mercado designados en Francia o entidades habilitadas por éstos para practicar dicha liquidación.

El derecho de cobro del vendedor para cada unidad de oferta de venta en la hora h será:

$$DCPBC(up,h,z) = EPBC(up,h,z) * PMH(h,z)$$

siendo:

DCPBC (up,h,z): Derecho de cobro del vendedor por la energía correspondiente a la unidad de producción up, situada en la zona de oferta z, en la hora h.

EPBC (up,h,z): Energía asignada a la unidad de venta, up, situada en la zona de oferta z, en la hora h, en el mercado diario (PDBC).

PMH (h,z): Precio marginal horario positivo correspondiente a la hora h en el mercado diario (PDBC) en la zona de oferta z. En caso de realizarse una nueva casación de acuerdo con la Regla de «Recasación del Mercado Diario Ibérico» el precio a considerar será el correspondiente a dicha recasación, salvo para los intercambios de energía entre España y Francia que se liquidarán al precio de la zona de oferta española correspondiente al resultado final de la casación confirmado por los operadores del mercado.

El comprador cuyas ofertas de compra hayan resultado casadas en la sesión de contratación del mercado diario e incorporadas al programa resultante de la casación tendrá un derecho de cobro, que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya adquisición se asigne en cada periodo de programación en el que el precio marginal sea negativo, a la unidad de adquisición de la que sea titular, o bien no de su titularidad pero a la que represente en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo para la zona de oferta en la que se encuentre situada la unidad. A estos efectos se considera que las unidades de adquisición a las cuales se les practicará la liquidación de la energía exportada por España a Francia, como resultado de la casación, se encuentran situadas en la zona de oferta española. Los titulares de dichas unidades de oferta serán los operadores del mercado designados en Francia o entidades habilitadas por éstos para practicar dicha liquidación.

El derecho de cobro del comprador para cada unidad de oferta de compra en la hora h será:

$$DCPBC(ua,h,z) = EPBC(ua,h,z) * PMH(h,z)$$

siendo:

DCPBC (ua, h,z): Derecho de cobro del comprador por la energía correspondiente a la unidad de adquisición ua, situada en la zona de oferta z, en la hora h.

EPBC (ua, h,z): Energía asignada a la unidad de oferta de compra ua, situada en la zona de oferta z, en la hora h en el mercado diario (PDBC).

PMH (h,z): Precio marginal horario negativo correspondiente a la hora h en el mercado diario (PDBC) en la zona de oferta z correspondiente al resultado final de la casación. En caso de realizarse una nueva casación de acuerdo con la Regla de «Recasación del

Mercado Ibérico» el precio a considerar será el correspondiente a dicha casación, salvo para los intercambios de energía entre España y Francia que se liquidarán al precio de la zona de oferta española correspondiente al resultado final de la casación confirmado por los operadores del mercado.

35.4 Obligaciones de pago en el mercado diario.

El comprador cuyas ofertas de compra hayan resultado casadas en la sesión de contratación del mercado diario e incorporadas al programa resultante de la casación tendrá una obligación de pago en cada periodo de programación en el que el precio marginal sea positivo, que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya adquisición se asigne en cada periodo de programación a la unidad de adquisición de la que sea titular, o bien no de su titularidad pero a la que represente en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo para la zona de oferta en la que se encuentre situada la unidad. A estos efectos se considera que las unidades de adquisición a las cuales se les practicará la liquidación de la energía exportada por España a Francia, como resultado de la casación, se encuentran situadas en la zona de oferta española. Los titulares de dichas unidades de oferta serán los operadores del mercado designados en Francia o entidades habilitadas por éstos para practicar dicha liquidación.

La obligación del comprador para cada unidad de oferta de compra en la hora h será:

$$OPPBC(ua,h,z) = EPBC(ua,h,z) * PMH(h,z)$$

siendo:

OPPBC (ua, h,z): Obligación de pago del comprador por la energía correspondiente a la unidad de adquisición ua, situada en la zona de oferta z, en la hora h.

EPBC (ua, h,z): Energía asignada a la unidad de oferta de compra ua, situada en la zona de oferta z, en la hora h en el mercado diario (PDBC).

PMH (h,z): Precio marginal horario positivo correspondiente a la hora h en el mercado diario (PDBC) en la zona de oferta z correspondiente al resultado final de la casación. En caso de realizarse una nueva casación de acuerdo con la Regla de «Recasación del Mercado Ibérico» el precio a considerar será el correspondiente a dicha casación, salvo para los intercambios de energía entre España y Francia que se liquidarán al precio de la zona de oferta española correspondiente al resultado final de la casación confirmado por los operadores del mercado.

El vendedor cuyas ofertas de venta hayan resultado casadas en la sesión de contratación del mercado diario e incorporadas al programa resultante de la casación, tendrá una obligación de pago, que se calculará como el producto de la energía cuya producción se asigne en cada periodo de programación en el que el precio marginal sea negativo, a la unidad de producción de la que sea titular, o bien no de su titularidad pero a la que represente en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo y para la zona de oferta en la que se encuentre situada la unidad. A estos efectos se considera que las unidades de venta a las cuales se les practicará la liquidación de la energía importada por España desde Francia, como resultado de la casación, se encuentran situadas en la zona de oferta española. Los titulares de dichas unidades de oferta serán los operadores del mercado designados en Francia o entidades habilitadas por éstos para practicar dicha liquidación.

La obligación de pago del vendedor para cada unidad de oferta de venta en la hora h será:

$$OPPBC(up,h,z) = EPBC(up,h,z) * PMH(h,z)$$

Siendo:

OPPBC (up,h,z): Obligación de pago del vendedor por la energía correspondiente a la unidad de producción up, situada en la zona de oferta z, en la hora h.

EPBC (up,h,z): Energía asignada a la unidad de venta, up, situada en la zona de oferta z, en la hora h, en el mercado diario (PDBC).

PMH (h,z): Precio marginal horario negativo correspondiente a la hora h en el mercado diario (PDBC) en la zona de oferta z. En caso de realizarse una nueva casación de acuerdo con la Regla de «Recasación del Mercado Diario Ibérico» el precio a considerar será el correspondiente a dicha recasación, salvo para los intercambios de energía entre España y Francia que se liquidarán al precio de la zona de oferta española correspondiente al resultado final de la casación confirmado por los operadores del mercado.

35.5 Ingresos en el mercado diario por el proceso de separación de mercados.

La liquidación del mercado diario, tras la aplicación del proceso de separación de mercados en cada interconexión, dará lugar a unos ingresos denominados 'renta de congestión' que se calcularán como el producto de la capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en cada periodo de programación por la diferencia de los precios marginales fijados para el mismo en cada una de las zonas de oferta situadas a ambos lados de la interconexión.

35.5.1 Renta de congestión en el mercado diario en la interconexión entre España y Portugal.

La renta de congestión que se genere en la interconexión entre España y Portugal se repartirá a partes iguales entre el operador del sistema eléctrico español y portugués.

Se anotará por lo tanto, a cada operador del sistema un derecho de cobro en cuenta en la hora h como:

$$DCPBCPTES_CI(h) = 0,5 * abs(EPBCPTES(h)) * abs(PMH(h,z_1)-PMH(h,z_2))$$

siendo:

DCPBCPTES_CI (h): Derecho de cobro en la hora h, en el mercado diario, anotado en cuenta a los operadores del sistema español y portugués, por la aplicación del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y portuguesa.

EPBCPTES (h): Capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en la hora h entre la zona de oferta española y portuguesa.

z_1, z_2: Subíndices que se refieren a las zonas de oferta española y portuguesa respectivamente.

35.5.2 Renta de congestión en el mercado diario en la interconexión entre España y Francia.

La renta de congestión que se genere en la interconexión entre España y Francia se repartirá a partes iguales entre el sistema eléctrico español y francés.

Mientras se encuentre en vigor el mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, las rentas de congestión asignadas al sistema eléctrico español que afloren en el horizonte diario como consecuencia del desacoplamiento de precios en frontera entre la zona española y francesa, serán empleadas para minorar el coste total del ajuste. En particular, las rentas de congestión en el horizonte diario empleadas serán las previstas conforme a lo dispuesto en el artículo 14.3 del referido real decreto-ley.

A los efectos del cálculo de la liquidación de la renta de congestión se anotará:

– Una obligación de pago al sistema eléctrico francés, en la hora h como:

$$OPPBCFRES_CI(h) = 0,5 * abs(EPBCFRES(h)) * abs(PMH_1\ (h,z_1) - PMH_1\ (h,z_3))$$

– Un derecho de cobro en cuenta al sistema eléctrico español en la hora h como:

$$DCPBCFRES_CI(h) = 0,5 * abs(EPBCFRES(h)) * abs(PMH_1\ (h,z_1) - PMH_1\ (h,z_3))$$

Siendo:

DCPBCFRES_CI(h): derecho de cobro en la hora h, en el mercado diario, anotado en cuenta al sistema español, por la aplicación del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y francesa.

OPPBCFRES_CI(h): obligación de pago en la hora h, en el mercado diario, al sistema francés, por la aplicación del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y francesa.

EPBCFRES (h): capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en la hora h entre la zona de oferta española y francesa.

PMH_1 (h,z): precio marginal horario correspondiente a la hora h en el mercado diario en la zona de oferta z resultado de la casación de la sesión del mercado diario.

z_1, z_3: subíndices que se refieren a las zonas de oferta española y francesa respectivamente.

35.6 Publicación de los resultados de la liquidación del mercado diario.

De acuerdo con las normas generales de confidencialidad establecidas en estas reglas, tras cada sesión del mercado diario el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado, a través de sus sistemas de información, los resultados sobre los derechos de cobro y las obligaciones de pago derivados de dicho mercado, para el horizonte diario de programación correspondiente a cada sesión de contratación.

Las anotaciones correspondientes a cada sesión de contratación serán provisionales si:

(a) La casación correspondiente fuera provisional de acuerdo con la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario».

(b) La existencia de reclamaciones pendientes respecto del desarrollo de alguna sesión de contratación del mercado.

(c) Apareciesen, a posteriori, valores erróneos en la liquidación.

Estas anotaciones devendrán definitivas cuando no concurra ninguna de las circunstancias anteriores, salvo en el caso de que por alguno de dichos motivos fuera necesario realizar una nueva liquidación, en cuyo caso las nuevas anotaciones serán definitivas cuando no concurra ningún motivo de provisionalidad entre los citados en los párrafos anteriores.

CAPÍTULO SÉPTIMO

Programas recibidos con posterioridad al mercado diario

Regla 36.ª *Programa diario base de funcionamiento.*

Los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado antes de la hora límite establecida en las presentes reglas, el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), así como las comunicaciones de declaraciones de contratos bilaterales a efectos del cumplimiento de la legislación vigente en cuanto a la confirmación del cumpliendo de la presentación de ofertas al mercado diario. El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes dicha información, así como la conversión de dicha información en unidades de oferta.

Regla 37.ª *Programa diario viable.*

Los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado antes de 15 minutos del cierre de la primera sesión del mercado intradiario de subastas el Programa Diario Viable definitivo (PDVD), a efectos de la realización de las validaciones a las ofertas

del mercado intradiario de subastas. El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes dicha información, así como la conversión de dicha información en unidades de oferta necesaria para las validaciones y la realización del proceso de casación.

En todo caso, el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) resultado del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF deberá ser recibido por el operador del mercado con una antelación, en situación de operación normal, no inferior a 15 minutos antes del cierre de la primera sesión de subasta del mercado intradiario de forma que los agentes de mercado puedan actualizar, si procede, las ofertas previamente presentadas a la subasta, pudiendo éstas ser validadas definitivamente al cierre del periodo de recepción de ofertas.

En la situación excepcional en la que el operador del mercado reciba el PDVD de los operadores del sistema con posterioridad a la hora límite establecida, el periodo de recepción de ofertas se prolongará, para permitir a los agentes disponer de 15 minutos para que verifiquen y actualicen en consecuencia sus ofertas, sin perjuicio de lo establecido en la Regla «Secuencia de operaciones de los mercados intradiarios».

CAPÍTULO OCTAVO

Mercado intradiario de subastas

Regla 38.ª *Objeto y conceptos básicos del mercado intradiario de subastas.*

Los mercados intradiarios tienen por objeto atender la venta y la adquisición de energía en las siguientes horas al cierre del mercado diario, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable definitivo (PDVD).

El mercado intradiario de subastas se estructura en sesiones de acuerdo con las siguientes reglas:

a) Determinado un programa diario viable, se podrán realizar casaciones de sesiones de subastas del mercado intradiario para los periodos de programación incluidos en dicho programa diario viable y, en su caso, en el anterior en curso de ejecución.

b) Cada sesión de mercado intradiario podrá tener como objeto uno o varios periodos de programación, siempre que éstos tengan programa diario viable publicado con antelación al cierre de dicha sesión.

c) Cada periodo de programación podrá ser objeto de sesiones de subastas sucesivas de mercado intradiario.

d) No se podrán incluir en sesiones de subastas del mercado intradiario periodos de programación para los que no exista programa diario viable publicado.

e) El momento inicial de presentación de ofertas de compra y venta en el mercado intradiario de subastas, y el plazo de presentación de las mismas, será el determinado en estas reglas de funcionamiento y deberá asegurar que cualquier periodo de programación con programa diario viable publicado, sea objeto al menos, de una sesión de subastas de mercado intradiario.

Las sesiones del mercado intradiario de subastas se establecerán conforme al anexo I, que podrá ser modificado previo informe del Comité de Agentes del Mercado y autorización del regulador competente.

Regla 39.ª *Ofertas al mercado intradiario de subastas.*

39.1 Objeto y contenido de las ofertas de compra y venta.

Las ofertas de compra y venta pueden ser simples o complejas, en razón de su contenido. Se denominan ofertas complejas a las ofertas simples que declaran adicionalmente a la oferta simple alguna de las condiciones complejas establecidas en las presentes reglas.

Podrán presentarse varias ofertas de venta y/o compra para un mismo periodo de programación y una misma unidad de venta o adquisición que serán tratadas de forma independiente.

El operador del mercado asignará en cada periodo de programación a la unidad de oferta genérica de venta el saldo vendedor de la unidad de programación genérica y a la

unidad de oferta genérica de adquisición el saldo comprador de la unidad de programación genérica, del Programa Diario Viable definitivo (PDVD) en el caso de la primera sesión y del Programa Horario Final (PHF) de la sesión previa para el resto de sesiones.

En las horas del horizonte de cada mercado intradiario que sea la última vez que se negocian los agentes que en el Programa Horario Final (PHF) anterior a la sesión del intradiario dispongan de programa en las unidades de oferta genérica de venta o adquisición, deberán deshacerse del mismo mediante la presentación de las correspondientes ofertas simples.

39.1.1 Ofertas simples.

Son las presentadas para uno o varios periodos de programación con expresión de un precio y de una cantidad de energía, pudiendo existir para cada periodo de programación objeto de oferta hasta un máximo de cinco tramos para una misma oferta, con un diferente precio para cada uno de dichos tramos. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tenida en cuenta en la casación.

39.1.2 Ofertas complejas.

Son las que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan al menos alguna de las condiciones que se relacionan en los apartados siguientes.

Las limitaciones derivadas del tratamiento de las ofertas complejas presentadas en el mercado intradiario sólo afectarán a las energías incluidas en dichas ofertas, y no a las energías asignadas previamente en el programa viable y en las sesiones anteriores del mercado intradiario.

39.1.2.1 Condiciones complejas comunes a las ofertas de venta y adquisición.

39.1.2.1.1 Condición de variación de capacidad de producción o de energía previamente adquirida, o condición de gradiente de carga. Los vendedores y compradores podrán incorporar esta condición al conjunto de las ofertas que los titulares de las unidades de venta o de adquisición presenten por cada una de ellas. La condición de gradiente de carga consiste en establecer una variación máxima de capacidad de producción o de energía adquirida, entre dos periodos de programación consecutivos.

Esta condición se expresará en MW/minuto de subida o de bajada, o de arranque o parada, y su inclusión en el proceso de casación se realizará de acuerdo con lo señalado en Regla de «Comprobación de la condición de gradiente de carga durante el proceso de casación simple condicionada». Como valor a tener en cuenta en la casación, se elegirá aquél introducido en la oferta de menor número identificativo correspondiente a la unidad.

El resultado de la casación estará, en todo caso, limitado por la capacidad máxima y mínima de producción o adquisición de bombeo, o por el total de energía previamente asignada en el programa viable y las sesiones previas del mercado intradiario a dicha unidad de venta o de adquisición, respectivamente. Esta condición habrá de respetar en todo caso la variación lineal de manera continua de la producción de la unidad de venta, o de la energía adquirida por la unidad de adquisición, en cada uno de los periodos de programación.

39.1.2.1.2 Condición de aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta. Los vendedores y compradores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de venta o de adquisición, la condición de que, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de su oferta, esta oferta sea eliminada.

39.1.2.1.3 Condición de aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta. Los vendedores y compradores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de venta o de adquisición, la condición de que, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de su oferta en una hora, serán eliminados de la casación todos los tramos de la oferta correspondiente a dicha hora, permaneciendo el resto de la oferta válida.

39.1.2.1.4 Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta. Los vendedores y compradores pueden incluir en las ofertas que presenten por cada unidad de venta o de adquisición, la condición de que, en caso de no resultar casado completamente en el horizonte de casación el tramo primero de su oferta durante el número consecutivo de horas especificado en la misma, esta oferta sea eliminada.

39.1.2.1.5 Condición de energía máxima. La condición de energía máxima es aquella por cuya virtud la aceptación por el operador del mercado de una oferta (de compra o venta) para el horizonte de programación determina, si la oferta resulta casada, lo sea, por un volumen de energía total, inferior o igual al indicado por el titular en su oferta, y nunca por un volumen superior.

39.1.2.2 Condiciones complejas de las ofertas de venta.

39.1.2.2.1 Condición de ingresos mínimos. Los vendedores pueden incluir como condición en cada oferta de venta que presenten por una unidad de venta o de adquisición, que dicha oferta sólo se entiende presentada a los efectos de la casación si obtiene unos ingresos mínimos que se expresarán como una cantidad fija en euros, sin decimales y, como una cantidad variable expresada en euros por MWh, con un máximo de dos decimales.

La condición de ingresos mínimos no podrá ser utilizada en aquellas ofertas de venta en que más del 50 % de la energía sea ofertada a precio igual o menor que cero.

No se permitirán valores negativos en el término fijo ni en el término variable en la condición de ingresos mínimos.

39.1.2.3 Condiciones complejas de las ofertas de compra.

39.1.2.3.1 Condición de pagos máximos. Los compradores pueden incluir como condición en cada oferta de compra que presenten por una unidad de venta o de adquisición, que dicha oferta sólo se entiende presentada a los efectos de la casación, si produce como consecuencia de su aceptación unos pagos menores que el máximo, que se expresarán como una cantidad fija en euros, sin decimales y, como una cantidad variable expresada en euros por MWh, con un máximo de dos decimales.

No se permitirán valores negativos en el término fijo ni en el término variable en la condición de pagos máximos.

39.2 Formato para la presentación de ofertas de compra o venta.

Las ofertas deberán tener la forma que se establece a continuación, en relación con el contenido de las mismas:

a) Código de la unidad de venta o de adquisición.
b) Número de oferta. Número de oferta para la misma unidad de oferta.
c) Descripción de la oferta. Campo alfanumérico que no utiliza el algoritmo.
d) Clase de oferta: compra o venta.
e) Unidad monetaria: Euro.
f) Tipo de ajuste según los códigos definidos en el sistema de información del Operador del Mercado.
g) Condiciones económicas, condición de ingreso mínimo para las ofertas de venta por la unidad de venta o adquisición, o condición de pago máximo para las ofertas de compra por la unidad de venta o adquisición, que se expresará por medio de los dos valores siguientes:

– Término fijo (TF) para un mismo horizonte de programación, fijado en euros, sin que puedan incluirse decimales.
– Término variable (TV), que permanecerá constante para un mismo horizonte de programación, fijado en euros por MWh, pudiéndose incluir dos cifras decimales.

Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora el término fijo y/o el término variable correspondiente de esta condición. En ningún caso se podrán declarar valores de precio negativo ni el término fijo ni el término variable.

h) Gradiente de parada, arranque, subida y bajada (MW/minuto, con un máximo de un decimal). Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora el gradiente correspondiente.
i) Mínimo técnico (MW con un máximo de decimales igual al establecido en la unidad de contratación). Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora el mínimo técnico.
j) Indicador del requerimiento de aceptación completa del tramo primero de la oferta de venta (S/N).

k) Energía máxima admisible por la oferta en MWh con un máximo de un decimal. Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora esta condición.

l) Indicador del requerimiento de aceptación completa en cada hora del tramo primero de la oferta (S/N).

m) Número mínimo de horas consecutivas requeridas con el tramo primero de la oferta casado en su totalidad. Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora esta condición.

Por cada tramo y periodo de programación:

– Fecha que cubre la oferta.
– Hora que cubre la oferta.
– Número de tramo de la oferta.
– Cantidad de energía en MWh con un máximo un decimal.
– Precio ofertado en euros por MWh, con un máximo de dos decimales.

39.3 Información recibida de los operadores del sistema: indisponibilidades, capacidades comerciales de las interconexiones internacionales, limitaciones a la posibilidad de ofertar.

La presentación de ofertas de compra y venta está sometida a las siguientes limitaciones.

La suma de las energías asignadas por unidad de oferta en el programa acumulado hasta ese momento, junto a la ofertada, será validada contra los límites de energías superior e inferior de que disponga el Sistema de Información del Operador del Mercado. La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

La oferta será validada de nuevo en el momento de cierre de recepción de ofertas de la sesión, teniendo en cuenta indisponibilidades, limitaciones y la energía acumulada en el Programa Diario Viable definitivo (PDVD), las sesiones de subastas previas y rondas de mercado continuo hasta el momento de cierre de recepción de ofertas de la sesión, para cada uno de los periodos incluidos en la oferta.

Si la validación de la oferta, teniendo en consideración indisponibilidades y limitaciones, da como resultado unos valores de energía fuera de los límites superior o inferior de que disponga el Sistema de Información del Operador del Mercado en alguno de los periodos ofertados, la oferta será rechazada.

Sin perjuicio de lo anterior, las posteriores informaciones enviadas por los operadores del sistema al Sistema de Información del Operador del Mercado sobre indisponibilidades, recibidas en el sistema de información del operador del mercado hasta cinco minutos antes de la hora de cierre de la sesión serán tenidas en cuenta durante el proceso de casación.

39.3.1 Definición e incorporación de la información sobre indisponibilidades.

La información sobre indisponibilidades enviada por los operadores del sistema al Sistema de Información del Operador del Mercado se realizará a través de este y contendrá siempre para cada sistema todas las indisponibilidades que el operador del sistema correspondiente ha confirmado de cualquiera de las unidades físicas en el momento de su envío. Las indisponibilidades se enviarán por unidad física. En consecuencia, el operador del mercado considerará que todas las unidades no incluidas en la última información recibida del operador del sistema correspondiente están disponibles.

La información sobre indisponibilidades se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado, en el momento de recepción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de incorporación a efectos de casación cinco minutos antes de la hora de cierre de la sesión.

39.3.2 Definición e incorporación de la información sobre limitaciones a la posibilidad de ofertar.

La información sobre limitaciones enviada por los operadores del sistema al operador del mercado contendrá siempre, para cada sistema, todas las limitaciones que el operador del sistema correspondiente impone a la posibilidad de ofertar en las sesiones de subastas del mercado intradiario de cualquiera de las unidades de venta o adquisición, en el momento del

envío de la información. A efectos de la recepción de ofertas y proceso de casación se tendrá en cuenta exclusivamente la información recibida por unidad de venta o adquisición.

En el caso de la primera sesión de subasta del mercado intradiario, las limitaciones unitarias podrán incorporarse durante el periodo de recepción de ofertas, siempre comunicadas previamente a la publicación del PDVD correspondiente. Para el resto de sesiones de subastas distintas de la primera sesión, la información sobre limitaciones unitarias se incorporará al Sistema de Información del Operador del Mercado en el momento de recepción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, excepto durante el periodo de recepción de ofertas de dichas sesiones de subastas (si se reciben durante este periodo, no se incorporarán), realizándose finalmente la incorporación cuando el Programa Horario Final (PHF) de la sesión sea firme. Sólo se utilizarán las limitaciones a la posibilidad de ofertar que están dentro del horizonte de programación de la siguiente sesión del mercado intradiario de subastas.

En caso de existir indisponibilidades de unidades de producción o de adquisición, dichas unidades estarán exentas del cumplimiento de la limitación por la cantidad de energía indisponible.

39.3.3 Definición e incorporación de la información sobre capacidades comerciales de las interconexiones internacionales.

La información sobre capacidades de importación y exportación enviada por los operadores del sistema, al Sistema de Información del Operador del Mercado, se realizarán a través de éste y contendrá la información sobre capacidad máxima de importación y exportación en frontera, en cada hora, con cada una las interconexiones del sistema eléctrico español que tengan una limitación máxima. En consecuencia, el operador del mercado considerará que todas las interconexiones y sentido de flujo no incluidos en la última información recibida de los operadores del sistema tendrá valor cero.

La información sobre capacidades se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado, en el momento de recepción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de incorporación a efectos de casación de las sesiones de mercado intradiario, de 20 minutos previos a la hora de cierre de recepción de ofertas a la sesión del mercado intradiario de subastas.

39.4 Verificación de las ofertas.

Las ofertas de compra y venta serán verificadas por el Operador del Mercado, como condición previa a su posterior posible aceptación, de acuerdo con lo siguiente:

39.4.1 Verificaciones comunes a las ofertas de compra y venta.

39.4.1.1 Verificación del estado de la sesión.

El operador del mercado verificará en el momento de recepción de la oferta en su sistema informático, conforme a la hora de recepción disponible en dicho sistema informático, que esta hora de recepción es posterior a la apertura de la sesión en el caso del mercado intradiario de subastas y anterior al momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas. En el caso de presentación de ofertas por fichero. si éste ha comenzado a recibirse en el Sistema de Información de Operador del Mercado antes de la hora límite de recepción de ofertas y el formato del fichero es correcto, se realizará el proceso de validación de todas las ofertas incluidas en dicho fichero considerando a efectos de control de la hora límite de presentación de ofertas la hora de inicio de recepción del fichero, insertándose cada oferta con el resultado de la validación con la fecha y hora de finalización de la validación.

39.4.1.2 Verificaciones del agente.

El operador del mercado comprobará, en el momento de la presentación de la oferta que el agente:

– Está dado de alta en el sistema del operador del mercado, siendo agente del mercado y no está suspendido por los operadores del sistema como sujeto del sistema eléctrico.

– Está habilitado para presentar ofertas para la unidad de venta o adquisición. Serán rechazadas todas las ofertas del agente que presente ofertas para unidades de venta o adquisición para las que no esté habilitado.

39.4.1.3 Verificación de la unidad de venta o de adquisición.

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta de compra o venta, que las instalaciones o puntos de suministro que integran la unidad de venta o de adquisición, respectivamente, por la que se presenta dicha oferta, están dados de alta en el Sistema de Información del Operador del Mercado y autorizados a ofertar en los periodos de programación para los cuales se presenta la oferta.

El operador del mercado comprobará en el momento de la presentación de la oferta de compra o venta, que la unidad de venta o de adquisición por la que presenta oferta está habilitada para participar en las sesiones intradiarias y pertenece al agente.

39.4.1.4 Verificación de la adecuación de los datos de la oferta de compra o venta con la información contenida en el sistema de información del operador del mercado en cuanto a la condición de variación de la capacidad de producción.

El operador del mercado comprobará, en el momento de la presentación de la oferta, que la máxima diferencia entre la producción de energía eléctrica que en la casación del mercado intradiario de subastas puede aceptarse a dicha unidad de venta en dos horas consecutivas, es inferior o igual que la que podría suministrar como máximo la unidad de venta, conforme a los datos registrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

39.4.1.5 Verificación de la adecuación de los datos de la oferta con la información de que dispone el operador del mercado enviada por los operadores del sistema.

El operador del mercado comprobará, antes de la posible aceptación de la misma, que la energía eléctrica ofertada respeta las limitaciones unitarias correspondientes a la unidad de oferta puestas a disposición del operador del mercado por los operadores del sistema al inicio de la sesión, de acuerdo a la Regla de «Limitaciones a la posibilidad de ofertar» y las reglas específicas según el tipo de oferta de verificación de energía máxima a ofertar en un periodo de programación. La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

El operador del mercado repetirá dicha verificación al cierre de la sesión intradiaria para todas las ofertas de compra y venta aceptadas de forma provisional durante la sesión, teniendo en cuenta además las posibles energías casadas en cada periodo hasta ese momento en el mercado intradiario continuo, siendo definitivamente rechazadas o consideradas como válidas para el proceso de casación.

39.4.1.6 Verificación de la adecuación de la oferta con condición de energía máxima.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que la oferta con condición de energía máxima:

– No incorpora la condición de gradiente de carga.
– Es la única oferta presentada para la unidad de venta o adquisición.

39.4.1.7 Verificación de los periodos ofertados.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que los periodos ofertados deben estar comprendidas en el horizonte de casación de la sesión del mercado intradiario para la que se validan las ofertas.

39.4.2 Verificaciones específicas de las ofertas de venta.

39.4.2.1 Verificación de la adecuación de los precios.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que:

– Los precios de las energías expresados en las ofertas no son superiores a los límites de precios máximos, ni inferiores a los límites de precios mínimos indicados en el anexo 2.

– Los precios de las energías expresados en las ofertas no son superiores ni inferiores a los umbrales de notificación de precios indicados en el anexo 2. En caso de ser superados los correspondientes umbrales, el operador del mercado informará al agente en su respuesta a la inserción de dicha oferta, que la oferta supera en alguna hora los umbrales de notificación de precios máximo o mínimo establecidos para el mercado al que se está ofertando. Esta comprobación y respuesta tendrá carácter informativo para el agente, y será emitida por el operador del mercado sin perjuicio de cualquier otra validación o respuesta que pudiera realizarse sobre la misma oferta.

– Los tramos incluidos en las ofertas de venta en cada hora deben tener precios estrictamente crecientes con el número de tramo. Se permiten tramos intermedios vacíos dentro de cada hora, sin precio y sin energía, pero no con energía cero.

39.4.2.2 Verificaciones de la energía máxima a ofertar en un periodo de programación.

El operador del mercado comprobará la adecuación de los datos de la oferta con la información contenida en el Sistema de Información del Operador del Mercado. La energía máxima a ofertar en un periodo de programación:

Para una oferta de venta de una unidad de venta presentada a una sesión, se validará de forma provisional que la energía ofertada en total para cada hora en esa oferta, más el programa de la unidad previamente casado en cada hora en sesiones y rondas del mercado intradiario continuo previas o en el PDVD para la primera sesión del mercado intradiario o en su defecto el PDBF, en caso de no haber sido recibido en ese instante el PDVD, para unidades de venta no supere alguno de los valores siguientes:

– La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
– La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades vigentes.
– La energía limitada por las limitaciones unitarias comunicadas por los operadores del sistema previamente a la apertura de la sesión del mercado intradiario, excepto para la primera sesión de subasta intradiaria, comunicadas previamente a la publicación del PDVD correspondiente.

La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

El operador del mercado repetirá dicha verificación al cierre de la sesión intradiaria para todas las ofertas de venta aceptadas de forma provisional durante la sesión, teniendo en cuenta además las posibles energías casadas en cada periodo hasta ese momento en el mercado intradiario continuo y considerando siempre el PDVD para la primera sesión, siendo definitivamente rechazadas o consideradas como válidas para el proceso de casación.

Para una oferta de venta de unidades de adquisición, presentada a una sesión del mercado intradiario se validará de forma provisional que el programa de la unidad previamente casado en cada hora en sesiones y rondas del mercado intradiario continuo previas o en el PDVD para la primera sesión del mercado intradiario o en su defecto el PDBF, en caso de no haber sido recibido en ese instante el PDVD, menos la energía ofertada en total para cada hora en esa oferta, es superior al mínimo entre la energía limitada por las limitaciones unitarias comunicadas por los operadores del sistema previamente a la apertura de la sesión del mercado intradiario o la energía disponible considerando las indisponibilidades vigentes.

La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

El operador del mercado repetirá dicha verificación al cierre de la sesión intradiaria para todas las ofertas de venta aceptadas de forma provisional durante la sesión, teniendo en cuenta además las posibles energías casadas en cada periodo hasta ese momento en el mercado intradiario continuo y considerando siempre el PDVD para la primera sesión, siendo definitivamente rechazadas o consideradas como válidas para el proceso de casación.

39.4.2.3 Verificación de la adecuación de los datos de la condición de ingresos mínimos para las ofertas de venta.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que la oferta de venta no incorpora la condición de ingresos mínimos en el caso de que más del 50 % de la energía haya sido ofertada a precio inferior o igual cero.

No se permitirán valores negativos en el término fijo ni en el término variable en la condición de ingresos mínimos.

39.4.3 Verificaciones específicas de las ofertas de adquisición.

39.4.3.1 Verificación de la adecuación de los precios.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que:

– Los precios de las energías expresados en las ofertas no son superiores a los límites de precios máximos, ni inferiores a los límites de precios mínimos indicados en el anexo 2.

– Los precios de las energías expresados en las ofertas no son superiores ni inferiores a los umbrales de notificación de precios indicados en el anexo 2. En caso de ser superados los correspondientes umbrales, el operador del mercado informará al agente en su respuesta a la inserción de dicha oferta, que la oferta supera en alguna hora los umbrales de notificación de precios máximo o mínimo establecidos para el mercado al que se está ofertando. Esta comprobación y respuesta tendrá carácter informativo para el agente, y será emitida por el operador del mercado sin perjuicio de cualquier otra validación o respuesta que pudiera realizarse sobre la misma oferta.

– Los tramos incluidos en las ofertas de compra en cada hora deben tener precios estrictamente decrecientes con el número de tramo. Se permiten tramos intermedios vacíos dentro de cada hora, sin precio y sin energía, pero no con energía cero.

39.4.3.2 Verificaciones de la energía máxima a ofertar en un periodo de programación.

Para una oferta de compra de una unidad de adquisición presentada a una sesión, se validará de forma provisional que la energía ofertada en total para cada hora en esa oferta, más el programa de la unidad previamente casado en cada hora en sesiones y rondas del mercado intradiario continuo previas o en el PDVD o en su defecto el PDBF, en caso de no haber sido recibido en ese instante el PDVD, para la primera sesión del mercado intradiario, para unidades de adquisición no supere alguno de los valores siguientes:

– La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.

– La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades vigentes.

– La energía limitada por las limitaciones unitarias comunicadas por los operadores del sistema previamente a la apertura de la sesión del mercado intradiario, excepto para la primera sesión de subasta intradiaria, comunicadas previamente a la publicación del PDVD correspondiente.

La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

El operador del mercado repetirá dicha verificación al cierre de la sesión intradiaria para todas las ofertas de compra aceptadas de forma provisional durante la sesión, teniendo en cuenta además las posibles energías casadas en cada periodo hasta ese momento en el mercado intradiario continuo y considerando siempre el PDVD para la primera sesión, siendo definitivamente rechazadas o consideradas como válidas para el proceso de casación.

Para una oferta de compra de unidades de venta, presentada a una sesión de subasta del mercado intradiario se validará de forma provisional que el programa de la unidad previamente casado en cada hora en sesiones y rondas del mercado intradiario continuo previas o en el PDVD para la primera sesión del mercado intradiario o en su defecto el PDBF, en caso de no haber sido recibido en ese instante el PDVD, menos la energía ofertada en total para cada hora en esa oferta, es superior al mínimo entre la energía limitada por las limitaciones unitarias comunicadas por los operadores del sistema previamente a la apertura de la sesión del mercado intradiario, o la energía disponible considerando las indisponibilidades vigentes.

La oferta será aceptada de forma provisional, aun en el caso de no cumplir con la validación anterior, informando al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

El operador del mercado repetirá dicha verificación al cierre de la sesión intradiaria para todas las ofertas de compra aceptadas de forma provisional durante la sesión y considerando siempre el PDVD para la primera sesión, teniendo en cuenta además las posibles energías casadas en cada periodo hasta ese momento en el mercado intradiario continuo, siendo definitivamente rechazadas o consideradas como válidas para el proceso de casación.

39.4.3.3 Verificación de la adecuación de los datos de la condición de pagos máximos para las ofertas de compra.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que la oferta de compra no incorpora la condición de pagos máximos en el caso de que más del 50 % de la energía haya sido ofertada al precio máximo de oferta.

No se permitirán valores negativos en el término fijo ni en el término variable en la condición de pagos máximos.

39.4.3.4 Verificación del cumplimiento de garantías.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que el agente al que se va a liquidar dicha unidad de oferta dispone de las garantías suficientes para la oferta de acuerdo con su valoración.

A efectos de la valoración de las ofertas se sumará, en todas las horas, el valor máximo en cada hora del producto de cada tramo de precio, en valor absoluto, por la suma de la energía ofertada a un precio, en valor absoluto, superior o igual, excluyendo los tramos de precio negativo en ofertas de compra y los tramos a precio positivo en las ofertas de venta. Asimismo, se incluirán los impuestos y cuotas aplicables. Las ofertas de venta a precio positivo y las ofertas de compra a precio negativo tendrán una valoración de cero.

El agente al que se va a liquidar la unidad de oferta será único excepto en el caso de una unidad de oferta de propiedad compartida. En ese caso cada uno de los agentes titulares deben disponer de garantías suficientes para respaldar el porcentaje de la valoración de la oferta de su titularidad.

Se comparará el valor de la oferta con el balance de garantías excedentarias de los agentes correspondientes en el día al que aplica la oferta, con la mejor información disponible en el momento de la inserción de ofertas. La oferta será aceptada de forma provisional, pero se informará al agente responsable de la unidad de oferta del resultado de esta verificación.

La oferta será validada de nuevo con el balance de garantías excedentarias en el día al que aplica la oferta, con la mejor información disponible en el momento de cierre de recepción de ofertas, no incorporándose al proceso de casación si alguno de los agentes no dispone de garantías suficientes.

Por cada oferta incorporada al proceso de casación se anotará una reducción del balance de garantías excedentarias de los agentes correspondientes por el valor aplicable de dicha oferta según corresponda. Una vez se realice la liquidación, en lugar de dicha anotación figurarán los resultados de la facturación.

39.5 Aceptación de las ofertas de compra y venta.

Las ofertas de compra o venta válidas presentadas por cada unidad de venta o adquisición devendrán firmes en el momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas.

39.6 Efectos de la inclusión en la casación de las ofertas.

El agente participante en el mercado intradiario deberá aceptar el resultado de la casación en los términos establecidos en estas reglas.

Regla 40.ª *Procedimiento de casación del mercado intradiario de subastas.*

40.1 Elementos básicos del procedimiento de casación en el mercado intradiario de subastas.

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica por medio del método de casación simple, que es aquél que obtiene de

manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada comprador y vendedor para cada periodo de programación. Dicho método de casación simple se adaptará mediante aquellos algoritmos matemáticos necesarios para incluir en el procedimiento la posibilidad, de realizar ofertas complejas.

Sólo serán incluidas en el algoritmo de casación las características de las ofertas complejas contempladas en las presentes reglas. A los efectos de estas reglas de funcionamiento del mercado se entiende por algoritmo de casación al conjunto ordenado y finito de operaciones matemáticas que permite obtener en cada periodo de programación el precio marginal. Dicho precio se corresponde con el punto de corte de las curvas agregadas de venta y compra, salvo lo indicado en la regla en la que se especifican las condiciones de casación para el caso de separación de mercados.

La casación podrá realizarse por medio de un procedimiento simple o de un procedimiento complejo cuando concurran ofertas simples y complejas, de acuerdo con lo que se establece en esta regla. En todo caso, los criterios de asignación de energía eléctrica de venta o de adquisición, y de fijación del precio marginal en los casos de indeterminación, serán comunes para los procedimientos simple y complejo de casación.

40.2 Procedimiento de casación simple.

El operador del mercado obtendrá los precios marginales para cada uno de los periodos de programación del mismo horizonte de programación, y realizará el reparto de la energía eléctrica ofertada en cada periodo de programación entre las ofertas de compra y venta por medio de una casación simple compuesta por las siguientes operaciones:

a) Determinación de la curva de oferta de venta agregada de energía eléctrica añadiendo por orden de precio ascendente, las cantidades de energía eléctrica correspondientes a las ofertas de venta de energía, con independencia de la unidad de venta o adquisición a la que corresponden.

b) Determinación de la curva de adquisición agregada de energía eléctrica añadiendo por orden de precio descendente, las cantidades de energía eléctrica correspondientes a las ofertas de compra de energía, con independencia de la unidad de venta o adquisición a la que corresponden.

c) Determinación del punto de cruce de las curvas de oferta de compra y de venta agregadas y obtención para cada periodo de programación del precio marginal, correspondiente al punto de corte de las curvas agregadas de venta y compra, salvo lo indicado en la regla en la que se especifican las condiciones de casación para el caso de separación de mercados.

d) Asignación a cada vendedor, por cada oferta de venta de energía eléctrica que haya presentado en un mismo periodo de programación, de la energía eléctrica objeto de la oferta, siempre que el precio de dicha oferta de venta sea inferior o igual al precio marginal de la energía eléctrica para dicho periodo de programación y exista energía eléctrica suficiente demandada a dicho precio.

e) Asignación a cada comprador, por cada oferta de adquisición de energía eléctrica que haya presentado en un mismo periodo de programación, de la energía eléctrica a adquirir durante ese periodo de programación, siempre que el precio de dicha oferta de compra sea superior o igual al precio marginal de la energía eléctrica para dicho periodo de programación, y exista oferta de venta de energía eléctrica suficiente ofertada a dicho precio.

f) Al ser las curvas agregadas de venta y adquisición de energía eléctrica curvas discretas por escalones, el cruce de las mismas puede originar, dentro de alguno o algunos periodos de programación de un mismo horizonte de programación, una indeterminación en el reparto de la energía eléctrica, que pueda corresponder a determinadas ofertas de compra o venta de dicha energía eléctrica. En este supuesto y cuando el cruce de las curvas agregadas de oferta y de demanda de energía eléctrica se produzca en un tramo horizontal de cualquiera de ellas o de ambas, el operador del mercado procederá del modo siguiente:

– En el caso de exceso de oferta de venta de energía eléctrica, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades de energía que figuren en las ofertas de venta de los vendedores cuyo precio coincida con el precio marginal del periodo de programación de que se trate.

– En el caso de exceso de oferta de compra, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades de energía incorporadas en aquellas ofertas de compra de los compradores cuyo precio coincida con el precio marginal del periodo de programación de que se trate.

Para evitar descuadres debidos al redondeo tras la aplicación de las deducciones de energía en caso de exceso de oferta o demanda a precio marginal, se aplicará se aplicará el siguiente procedimiento:

1. Inicialmente, la energía total asignada tras el reparto que no corresponda con un valor entero del primer decimal se truncará al valor entero inferior de dicho decimal.
2. A continuación, se evalúa el descuadre D, producido (por diferencia con el total de la demanda aceptada en caso de que el reparto afecte a las ofertas de venta o con el total de la oferta asignada en caso de que el reparto afecte a ofertas de compra). El valor del descuadre indica el número de ofertas que deben incrementar su asignación en 0,1 MWh durante el periodo de programación para corregir el descuadre.
3. Finalmente se incrementa en 0,1 MWh la energía aceptada a un número D de ofertas que entraron en el reparto, eligiendo en primer lugar las que quedaron con un valor residual más elevado tras el truncamiento al valor entero inferior del primer decimal. Ante igualdad de este valor se elegirán las ofertas con mayor energía asignada. En caso de nueva igualdad, se elegirán las ofertas que hayan sido presentadas con anterioridad.

g) Si en el punto de intersección de las curvas agregadas de adquisición y venta, no coincidiesen los precios de la última unidad de energía aceptada de venta y adquisición, (lo que es equivalente a que las curvas agregadas de venta y adquisición de energía eléctrica coincidan o se crucen en un tramo vertical de la curva de venta) el precio se calculará, redondeando al alza, como el valor medio entre el precio superior y el precio inferior. El precio superior será el menor precio entre el menor precio de los tramos de adquisición casados y el menor precio de los tramos de venta no casados y no retirados con precio superior al precio del tramo de oferta de venta casado de mayor precio. El precio inferior será el mayor precio entre el mayor precio de los tramos de venta casados y el mayor precio de los tramos de compra no casados y no retirados con precio inferior al precio del tramo de compra casado de menor precio, pudiendo adoptarse un criterio diferente para el mercado intradiario si la experiencia así lo aconseja.

40.3 Procedimiento de casación cuando concurran ofertas de compra y venta y complejas.

Si concurren ofertas simples y complejas de compra y venta de energía eléctrica en un mismo horizonte de programación, el operador del mercado incorporará en el proceso de casación con ofertas simples las condiciones que integran las citadas ofertas complejas como se indica en los apartados siguientes.

40.3.1 Búsqueda de una primera solución válida.

Esta búsqueda tiene por objeto encontrar una solución que determine los precios marginales correspondientes a los periodos de programación del horizonte de programación y una asignación de energía eléctrica a cada una de las unidades de venta y adquisición que hayan presentado ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el periodo de programación de que se trate, y que cumpla las condiciones derivadas de las ofertas complejas para el mercado intradiario de subastas.

Para ello el operador del mercado aplicará el método de casación simple descrito en la cláusula anterior, al que se le incorporará como condición la obtención de una solución que cumpla con la condición de gradiente de carga. A este método se le denominará casación simple condicionada.

Para incorporar el tratamiento de las condiciones derivadas de las ofertas complejas en la búsqueda de la primera solución válida, el proceso comprenderá los siguientes pasos:

1. Se seleccionan todas las ofertas que se han presentado en la sesión del mercado intradiario.

2. Se realiza una casación simple con todas las ofertas seleccionadas, incorporando la restricción de gradiente de carga y la condición de aceptación completa en cada hora del primer tramo.

3. Se comprueba si todas las ofertas asignadas en la casación simple cumplen la condición de aceptación completa del primer tramo.

4. Se seleccionan todas las ofertas que no cumplen dicha condición y se ordenan según se establece en la Regla de «Condición de aceptación completa del primer tramo», retirándose de la casación la última oferta. Con el conjunto de ofertas restante se repite el paso 2.

5. Cuando se ha comprobado que todas las ofertas aceptadas cumplen la condición de aceptación completa del primer tramo, se repiten los pasos 2 a 4 del proceso con las condiciones de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero energía máxima e ingresos mínimos/pagos máximos, sucesivamente.

40.3.1.1 Comprobación de la condición de gradiente de carga durante el proceso de casación simple condicionada.

40.3.1.1.1 Criterios generales.

La condición de gradiente de carga tiene por objeto la limitación de la asignación del volumen de carga correspondiente a una oferta de compra o venta de una unidad de venta o adquisición cuando la variación de energía entre dos periodos de programación consecutivos supera el valor declarado en la oferta.

A los efectos de esta regla se denomina energía agregada de una unidad de venta o adquisición a la suma de las energías asignadas en virtud del programa diario viable y mercados intradiarios previos a la sesión actual de dicho mercado más la energía asignada en el proceso de casación de la citada sesión actual del mercado intradiario.

También a los efectos de esta regla, se denomina:

– Potencia máxima: la menor entre la potencia máxima en el Sistema de Información del Operador del Mercado, la potencia máxima disponible y la potencia máxima limitada de manera unitaria por los operadores del sistema por criterios de seguridad.

– Potencia mínima: la mayor entre la potencia mínima en el Sistema de Información del Operador del Mercado, y la potencia mínima limitada de manera unitaria por los operadores del sistema por criterios de seguridad.

Los criterios fundamentales que se aplican en la comprobación de la condición de gradiente son los siguientes:

– La declaración de gradiente es opcional. Si no se declara ningún valor o se declara un valor igual a cero (0), significa que la oferta no incorpora esta condición.

– Se podrán utilizar dos conjuntos de gradientes para cada unidad de venta, de arranque/subida y de parada/bajada cuando la unidad incremente/reduzca su programa en dos periodos consecutivos.

– El incremento o reducción de la potencia durante cada hora se considerará siempre lineal.

– La comprobación de la condición se realizará analizando en primer lugar cada uno de los periodos de programación en sentido directo (es decir, comprobando cada periodo de programación en función de los datos correspondientes al periodo de programación anterior) y en segundo lugar en sentido inverso (es decir, comprobando cada periodo de programación en función de los datos correspondientes al periodo de programación posterior).

– Durante la comprobación de la condición de gradiente no se modifica ninguna asignación de energía realizada previamente en el mercado diario, sino solamente las ofertas que se presenten en la sesión del mercado intradiario.

– En todo caso el operador del mercado asignará al titular de una unidad de venta que incorpore a las ofertas de venta o compra la condición de gradiente, una cantidad de energía inferior a la expresada en una oferta de compra o de venta, que la que le hubiere correspondido de no haber incorporado dicha condición.

40.3.1.1.2 Procedimiento.

Siguiendo los criterios expuestos en los párrafos anteriores, para comprobar la condición de gradiente, el operador del mercado seguirá el siguiente procedimiento:

a) Comprobación de la condición de gradiente en sentido horario (Directo):

– En primer lugar, se realiza la casación para la primera hora del horizonte utilizando todas las ofertas presentadas por cada unidad, de la cual se obtienen los valores horarios totales de energía para cada unidad en la hora 1 (E_1). En estos valores ya se ha contabilizado la energía asignada en el despacho anterior.

– A continuación, se calculan los valores de energía máxima (EM_1) y mínima (EN_1) admisibles para cada unidad en la hora 1. Para esta primera hora, EM_1 toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora 1, y EN_1 toma el valor de la potencia mínima.

– Se comprueba para cada unidad si E_1 está entre los valores obtenidos para EM_1 y EN_1. En caso negativo, se comprueba si puede solucionarse este problema basándose en limitar las ofertas casadas a la unidad. Esto es:

• Si E_1 es mayor que EM_1, se comprueba si se han aceptado ofertas «a subir» (de adquisición o de venta) a la unidad. Si es así, se limitan estas ofertas de manera que, considerando que van a salir casadas las mismas ofertas «a bajar» (recompra o reventa) en esa hora, el nuevo valor de E_1. no pueda superar EM_1.

• Si E_1 es menor que EN_1, se comprueba si se han aceptado por el algoritmo ofertas de venta o compra, para unidades de adquisición o venta respectivamente. Si es así, se limitan estas ofertas de manera que, considerando que van a salir casadas las mismas ofertas de venta o compra para unidades de venta o adquisición respectivamente, en esa hora, el nuevo valor de E_1. no pueda ser inferior a EN_1.

La forma de realizar dichas limitaciones a las ofertas de una unidad será empezando por las más caras, en los casos de venta, y empezando por las más baratas, en los casos de adquisición.

Si se han realizado limitaciones a alguna unidad, se repite la casación en esa hora y se vuelven a comprobar las restricciones anteriores. Si es necesario realizar nuevas limitaciones, éstas se añaden a las que ya se hubieran impuesto en casaciones anteriores de la misma hora.

Una vez llegue a este punto se da la casación de la hora por válida temporalmente.

– Una vez en esta situación, y para todas las unidades que hayan declarado gradientes, se calculan los valores de potencia máxima y mínima al final de la hora 1, de la siguiente forma:

• Si la energía asignada en la hora 1 (E_1) es inferior al mínimo técnico, se supone que la unidad está realizando su puesta en marcha, y se elige como gradiente ascendente (g_a) el gradiente de arranque, y como gradiente descendente (g_d) el de parada. En otro caso, se elige como g_a el gradiente de subida y como g_d el de bajada.

• Con los gradientes elegidos, se obtienen los valores de potencia máxima y mínima al inicio de la hora 1 (PM_0 y PN_0) y al final de la hora 1 (PM_1 y PN_1) suponiendo pendientes lineales máximas que haga cumplir el valor de energía E_1 obtenido, esto es:

$$PN_0 = E_1 - g_a * 30 \quad PM_1 = E_1 + g_a * 30$$

$$PM_0 = E_1 + g_d * 30 \quad PN_1 = E_1 - g_d * 30$$

• Si PN_0 resulta inferior al mínimo o PM_1 supera el máximo valor de potencia de la unidad de venta en la hora 1, se reduce la pendiente al máximo que permita que ambos valores sean factibles. Análogamente, se comprueban y recalculan, si fuese necesario, los valores de PM_0 y PN_1. Los valores máximo y mínimo al final de la hora 1 (PM_1y PN_1) se almacenan para uso posterior.

– Seguidamente, se realiza la casación para la hora 2, obteniéndose para cada unidad un valor E_2 de energía final asignada en la hora 2.

– A continuación, se calculan los valores de energía máxima (EM_2) y mínima (EN_2) admisibles para cada unidad en la hora 2, de la siguiente forma:

• Si la unidad no ha declarado gradientes, EM_2 toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora 2, y EN_2 toma el valor de la potencia mínima.

• Si la unidad ha declarado gradientes, se calculan los valores de potencias máxima (PM_2) y mínima (PN_2) al final de la hora 2, de la siguiente forma:

○ Para calcular PM_2, se selecciona el valor de gradiente ascendente (g_a) a utilizar. Si el valor de potencia máxima al final de la hora 1 (PM_1) es estrictamente inferior al mínimo técnico declarado por la unidad, se selecciona el gradiente de arranque declarado, en otro caso se selecciona el gradiente de subida.

○ Con el valor de gradiente seleccionado (g_a) se calcula $PM_2 = PM_1 + g_a * 60$. Si PM_2 supera a la potencia máxima para la unidad en la hora 2, se toma dicho máximo como nuevo valor de PM_2.

○ Análogamente, para calcular PN_2, se selecciona un valor de gradiente descendente (g_d). Si a partir del valor de PN_1 se puede alcanzar un valor inferior al mínimo técnico al final de la hora 2 con el gradiente de bajada (es decir, si $PN_1 - g_d * 60 < MT$) entonces se elige el gradiente de parada. En caso contrario se elige el de bajada.

○ Con el valor de gradiente seleccionado, se calcula $PN_2 = PN_1 - g_d * 60$. Si PN_2 es inferior al valor de potencia mínima para esa unidad en la hora 2, se toma dicho valor como nuevo valor de PN_2.

Una vez obtenidos PM_2 y PN_2, se calcula EM_2 como el valor medio de PM_1 y PM_2, y EN_2 como el valor medio de PN_1 y PN_2.

– Se comprueba para cada unidad si E_2 está entre los valores obtenidos para EM_2 y EN_2. En caso negativo, se comprueba si puede solucionarse este problema basándose en limitar las ofertas casadas a la unidad, del mismo modo que el explicado para la hora 1. Se realizan las limitaciones que sean necesarias, y se vuelve a casar la hora 2 hasta que no sea necesario o posible introducir más limitaciones.

– Con los valores E_1 y E_2 obtenidos para cada unidad que haya declarado gradientes, se calcula un valor único de potencia al final de la hora 2 (P_2).

• En caso de que la restricción de gradientes se haya cumplido (es decir, E_2 se encuentra entre EM_2 y EN_2), se tratará de asignar un régimen ascendente o descendente continuo durante las dos horas. La fórmula para P_2 será:

$$P_2 = E_1 + (E_2 - E_1) * 3/2$$

Si el valor de P_2 obtenido supera el máximo de la unidad para la hora 2, P_2 toma el valor de este máximo. Análogamente, si P_2 es inferior al mínimo de la unidad en la hora 2, se da a P_2 el valor de dicho mínimo.

• En otro caso, si E_2 es mayor que EM_2, se tomará como P_2 el valor máximo entre E_2 y PM_2, y si E_2 es menor que EN_2, P_2 tomará el mínimo entre E_2 y PN_2.

– A continuación, se realiza la casación para la hora siguiente (h) de la misma forma, sin tener en cuenta de momento restricciones de gradiente. Con los valores de energía obtenidos (E_h), se pasa a verificar si cada unidad cumple las restricciones de gradiente desde la hora anterior. Para ello, se evalúan los límites superior (EM_h) e inferior (EN_h) de energía dentro de los cuales cada unidad puede cumplir sus límites. Estos valores se calculan de la siguiente forma:

• Si la unidad no ha declarado gradientes, EM_h toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora h, y EN_h toma el valor de la potencia mínima.

• Si la unidad ha declarado gradientes, se calculan los valores de potencias máxima (PM_h) y mínima (PN_h) al final de la hora h, de la siguiente forma:

○ Para calcular PM_h, se selecciona el valor de gradiente ascendente (g) a utilizar. Si el valor de potencia al final de la hora anterior (P_{h-1}) es estrictamente inferior al mínimo técnico declarado por la unidad, se selecciona el gradiente de arranque declarado, en otro caso se selecciona el gradiente de subida.

○ Con el valor de gradiente seleccionado (g) se calcula $PM_h = P_{h-1} + g * 60$. Si PM_h supera a la potencia máxima para la unidad en la hora h, se toma dicho máximo como nuevo valor de PM_h.

○ Análogamente, para calcular PN_h, se selecciona un valor de gradiente descendente (g). Si a partir del valor de P_{h-1} se puede alcanzar un valor inferior al mínimo técnico al final de la hora h con el gradiente de bajada (es decir, si $P_{h-1} - g_b * 60 < MT$) entonces se elige el gradiente de parada. En caso contrario se elige el de bajada.

○ Con el valor de gradiente seleccionado, se calcula $PN_h = P_{h-1} - g * 60$. Si PN_h es inferior al valor de potencia mínima para esa unidad en la hora h, se toma dicho valor como nuevo valor de PN_h.

Una vez obtenidos PM_h y PN_h, se calcula EM_h como el valor medio de P_{h-1} y PM_h, y EN_h como el valor medio de P_{h-1} y PN_h.

– Con los valores de EM_h y EN_h se pasa a verificar el cumplimiento de las restricciones de gradiente en esa hora de forma análoga a la explicada para la primera hora. En caso necesario (si se ha impuesto alguna nueva limitación a alguna unidad), se realiza una nueva casación y se repiten las verificaciones.

– Una vez obtenida una casación para la hora h, que no obligue a imponer nuevas limitaciones a ofertas, se obtienen los nuevos valores de energía en la hora h para cada unidad (E_h). El valor de potencia al final de la hora h (P_h) se obtiene de la siguiente forma:

• Si P_{h-1} es superior o igual a E_{h-1} y $E_h$es superior a P_{h-1} (esto es, se sigue una tendencia ascendente desde la hora anterior), se obtiene $P_h = P_{h-1} + 2 * (E_h - P_{h-1})$.

• Si P_{h-1} es inferior o igual a E_{h-1} y $E_h$es inferior a P_{h-1} (esto es, se sigue una tendencia descendente desde la hora anterior), se obtiene $P_h = P_{h-1} - 2 * (P_{h-1} - E_h)$.

• En otro caso, se fija el nivel de potencia P_h con el valor de E_h.

• En los casos en que no ha sido posible hacer cumplir la restricción de gradiente por la imposibilidad de alcanzar el valor de energía E_h desde P_{h-1}, si E_h es mayor que EM_h, se tomará como P_h el valor máximo entre E_h y PM_h, y si E_h es menor que EN_h, P_h tomará el mínimo entre E_h y PN_h.

– Este proceso continúa hasta la última hora del horizonte de la sesión.

b) Comprobación de las condiciones de gradiente en sentido contrario al horario (Inverso).

A continuación, se realiza la comprobación de gradientes de hora en hora, a partir de la última hora del horizonte hasta la primera, de forma análoga:

– Los valores de energía (E_n) obtenidos para la última hora del horizonte (n) se dan definitivamente por válidos.

– Para todas las unidades que hayan declarado gradientes, se calculan los valores de potencia máxima y mínima al inicio de la hora n, de la siguiente forma:

• Si E_n es inferior al mínimo técnico, se elige como gradiente ascendente (g_a) el gradiente de arranque, y como gradiente descendente (g_d) el de parada. En otro caso, se elige como g_a el gradiente de subida y como g_d el de bajada.

• Con los gradientes elegidos, se obtienen los valores de potencia máxima y mínima al inicio de la hora n (PM_{n-1} y PN_{n-1}) y al final de la hora n (PM_n y PN_n) suponiendo pendientes lineales máximas que haga cumplir el valor de energía E_n obtenido, esto es:

$PN_{n-1} = E_n - g_a * 30$ $PM_n = E_n + g_a * 30$

$PM_{n-1} = E_n + g_d * 30$ $PN_n = E_n - g_d * 30$

• Si PN_{n-1} resulta inferior al mínimo ó PM_n supera el máximo valor de potencia de la unidad de venta en la hora *n*, se reduce la pendiente al máximo que permita que ambos valores sean factibles. Análogamente, se comprueban y recalculan, si fuese necesario, los valores de PM_{n-1} y PN_n. Los valores máximo y mínimo al inicio de la hora n (PM_{n-1} y PN_{n-1}) se almacenan para uso posterior.

– Seguidamente, se realiza la casación para la penúltima hora (*n-1*), obteniéndose para cada unidad un valor E_{n-1} de energía final asignada en esa hora.

– A continuación, se calculan los valores de energía máxima (EM_{n-1}) y mínima (EN_{n-1}) admisibles para cada unidad en la hora *n-1*, de la siguiente forma:

• Si la unidad no ha declarado gradientes, EM_{n-1} toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora n-1, y EN_{n-1} toma el valor de la potencia mínima.

• Si la unidad ha declarado gradientes, se calculan los valores de potencias máxima (PM_{n-2}) y mínima (PN_{n-2}) al inicio de la hora n-1, de la siguiente forma:

○ Para calcular PM_{n-2}, se selecciona el valor de gradiente descendente (g_d) a utilizar. Si el valor de potencia máxima al final de la hora *n-1* (PM_{n-1}) es estrictamente inferior al mínimo técnico declarado por la unidad, se selecciona el gradiente de parada declarado, en otro caso se selecciona el gradiente de bajada.

○ Con el valor de gradiente seleccionado (g_d) se calcula $PM_{n-2} = PM_{n-1} + g_d * 60$. Si PM_{n-2} supera a la potencia máxima para la unidad en la hora *n-1*, se toma dicho máximo con muevo valor de PM_{n-2}.

○ Análogamente, para calcular PN_{n-2}, se selecciona un valor de gradiente ascendente (g_a). Si a partir del valor de PN_{n-1} se puede alcanzar un valor inferior al mínimo técnico al inicio de la hora *n-1* con el gradiente de arranque (es decir, si $PN_{n-2} – g_a * 60 < MT$) entonces se elige el gradiente de arranque. En caso contrario se elige el de subida.

○ Con el valor de gradiente seleccionado, se calcula $PN_{n-2} = PN_{n-1} – g_a * 60$. Si PN_{n-2} es inferior al valor de potencia mínima para esa unidad en la hora *n-1*, se toma dicho valor como nuevo valor de PN_{n-2}.

Una vez obtenidos PM_{n-2} y PN_{n-2}, se calcula EM_{n-1} como el valor medio de PM_{n-1} y PM_{n-2}, y EN_{n-1} como el valor medio de PN_{n-1} y PN_{n-2}. Si EM_{n-1} supera al valor obtenido en el proceso de ida, se toma el antiguo valor de EM_{n-1}, y si EN_{n-1} es inferior al valor obtenido en el proceso de ida, se toma el antiguo valor de EN_{n-1}.

– Se comprueba para cada unidad si E_{n-1} está entre los valores obtenidos para EM_{n-1} y EN_{n-1}. En caso negativo, se comprueba si puede solucionarse este problema en base a limitar las ofertas casadas a la unidad, del mismo modo que el explicado para la hora 1. Se realizan las limitaciones que sean necesarias, y se vuelve a casar la hora *n-1* hasta que no sea necesario o posible hacer más limitaciones.

– Con los valores E_n y E_{n-1} obtenidos para cada unidad de venta que haya declarado gradientes, se calcula un valor único de potencia al inicio de la hora *n-1* (P_{n-2}).

• En caso de que la restricción de gradientes se haya cumplido (es decir, E_{n-1} se encuentra entre EM_{n-1} y EN_{n-1}) se tratará de asignar un régimen ascendente o descendente continuo durante las dos horas. La fórmula para P_{n-2} será:

$$P_{n-2} = E_n + (E_{n-1} – E_n) * 3/2$$

Si el valor de P_{n-2} obtenido supera el máximo de la unidad para la hora *n-1*, P_{n-2} toma el valor de este máximo. Análogamente, si P_{n-2} es inferior al mínimo de la unidad en la hora *n-1*, se da a P_{n-2} el valor de dicho mínimo.

• En otro caso, si E_{n-1} es mayor que EM_{n-1}, se tomará como P_{n-2} el valor máximo entre E_{n-1} y PM_{n-1}, y si E_{n-1} es menor que EN_{n-1}, P_{n-2} tomará el mínimo entre E_{n-1} y PN_{n-1}.

– A continuación, se realiza la comprobación y, en caso necesario, nueva casación de las horas anteriores. Para cada una de ellas (*h*), se evalúan los límites superiores (EM_h) e inferior (EN_h) de energía dentro de los cuales cada unidad puede cumplir sus límites en la hora *h* a partir del valor asignado en la hora *h+1*. Estos valores se calculan de la siguiente forma:

• Si la unidad no ha declarado gradientes, EM_h toma el valor de la potencia máxima para la unidad en la hora *h*, y EN_h toma el valor de la potencia mínima.

• Si la unidad ha declarado gradientes, se calculan los valores de potencias máxima (PM_{h-1}) y mínima (PN_{h-1}) al inicio de la hora *h*, de la siguiente forma:

○ Para calcular PM_{h-1}, se selecciona el valor de gradiente descendente (*g*) a utilizar. Si el valor de potencia al final de la hora *h* (P_h) es estrictamente inferior al mínimo técnico declarado por la unidad, se selecciona el gradiente de parada declarado por la unidad, en otro caso se selecciona el gradiente de bajada.

○ Con el valor de gradiente seleccionado (*g*) se calcula $PM_{h-1} = P_h + g * 60$. Si PM_{h-1} supera a la potencia máxima para la unidad en la hora *h*, se toma dicho máximo con muevo valor de PM_{h-1}.

○ Análogamente, para calcular PN_{h-1}, se selecciona un valor de gradiente ascendente (*g*). Si a partir del valor de P_h se puede obtener un valor inferior al mínimo técnico al final de la hora *h-1* con el gradiente de arranque (es decir, si $P_h - g_a * 60 < MT$) entonces se elige el gradiente de arranque. En caso contrario se elige el de subida.

○ Con el valor de gradiente seleccionado, se calcula $PN_{h-1} = P_h - g * 60$. Si PN_{h-1} es inferior al valor de potencia mínima para esa unidad en la hora *h*, se toma dicho valor como nuevo valor de PN_h.

Una vez obtenidos PM_{h-1} y PN_{h-1}, se calcula EM_h como el valor medio de P_h y PM_{h-1}, y EN_h como el valor medio de P_h y PN_{h-1}. Si EM_h supera al valor obtenido en el proceso de ida, se toma el antiguo valor de EM_h, y si EN_h es inferior al valor obtenido en el proceso de ida, se toma el antiguo valor de EN_h.

– Con los valores de EM_h y EN_h se pasa a verificar el cumplimiento de las restricciones de gradiente en esa hora de forma análoga a la explicada para en el proceso de ida. En caso necesario (si se ha impuesto alguna nueva limitación a alguna unidad), se realiza una nueva casación y se repiten las verificaciones.

– Una vez obtenida una casación para la hora *h*, que no obligue a imponer nuevas limitaciones a ofertas, se obtienen los nuevos valores de energía en la hora *h* para cada unidad (E_h). El valor de potencia al inicio de la hora *h* (P_{h-1}) se obtiene de la siguiente forma:

○ Si P_h es superior o igual a E_{h+1} y $E_h$es superior a P_h (esto es, se sigue una tendencia descendente hacia la hora siguiente), se obtiene $P_{h-1} = P_h + 2 * (E_h - P_h)$.

○ Si P_h es inferior o igual a E_{h+1} y $E_h$es inferior a P_h (esto es, se sigue una tendencia ascendente desde la hora anterior), se obtiene $P_{h-1} = P_h - 2 * (P_h - E_h)$.

○ En otro caso, se fija el nivel de potencia P_{h-1} con el valor de E_h.

○ En los casos en que no ha sido posible hacer cumplir la restricción de gradiente por la imposibilidad de alcanzar el valor de energía E_h desde P_h, si E_h es mayor que EM_h, se tomará como P_{h-1} el valor máximo entre E_h y PM_h, y si E_h es menor que EN_h, P_{h-1} tomará el mínimo entre E_h y PN_h

– Este proceso continúa hasta la primera hora del horizonte de la sesión.

40.3.1.2 Condición de aceptación completa del primer tramo.

Para cada oferta que haya incorporado esta condición, se comprobará que el resultado de la casación, incluye la asignación de toda la energía del primer tramo de oferta.

Dentro del proceso de búsqueda de la primera solución válida, las ofertas que no cumplan esta condición se ordenarán de mayor a menor según el porcentaje de energía total aceptada para todo el horizonte de programación sobre la energía total correspondiente al primer tramo de la oferta creciente. En caso de igualdad de dicho porcentaje, tendrán prioridad las ofertas que tengan una mayor cantidad de energía asignada. En caso de igualdad de este último valor, tendrán prioridad las ofertas que se hayan recibido antes en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Siguiendo el orden anteriormente citado y comenzando por la oferta de menor porcentaje, se procederá a retirar las ofertas que no cumplen la condición hasta que todas las ofertas de la solución la verifiquen.

40.3.1.3 Condición de mínimo número de horas consecutivas con toda la energía del primer tramo casada.

Para cada oferta que haya incorporado esta condición, se comprobará que el resultado de la casación en el momento de realizar la comprobación, incluye series consecutivas de horas con toda la energía aceptada al primer tramo de esa oferta, con longitud mayor o igual al valor mínimo de horas consecutivas especificado.

Dentro del proceso de búsqueda de la primera solución válida, las ofertas que no cumplan esta condición se ordenarán de menor a mayor según el número de horas consecutivas especificadas en la oferta. En caso de igualdad del número de horas, tendrán prioridad las ofertas que tengan una mayor cantidad de energía asignada. En caso de igualdad de este valor, tendrán prioridad las ofertas que se hayan recibido antes en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Siguiendo el orden anteriormente citado y comenzando por la oferta de mayor número de horas, se procederá a retirar las ofertas que no cumplen la condición hasta que todas las ofertas de la solución la verifiquen.

40.3.1.4 Condición de energía máxima admisible por oferta.

40.3.1.4.1 Criterios generales.

Para cada oferta que haya incorporado esta condición, el algoritmo se asegurará que la energía total asignada a la unidad de venta o adquisición en la oferta en cuestión no excede en ningún caso el límite de energía máxima introducido por el agente.

El algoritmo irá asignando energía a la unidad de venta o adquisición conforme a su oferta, periodo a periodo, empezando por el primero del horizonte de casación. En el momento en que la energía asignada en cualquier periodo, sumada a la de los anteriores, exceda de la cantidad máxima indicada, la energía asignada en el periodo en cuestión quedará limitada a la cantidad que cumpla que el valor total de energía asignada a la oferta en los periodos analizados hasta el momento, sea igual a la máxima admisible.

40.3.1.4.2 Procedimiento.

Al comienzo del método de casación, a cada oferta se le dará un valor nulo de energía total asignada ($E_{tot} = 0$).

Durante el proceso de casación de horas en sentido directo, antes de realizar la casación de la hora h, se verificará si el total de energía ofertada para esa hora (EO_h) sumado a E_{tot} supera la energía máxima especificada para la oferta (EM). Eso es, si $E_{tot} + EO_h > EM$, se limitará la oferta de la unidad en la hora h hasta un máximo de $EM – E_{tot}$. A continuación, se realiza la casación en la hora h, obteniéndose un valor E_h de energía aceptada a la unidad en dicha hora. Se actualiza el valor de E_{tot} sumándole el nuevo valor E_h.

Durante el proceso de casación de horas en sentido inverso, antes de realizar la casación de la hora h, se verificará si el total de energía ofertada para esa hora (EO_h) sumado al total asignado en el resto de horas ($E_{tot} – E_h$) supera la energía máxima especificada para la oferta (EM). Eso es, si $E_{tot} + EO_h - E_h > EM$, se limitará la oferta de la unidad en la hora h hasta un máximo de $EM – E_{tot} + E_h$. A continuación, se realiza la casación en la hora h, obteniéndose un nuevo valor Eh de energía aceptada a la unidad en

dicha hora. Se actualiza el valor de E_{tot} restándole el valor E_h anterior y sumándole el nuevo valor E_h.

40.3.1.5 Tratamiento conjunto de las condiciones de ingresos mínimos y pagos máximos.

Para cada oferta se comprobará que el resultado de la casación, en el momento de realizar la comprobación de las condiciones de ingresos mínimos o pagos máximos no incluye ofertas de venta que incumplan la condición de ingresos mínimos u ofertas de compra que incumplan la condición de pagos máximos.

Se considera que una oferta de venta no cumple su condición de ingresos mínimos, si el valor de la expresión TFI + TVI * Etot, que representa los ingresos mínimos solicitados por la oferta, (donde TFI y TVI son, respectivamente, los términos fijos y variables de su condición de ingresos mínimos y Etot es la suma de las energías aceptadas a la oferta de venta a lo largo del horizonte de programación) supera a la suma de términos Eh * Ph para todas las horas del horizonte de programación (siendo Eh la energía aceptada a la unidad para la hora h, y Ph el precio marginal a esa hora) que representa los ingresos obtenidos por la venta de energía asignada a lo largo del citado horizonte de programación.

Se considera que una oferta de compra no cumple su condición de pagos máximos, si el valor de la expresión TFP + TVP * Etot que representa los pagos máximos solicitados por la oferta (donde TFP y TVP son, respectivamente, los términos fijos y variables de su condición de pagos máximos y Etot es la suma de las energías aceptadas a la oferta a lo largo del horizonte de programación) es menor que la suma de términos Eh * Ph para todas las horas del horizonte de programación (siendo Eh la energía aceptada a la unidad para la hora h, y Ph el precio marginal a esa hora) que representa los pagos que debe realizar por la adquisición de energía asignada a lo largo del horizonte de programación.

Las ofertas de venta que no cumplen la condición de ingresos mínimos se retirarán de aquellas incluidas en la solución.

Las ofertas de compra que no cumplen la condición de pagos máximos, retirarán de aquellas incluidas en la solución.

40.3.1.6 Condición de aceptación completa en cada hora del tramo primero.

Antes de comenzar el tratamiento de la condición de tramo primero completo por hora, el sistema dispone de una solución en la que pueden existir tramos de oferta aceptados parcialmente, ya sea por reglas de reparto, por limitación por gradiente, o por energía máxima.

El procedimiento de comprobación de la condición de tramo primero completo por hora consistirá en verificar si existe alguna oferta aceptada parcialmente, que esté marcada como tramo primero y en la que se haya especificado la comprobación de dicha condición.

En caso de que exista algún tramo de oferta en estas condiciones, el algoritmo procederá a anular dichos tramos y a repetir todos los pasos de casación simple, reparto, verificación de gradientes y energía máxima.

El proceso continuará hasta que no exista ningún tramo primero de oferta parcialmente aceptado, cuya oferta global haya especificado la condición de aceptación del tramo primero completo por hora.

40.3.2 Mejora sucesiva de la primera solución válida.

Una vez encontrada una primera solución válida en la que las ofertas incluidas en la misma respetan todas las condiciones que hubieren incorporado, se inicia un proceso de búsqueda de la solución final, definiéndose como tal, aquélla para la cual todas las ofertas incluidas en la casación cumplen sus condiciones complejas a los precios resultantes de la casación y no existe ninguna oferta, entre las excluidas de la casación, que cumpla sus condiciones complejas con los citados precios. Este proceso se denomina «expansión».

Dicho proceso de búsqueda, tiene como objetivo que la suma de los márgenes de las ofertas de compra y venta que no han sido aceptadas y para las que dicho margen sea positivo, sea mínima o nula de acuerdo con la formulación que se desarrolla más adelante. El margen de una oferta de venta es la diferencia entre los ingresos que obtendría correspondientes al precio marginal y los ingresos declarados/pedidos en su oferta, ya sea por medio de los precios introducidos (oferta sin condición de ingresos mínimos) o por la

condición de ingresos mínimos (en el caso contrario). El margen de una oferta de compra es la diferencia entre la máxima cantidad a satisfacer declarada en su oferta, –ya sea por medio de los precios introducidos (oferta sin condición de pagos máximos) o por la condición de pagos máximos (en caso contrario)– y los pagos correspondientes al precio marginal.

$$M(of) = \sum_{h=1}^{H} \sum_{t=1}^{T} \left[E(of,t,h) * PM(h) \right] - IMIN(of)$$

para ofertas de venta y

$$M(of) = PMAX(of) - \sum_{h=1}^{H} \sum_{t=1}^{T} \left[E(of,t,h) * PM(h) \right]$$

para ofertas de compra, donde:

E (of,t,h): Energía del tramo t de la oferta of que hubiere resultado casado en la hora h al precio resultante de la casación PM (h).

IMIN (of): Una de dos alternativas:

– Ingreso mínimo solicitado en la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), para ofertas que hayan declarado la condición de ingresos mínimos.

– Ingreso que habría recibido la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), a los precios incluidos en la oferta, en caso contrario.

PMAX (of): Pago máximo declarado en la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), para ofertas que hayan declarado la condición de pagos máximos.

– Pago que habría realizado la oferta, conforme a las energías que hubiesen resultado casadas al precio resultante de la casación PM (h), a los precios incluidos en la oferta, en caso contrario.

M (of): Margen de la oferta.

Para todas las ofertas cuyo margen de ingreso M (of) sea positivo se calculará la variable TMI:

$$TMI = \sum_{of=1}^{U} M(of)$$

Cada vez que el operador del mercado haya casado una combinación de ofertas y ésta resulte válida, comprobará si el TMI de dicha combinación es inferior, superior o igual al TMI que existe para la mejor combinación de ofertas de venta de energía eléctrica conocida.

– Si el TMI es superior, el operador del mercado registrará la combinación de ofertas como probada y válida.

– Si el TMI es inferior, el operador del mercado seleccionará la nueva combinación de ofertas como la mejor identificada hasta ese momento.

– Si el TMI es igual, el operador del mercado elegirá la combinación que tenga un menor precio medio ponderado de la energía. Si la igualdad persiste se elegirá la combinación que aporte un margen medio más elevado a las unidades de venta.

El proceso de búsqueda de la solución final estará limitado en tiempo, treinta (30) minutos y en número de iteraciones, tres mil (3.000), que el operador del mercado archivará en sus sistemas informáticos.

En caso de no encontrarse en el proceso ninguna solución que cumpla la condición de ser la solución final buscada, el programa dará como solución la que obtenga un valor de TM inferior. En este último supuesto el operador del mercado archivará en su sistema informático el número de iteraciones efectuado.

40.4 Proceso de casación cuando se exceda la capacidad neta de referencia de intercambio en las interconexiones internacionales.

Una vez obtenida la solución final provisional, sin la consideración de las capacidades máximas en las interconexiones internacionales comunicadas por los operadores del sistema antes del cierre de recepción de ofertas del mercado intradiario, se procederá a calcular la solución final provisional con interconexiones.

El procedimiento de casación del mercado intradiario de subastas está basado en el mecanismo existente de separación de mercados (market splitting) entre las energías ofertadas en Portugal y España. En este sentido, el proceso se constituye en dos fases, siendo la segunda de aplicación exclusivamente en el caso de que se produzca congestión en la interconexión hispano-portuguesa (situación en que se genera la separación de mercados propiamente dicha).

Fase 1: Se casa toda la energía ofertada en el mercado intradiario de subastas como si no hubiera limitación en la interconexión hispano-portuguesa (mercado único). Todos los bloques de energías se introducen en las mismas curvas de venta y adquisición, obteniéndose un precio único para todas las energías casadas.

Fase 2: En el caso de que en alguna hora se produzca una congestión en la interconexión hispano-portuguesa, en dicha hora el mercado se divide en dos zonas (separación de mercados), casándose la energía ofertada por las unidades localizadas en España, Francia, Andorra y Marruecos y la energía ofertada por las unidades localizadas en Portugal en la zona portuguesa, teniendo ambas zonas en cuenta la energía que fluye de una zona a la otra a través de la interconexión.

Las reglas siguientes describen el proceso completo de casación simple y compleja para ambas fases, la fase 1 en única zona, y la fase 2, en ambas zonas, en caso de que dicha fase 2 se produzca.

En todas las referencias al precio realizadas en dichas reglas debe entenderse que se refieren al precio único del mercado en caso de la fase 1 (no hay congestión en la interconexión y, por tanto, no se produce la separación de mercados), y al precio correspondiente a la zona en la que se localiza la unidad, Portugal o España, en el caso de la fase 2 (se ha producido la condición de separación de los mercados).

40.4.1 Supuesto de aplicación.

El operador del mercado llevará a cabo el cálculo de la solución final, que considerará provisional, cuando concurran las siguientes condiciones:

– Que el saldo de energía resultante de las ofertas incluidas en la solución final provisional y la comprometida en procesos previos, supere para alguna de las interconexiones internacionales, en alguno de los periodos de programación, la capacidad máxima o de referencia establecida por los operadores del sistema en alguno de los sentidos.

40.4.2 Predeterminación de los datos a considerar.

1. El operador del mercado obtendrá una solución en el proceso de casación, denominada primera solución final provisional, considerando una capacidad de intercambio ilimitada en las interconexiones.

2. Si en el horizonte de programación se dan las condiciones establecidas en la regla anterior de «Supuesto de aplicación», el operador del mercado calculará para cada una de las interconexiones internacionales y periodo de programación, el saldo de las energías de las ofertas de compra y venta incluidas en la solución final provisional incrementadas en las pérdidas que correspondan, con la consideración de los acuerdos de reciprocidad

comunicados al operador del mercado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

3. El operador del mercado calculará la capacidad máxima a ocupar por el saldo determinado en el apartado anterior, en todas las interconexiones internacionales, y en todos los periodos de programación. Este máximo será igual a la capacidad máxima publicada por los operadores del sistema, considerando los programas comprometidos en procesos previos que afecten a la interconexión internacional. En caso de que dicho saldo tuviese un valor negativo, se le asignará un valor nulo.

En el caso de la interconexión con el sistema eléctrico francés, solamente se considerará firme el programa del PHF previo, o del PDVD para la primera sesión del mercado intradiario, a efectos del cómputo del saldo en la interconexión, de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad.

40.4.3 Procedimiento de determinación de la solución final.

El operador del mercado realizará el cálculo de una nueva solución final provisional con interconexiones.

En el caso de ser el saldo de flujo de la energía casada en el mercado en la primera solución final provisional, superior al saldo máximo asignado en el proceso descrito en la regla anterior, para alguna de las interconexiones con Francia, Andorra o Marruecos, en alguno de los sentidos de flujo y periodo de programación, se continuará el proceso de casación retirando energías de las ofertas presentadas en la interconexión en el sentido de flujo en el que existe exceso, para el periodo de programación correspondiente, hasta obtener un resultado de la casación en el que no se superen las valores máximos de saldo de energía asignados al conjunto de ofertas de mercado o hayan sido retiradas del proceso de casación todas las ofertas de energía presentadas en el sentido de exceso del flujo. Para ello se procederá de la forma siguiente:

1. Las energías de ofertas de compra o venta de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad, serán aceptadas en el proceso de casación del mercado intradiario de ofertas, siempre que su precio de oferta sea inferior, ó superior, respectivamente, al precio marginal resultante del mercado intradiario, y ello, con independencia del resto de ofertas al mercado que se pretendan realizar a través de la misma interconexión y sentido de flujo, estando sujeta su programación únicamente a la existencia de capacidad suficiente para su realización individual.

2. Se retirarán del proceso de casación las energías ofertadas de los tramos correspondientes al periodo de programación, en las interconexiones y sentido de flujo en las que existe exceso de flujo, que no hayan sido casadas en la primera solución final provisional, excepto las correspondientes a las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad que seguirán siendo consideradas en el proceso de casación. Las energías retiradas no serán consideradas en las siguientes iteraciones del proceso de casación realizadas para obtener una solución que cumpla con las condiciones de las ofertas y con los intercambios máximos de saldo energía de las ofertas de mercado.

Para la retirada de ofertas de energía se seleccionará en primer lugar el precio de la oferta de compra casada de menor precio, para cada periodo de programación, que esté en el sentido de exceso en alguna de las interconexiones internacionales con Francia, Andorra o Marruecos, y se seleccionará el precio de la oferta de venta de mayor precio, para cada periodo de programación, que esté en el sentido de exceso en alguna de las interconexiones internacionales con Francia, Andorra o Marruecos, sin considerar en ambos casos las ofertas de compra o venta de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad. Se calculará para cada periodo de programación la energía casada de ofertas de compra a precio inferior al precio de adquisición seleccionado (C) y la energía casada de ofertas de venta a precio superior al precio de venta seleccionado (V). Se comenzará por adquisiciones o ventas según sea menor el valor de la energía calculada, C o V, en cada periodo de programación. En caso de igualdad en el valor de dicha energía, C y V, se comenzará por las adquisiciones.

El valor de energía a retirar para cada interconexión con Francia, Andorra o Marruecos, será el menor entre el exceso en la interconexión y sentido, y el valor de las energías

casadas al mismo precio en la interconexión seleccionada y sentido en el que existe exceso, exceptuadas las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad.

– En el caso de estar involucradas varias ofertas al mismo precio y distinta interconexión serán retiradas simultáneamente todas las ofertas casadas al mismo precio independientemente de la interconexión internacional con Francia, Andorra o Marruecos, a la que correspondan.

– En caso de ser la energía correspondiente a las ofertas de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad, estas quedarán exentas de la retirada del proceso de casación.

– En caso de estar involucradas dos o más ofertas de la misma interconexión de las que se pueda retirar energía al mismo precio y ser el valor de energía de ofertas a retirar inferior a la suma de las energías casadas de dichas ofertas, se realizará un prorrateo proporcional a la energía casada a ese precio de cada una de ellas.

– Para las ofertas de compra para el cálculo del valor de la energía a retirar de las ofertas del mercado se considerará el coeficiente de pérdidas correspondiente.

Las energías de ofertas retiradas no participarán en las iteraciones posteriores del algoritmo realizadas para obtener una solución que cumpla con los saldos máximos en todas las interconexiones internacionales.

3. Una vez retiradas las ofertas de energía a un mismo precio de cada interconexión y sentido en el que existe exceso de flujo, se realizará de nuevo el proceso de casación comprobándose de nuevo el flujo máximo en cada una de las interconexiones y periodos de programación, en ambos sentidos de flujo, repitiéndose el proceso descrito.

En ningún caso podrán ser retiradas energías comprometidas en mercados o procesos previos a la realización del proceso de casación del mercado intradiario de subastas.

4. En el caso de existir exceso en el saldo de las energías casadas en el mercado en alguno de los periodos de programación e interconexión con Francia, Andorra o Marruecos, respecto al máximo calculado, y no existir ninguna oferta de energía en el sentido del exceso en la interconexión y periodo de programación en el que existe exceso excepto la de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad, se procederá a retirar energía de las ofertas de las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad si estos son del mismo sentido de flujo, periodo de programación e interconexión, en el que existe exceso, hasta el valor necesario para que no exista exceso, con el límite de la energía ofertada en la sesión del mercado intradiario.

Como resultado del proceso de casación, considerando la existencia de las condiciones complejas de las ofertas, puede producirse de forma excepcional la circunstancia de que resulte capacidad libre o exista energía ofertada por las unidades con asignación de derechos físicos de capacidad no casada, siendo el precio resultado de la casación superior o inferior al precio ofertado en dichos contratos, según sean las unidades con asignación de derechos de capacidad de importación o exportación.

40.4.4 Procedimiento de separación de mercados cuando hay congestión en la interconexión hispano-portuguesa.

Para el caso de la interconexión hispano-portuguesa, dentro del mecanismo de separación de mercados del mercado intradiario, en caso de que alguna hora se produzca una congestión en la interconexión, se procederá de la siguiente manera:

Se repetirá el proceso de casación para la zona de oferta española conforme a la Regla de «Procedimiento de determinación de la solución final» con la consideración de la exportación o importación hasta el valor máximo (considerando la ocupación determinada por programas previos) con el sistema eléctrico portugués, según haya sido el sentido de la congestión. El proceso de casación se realizará por tanto considerando todas las ofertas válidas presentadas excepto las correspondientes a unidades del sistema eléctrico portugués, más una oferta adicional a precio máximo o mínimo de oferta indicados en el anexo 2. La oferta adicional será de adquisición a precio máximo de compra en caso de congestión en sentido del sistema español al sistema portugués, y será de venta a precio mínimo de venta en caso de congestión en sentido del sistema portugués al sistema

español. Esta oferta adicional tendrá precedencia en el proceso de casación sobre las ofertas al mismo precio, ya sea el máximo o el mínimo.

Se repetirá el proceso de casación para la zona portuguesa conforme a la Regla «Procedimiento de casación del Mercado Intradiario de subastas» con la consideración de la exportación o importación hasta el valor máximo (considerando la ocupación determinada por programas previos) con el sistema eléctrico español, según haya sido el sentido de la congestión. El proceso de casación se realizará por tanto considerando todas las ofertas válidas presentadas correspondientes a unidades del sistema eléctrico portugués, más una oferta adicional a precio máximo o mínimo de oferta indicados en el nexo 2. La oferta adicional será de venta a precio mínimo de venta en caso de congestión en sentido del sistema español al sistema portugués, y será de compra a precio máximo de compra en caso de congestión en sentido del sistema portugués al sistema español. Esta oferta adicional tendrá precedencia en el proceso de casación sobre las ofertas al mismo precio, ya sea el máximo o el mínimo.

Regla 41.ª *Resultado de la casación del mercado intradiario de subastas.*

41.1 Cálculo del programa incremental resultado del mercado intradiario de subastas.

Una vez establecidas las ofertas que entran en el proceso de casación enviadas por los agentes conforme a las reglas del mercado, el operador del mercado realizará el proceso de casación obteniendo el programa incremental resultado del mercado intradiario de subastas (PIBCI).

41.2 Establecimiento del orden de precedencia económica de las ofertas casadas en el resultado de la casación.

El operador del mercado establecerá el orden de precedencia de las ofertas casadas, casadas parcialmente y no casadas, tomando como base los tramos de energía y sus precios, sin considerar ninguna condición compleja de las ofertas. Dicho orden tendrá las consideraciones siguientes:

– En caso de que dos tramos de oferta tengan el mismo precio, éstos se ordenarán por orden decreciente de fecha, hora, minuto y segundo de inserción en el Sistema de Información del Operador del Mercado.
– En el caso de que la mencionada fecha, hora, minuto y segundo también coincida en ambas ofertas, estás se ordenarán de mayor a menor cantidad de energía en el tramo.
– En caso de que la cantidad de energía también coincida se ordenarán por orden alfabético, y numérico en su caso, decreciente.

Regla 42.ª *Información del proceso de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado intradiario de subastas.*

Como consecuencia de los procesos de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de la casación del mercado intradiario el operador del mercado generará la siguiente información, la cual será puesta a disposición según se describe:

Información del proceso de aceptación y verificación de ofertas.

– El resultado de la aceptación o no y verificación tanto en la inserción de la oferta como en la validación previa a la casación, será puesto a disposición del agente del mercado con las razones de su exclusión en los términos establecidos en las presentes reglas cuando así lo solicite. Dicha información estará disponible en el momento en que se genere.
– Ofertas válidas de las unidades de adquisición o de venta que hubieran sido presentadas a la sesión.

Se pondrá a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente y de los agentes del mercado respetando la confidencialidad establecida en las presentes reglas, después de la realización de la casación de cada mercado intradiario, el conjunto de ofertas válidas de venta y adquisición presentadas a cada una de las sesiones del mercado intradiario.

Información del resultado de la casación del mercado intradiario de subastas.

– Precios resultado de la casación.

Se generarán como resultado del proceso de casación de cada una de las sesiones de mercado intradiario de subastas y serán públicos, y además serán puestos a disposición de los agentes del mercado, siendo publicado después de su generación.

Se pondrá a disposición del operador del sistema tan pronto termine el periodo de reclamaciones al resultado de la casación.

– Programa Intradiario Base de Casación Incremental (PIBCI).

Se generará como resultado del proceso de casación de cada una de las sesiones de mercado intradiario y será puesto a disposición de los agentes del mercado con la confidencialidad establecida en las presentes reglas, inmediatamente después de su generación.

Se pondrá a disposición del operador del sistema tan pronto termine el periodo de reclamaciones al resultado de la casación, con la confidencialidad correspondiente.

El operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente el programa incremental provisional resultado de la casación, asignando previamente a una unidad de oferta genérica, los valores correspondientes a la unidad de oferta genérica de venta y los valores correspondientes a la unidad de oferta genérica de adquisición, con su signo. La unidad de oferta genérica tendrá valores positivos y negativos y servirá exclusivamente para poner a disposición de los operadores del sistema, el resultado de la casación.

– Programa Intradiario Base de Casación Acumulado (PIBCA).

Se generará como resultado del proceso de casación de cada una de las sesiones de mercado intradiario y será puesto a disposición de los agentes del mercado con la confidencialidad establecida en las presentes reglas inmediatamente después de su generación.

– El orden de precedencia económica.

Se generará como resultado del proceso de casación y para cada periodo de programación del horizonte de programación de cada una de las sesiones de mercado intradiario y será puesto a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente, tan pronto termine el periodo de reclamaciones al resultado de la casación.

– Curvas agregadas de oferta y demanda.

Se generará como resultado del proceso de casación de cada uno de los periodos de programación de las sesiones de mercado intradiario y serán públicos, siendo además puesto a disposición de los agentes del mercado con la confidencialidad establecida en las presentes reglas y publicadas después de su generación.

– Ocupación de cada una de las interconexiones internacionales por hora con indicación de la capacidad comercial máxima de importación y exportación por cada interconexión, la capacidad ocupada en cada sentido e interconexión y la capacidad libre en cada sentido e interconexión. Se generará como resultado del proceso de casación de cada uno de los periodos de programación de las sesiones de mercado intradiario y serán públicos.

Regla 43.ª *Situaciones excepcionales en los mercados intradiarios de subastas.*

Son situaciones excepcionales aquéllas que determinen una imposibilidad de llevar a cabo de forma adecuada el proceso de presentación y aceptación de ofertas o el proceso de casación.

Las situaciones a que se refiere el apartado anterior pueden ser consecuencia, a título enunciativo, de alguno o algunos de los siguientes supuestos:

a) Imposibilidad de realizar el proceso de mejora sucesiva de la primera solución válida.

En caso de no ser posible la ejecución del proceso de mejora sucesiva de la primera solución válida, se tomará la primera solución válida como resultado del proceso de casación.

b) Fuerza mayor.

b).1 Si ésta fuera previsible, pero inevitable, el operador del mercado suspenderá la correspondiente sesión del mercado intradiario de subastas. A partir de ese momento y hasta la convocatoria de la siguiente sesión del mercado intradiario de subasta, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes, en la medida de lo posible, la negociación en el mercado intradiario continuo.

b).2 Si una vez abierta la sesión del mercado intradiario se presentan averías en los equipos informáticos, mal funcionamiento de aplicaciones informáticas o de comunicaciones del operador del mercado que impidan el correcto funcionamiento de los mismos, el operador del mercado podrá suspender la sesión, sin perjuicio a la negociación del mercado intradiario continuo, comunicando a los operadores del sistema la información disponible para que éste resuelva de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema aplicables.

c) Imposibilidad de determinación de la casación como consecuencia de las condiciones técnicas y de las ofertas complejas.

Cuando no exista la posibilidad de encontrar una solución, como consecuencia de las condiciones técnicas y de las ofertas complejas, el operador del mercado procederá a finalizar la sesión sin asignar ninguna cantidad de energía a ninguna de las ofertas de venta o adquisición presentadas.

43.1 Indisponibilidad del programa diario viable.

Si los operadores del sistema no hubiesen publicado el Programa Diario Viable definitivo (PDVD) en hora y sin perjuicio de lo descrito en la Regla «SECUENCIA DE OPERACIONES DE LOS MERCADOS INTRADIARIOS», el operador del mercado podrá tomar la decisión de suspender la sesión del mercado intradiario, modificar el horizonte de programación de la sesión, realizar la casación del horizonte de programación completo correspondiente a dicha sesión, pero considerando inválido a todos los efectos el resultado para, alguna o algunas, de las horas del horizonte por causa de fuerza mayor.

Regla 44.ª *Liquidación de las subastas del mercado intradiario.*

El operador del mercado determinará la liquidación de la energía para cada agente que participe en las subastas de mercado intradiario y en cada periodo de programación, por cada unidad de adquisición y unidad de venta.

44.1 Determinación de la retribución correspondiente a los vendedores como resultado de la liquidación de las subastas de mercado intradiario.

Los vendedores que operen en las subastas de mercado intradiario percibirán por cada unidad de venta o adquisición, y para cada periodo de programación en el que el precio marginal sea positivo, una retribución que incorporará el precio marginal en el mercado intradiario de cada periodo de programación de la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

Los vendedores que operen en las subastas del mercado intradiario satisfarán, por cada unidad de venta o adquisición, y para cada periodo de programación en el que el precio marginal sea negativo, el pago correspondiente al precio marginal en el mercado intradiario de cada periodo de programación de la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

El operador del mercado realizará la liquidación diaria de la energía eléctrica para cada vendedor que participe en el mercado intradiario por cada unidad de venta o de adquisición que haya sido incorporada en el programa resultante de la casación.

Para realizar las antedichas liquidaciones, el operador del mercado practicará las correspondientes anotaciones en cuenta en el registro que llevará a tales efectos por cada unidad de venta.

44.2 Precios a considerar en la determinación del precio de la adquisición de energía eléctrica en las subastas del mercado intradiario.

Los compradores que operen en las subastas del mercado intradiario satisfarán, por la energía eléctrica adquirida, y para cada periodo de programación en el que el precio

marginal sea positivo, un importe que incorporará el precio marginal en el mercado intradiario de cada periodo de programación de la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

Los compradores que operen en las subastas del mercado intradiario percibirán, por la energía eléctrica adquirida incorporada en el programa resultante de la casación y para cada periodo de programación en el que el precio marginal sea negativo, una retribución que incorporará el precio marginal en el mercado intradiario de cada periodo de programación de la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre la unidad de adquisición.

44.3 Derechos de cobro en las subastas del mercado intradiario.

El vendedor cuyas ofertas de venta hayan resultado casadas en las sesiones de contratación del mercado intradiario e incorporadas al programa resultante de la casación, tendrá un derecho de cobro que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya venta se asigne en cada periodo de programación en el que el precio marginal sea positivo, a la unidad de producción, o de adquisición, de que sean titulares, o bien no de su titularidad pero a las que representen en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo, en la sesión de contratación correspondiente, de la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

El derecho de cobro del vendedor para la unidad de oferta u en la hora h será:

$$DCI\ (u,h,s,z) = EPIBC\ (u,h,s,z) * PMHI\ (h,s,z)$$

siendo:

DCI (u,h,s,z): Derecho de cobro del vendedor en el mercado intradiario por la oferta correspondiente a la unidad de venta o de adquisición u, situada en la zona de oferta z, para la hora h, en la sesión «s».

EPIBC (u,h,s,z): Energía de venta asignada a la unidad de venta o de adquisición u, situada en la zona de oferta z, para la hora h en el mercado intradiario en la sesión «s».

PMHI (h,s,z): Precio marginal horario positivo correspondiente a la hora h en el mercado intradiario en la sesión «s» en la zona de oferta z.

El comprador cuyas ofertas de compra hayan resultado casadas en las sesiones de contratación del mercado intradiario e incorporadas al programa resultante de la casación, tendrá un derecho de cobro que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya compra se asigne en cada periodo de programación en el que el precio marginal sea negativo, a la unidad de producción, o de adquisición, de que sean titulares, o bien no de su titularidad pero a las que representen en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo, en la sesión de contratación correspondiente, de la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

El derecho de cobro del comprador para la unidad de oferta u en la hora h será:

$$DCI\ (u,h,s,z) = EPIBC\ (u,h,s,z) * PMHI\ (h,s,z)$$

siendo:

DCI (u,h,s,z): Derecho de cobro del comprador en el mercado intradiario por la oferta correspondiente a la unidad de venta o de adquisición u, situada en la zona de oferta z, para la hora h, en la sesión «s».

EPIBC (u,h,s,z): Energía de venta asignada a la unidad de venta o de adquisición u, situada en la zona de oferta z, para la hora h en el mercado intradiario en la sesión «s».

PMHI (h,s,z): Precio marginal horario negativo correspondiente a la hora h en el mercado intradiario en la sesión «s» en la zona de oferta z.

44.4 Obligaciones de pago en las subastas del mercado intradiario.

El comprador cuyas ofertas de compra hayan resultado casadas en las sesiones de contratación del mercado intradiario e incorporadas en el resultado de la casación, tendrá una obligación de pago en cada periodo de programación en el que el precio marginal sea positivo, que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya compra se asigne en cada periodo de programación a la unidad de venta o de adquisición de que sean titulares, o

bien no de su titularidad pero a las que representen en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo, en la sesión de contratación correspondiente, para la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

La obligación de pago del comprador para la unidad de oferta u en la hora h será:

$$OPI\ (u,h,s,z) = ECPIBC\ (u,h,s,z) * PMHI\ (h,s,z)$$

siendo:

OPI (u,h,s,z): Obligación de pago del comprador en el mercado intradiario de subastas por la oferta correspondiente a la unidad de adquisición o de venta u, situada en la zona de oferta z, para la hora h en la sesión «s».

ECPIBC (u,h,s,z): Energía de compra correspondiente a la unidad de oferta de adquisición o de venta u, situada en la zona de oferta z, para la hora h en la sesión «s».

PMHI (h,s,z): Precio marginal horario positivo correspondiente a la hora h en el mercado intradiario en la sesión «s» en la zona de oferta z.

El vendedor cuyas ofertas de venta hayan resultado casadas en las sesiones de contratación del mercado intradiario e incorporadas en el resultado de la casación, tendrá una obligación de pago en cada periodo de programación en el que el precio marginal sea negativo, que se calculará como el producto de la energía eléctrica cuya venta se asigne en cada periodo de programación a la unidad de venta o de adquisición de que sean titulares, o bien no de su titularidad pero a las que representen en nombre propio y por cuenta ajena, por el precio marginal fijado para el mismo, en la sesión de contratación correspondiente, para la zona de oferta, española o portuguesa, en la que se encuentre situada la unidad.

La obligación de pago del vendedor para la unidad de oferta u en la hora h será:

$$OPI\ (u,h,s,z) = EVPIBC\ (u,h,s,z) * PMHI\ (h,s,z)$$

siendo:

OPI (u,h,s,z): Obligación de pago del vendedor en el mercado intradiario de subastas por la oferta correspondiente a la unidad de adquisición o de venta u, situada en la zona de oferta z, para la hora h en la sesión «s».

EVPIBC (u,h,s,z): Energía de venta correspondiente a la unidad de oferta de adquisición o de venta u, situada en la zona de oferta z, para la hora h en la sesión «s».

PMHI (h,s,z): Precio marginal horario negativo correspondiente a la hora h en el mercado intradiario en la sesión «s» en la zona de oferta z.

44.5 Ingresos en las subastas del mercado intradiario por el proceso de separación de mercados en la interconexión entre españa y portugal.

La liquidación de cada sesión de contratación del mercado intradiario tras la aplicación del proceso de separación de mercados dará lugar a unos ingresos que se calcularán como el producto de la capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en cada periodo de programación por la diferencia de los precios marginales fijados para el mismo para dicha sesión de contratación en cada una de las zonas de oferta, española y portuguesa. Dichos ingresos, denominados renta de congestión, se repartirán a partes iguales entre el sistema eléctrico español y el sistema eléctrico portugués.

Se anotará, por lo tanto, a cada operador del sistema un derecho de cobro en cuenta en la hora h como:

$$DCPIBCPTES_CI\ (h,s) = 0{,}5 * abs\ (EPIBCPTES\ (h,s)) * abs\ (PMHI\ (h,s,z_1)\text{-}PMHI\ (h,s,z_2))$$

siendo:

DCPIBCPTES_CI (h,s): Derecho de cobro en la hora h, en la sesión de contratación «s» del mercado intradiario, anotado en cuenta a los operadores del sistema español y portugués, por la aplicación del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y portuguesa.

EPIBCPTES (h,s): Capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en la hora h entre la zona de oferta española y portuguesa en la sesión de contratación «s» del mercado intradiario.

z_1, z_2: Subíndices que se refieren a las zonas de oferta española y portuguesa respectivamente.

44.6 Publicación de los resultados de la liquidación de las subastas del mercado intradiario.

De acuerdo con las normas generales de confidencialidad establecidas en estas reglas, tras cada sesión del mercado intradiario de subastas el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado, a través de sus sistemas de información, los resultados sobre los derechos de cobro y las obligaciones de pago derivados de dicha sesión de mercado, para el horizonte diario de programación correspondiente a cada sesión de contratación.

Las anotaciones correspondientes a cada sesión de contratación serán provisionales si:

(a) La casación correspondiente fuera provisional de acuerdo con la Regla de «Secuencia de operaciones de los mercados intradiarios».

(b) La existencia de reclamaciones pendientes respecto del desarrollo de alguna sesión de contratación del mercado.

(c) Apareciesen, a posteriori, valores erróneos en la liquidación.

Estas anotaciones devendrán definitivas cuando no concurra ninguna de las circunstancias anteriores, salvo en el caso de que por alguno de dichos motivos fuera necesario realizar una nueva liquidación, en cuyo caso las nuevas anotaciones serán definitivas cuando no concurra ningún motivo de provisionalidad entre los citados en los párrafos anteriores.

MERCADO INTRADIARIO CONTINUO

Regla 45.ª *Objetivo y conceptos básicos.*

Acorde a lo dispuesto en el Reglamento (EU) 2015/1222 del 24 de julio de 2015, en adelante CACM, el mercado intradiario continuo tiene por objeto atender la venta y la adquisición de energía que se pueda producir en las horas más próximas al tiempo de entrega de la energía física (tiempo real), teniendo en cuenta el Programa Diario Viable definitivo (PDVD) y el resultado de las sucesivas subastas intradiarias realizadas por el operador del mercado.

El mercado intradiario continuo se estructura de acuerdo con las siguientes reglas:

a) El periodo de negociación en el mercado intradiario continuo se establecerá de conformidad al contenido del CACM.

b) El momento inicial de presentación de ofertas de venta y de adquisición en el mercado intradiario continuo, y el plazo de presentación de las mismas, será el determinado en el anexo 1 de estas reglas.

c) El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes la posibilidad de negociar al menos el producto horario, tal y como se define en el anexo 1, pudiendo existir más productos.

d) La ampliación o reducción del número productos negociables en el mercado intradiario continuo, se determinará por el operador del mercado, previo informe del Comité de Agentes del Mercado y autorización de los organismos reguladores que corresponda.

e) Un contrato es un producto aplicado a un instante, de inicio y de fin concreto, para el cual los agentes de mercado podrán presentar ofertas de venta y/o adquisición durante el periodo de negociación habilitado.

f) El estado de cada contrato establecerá la posibilidad de que los agentes presenten ofertas al mercado intradiario continuo. Dicho estado se corresponde con uno de los cuatro siguientes:

– FIN: Contrato cerrado y finalizado. No se admiten ofertas para un periodo de negociación en dicho estado.

– TRADE: Contrato abierto y en negociación. Se admiten ofertas para un periodo de negociación en dicho estado.

– UPC: Contrato cerrado y a la espera de ser abierto a negociación. No se admiten ofertas para un periodo de negociación en dicho estado.

– INT: Contrato con la negociación interrumpida por parte de la Plataforma de Contratación Continua Europea. En este estado no se admiten ofertas.

El ciclo de vida (inicio-negociación-fin) de cada contrato de cada producto, seguirá un horario establecido, tal y como se define en el anexo 1.

g) Se define como ronda, el periodo de negociación del mercado intradiario continuo en el que las operaciones realizadas por los agentes son agrupadas para un procesamiento común. La apertura de una ronda se produce en el instante en el que se cierra la ronda inmediatamente anterior. El cierre de una ronda está asociado con el cierre de negociación de un contrato en la Plataforma de Contratación Continua Europea.

La ampliación o reducción del número de sesiones de subastas del mercado intradiario y su impacto en el funcionamiento y los horizontes de negociación del mercado intradiario continuo, se determinará por el operador del mercado, previo informe del Comité de Agentes del Mercado y autorización de los organismos reguladores que corresponda.

Regla 46.ª *Ofertas al mercado intradiario continuo.*

46.1 Ofertas.

Podrán presentarse varias ofertas de venta y/o adquisición para un mismo contrato en negociación y una misma unidad de venta o adquisición que serán tratadas de forma independiente.

Para cada oferta deberá ser especificada al menos, la siguiente información:

– Contrato ofertado.

– Unidad de oferta o porfolio.

– Cantidad de energía ofertada, expresada como un número entero en MWh, con una cifra decimal.

– Precio de la oferta, expresado en €/MWh, con dos decimales.

– Si la oferta es de compra o de venta.

– Las condiciones de oferta aplicables, tal y como se indica en la Regla de «Condiciones a las ofertas en mercado intradiario continuo».

Pudiendo ser dicha información modificada dependiendo del producto en cuestión, tal y como se define en el anexo 1.

46.2 Proceso de envío de ofertas.

Se podrán enviar ofertas de venta y adquisición a los contratos que estén en estado de contratación.

Los agentes de mercado enviarán sus ofertas de venta y adquisición a través de la Plataforma de Negociación provista por el operador de mercado, en el que introducirán toda la información requerida para el envío de las mismas.

Además, en la negociación en mercado intradiario continuo, y a fin de simplificar el proceso, los agentes de mercado podrán seleccionar las ofertas para un determinado contrato con las que desee cerrar una transacción, por la cantidad y el precio, presentados en dicho momento en el Libro de Ofertas. En este caso, el cliente de negociación proporcionado por el operador del mercado generará una oferta con dichos parámetros de cantidad y precio, siempre dentro de los límites válidos, pudiendo el agente, previo a su envío, modificarlos y añadir condiciones para su oferta.

46.2.1 Limites máximos y mínimos de cantidad de energía y precio aceptados por el operador del mercado en el mercado intradiario continuo.

El operador del mercado verificará en el momento de la inserción de la oferta que:

– Los precios de las energías expresados en las ofertas no son superiores a los límites de precios máximos, ni inferiores a los límites de precios mínimos indicados en el anexo 2.

– Los precios de las energías expresados en las ofertas no son superiores ni inferiores a los umbrales de notificación de precios indicados en el anexo 2. En caso de ser superados los correspondientes umbrales, el operador del mercado informará al agente en su respuesta a la inserción de dicha oferta, que la oferta supera en alguna hora los umbrales de notificación de precios máximo o mínimo establecidos para el mercado al que se está ofertando. Esta comprobación y respuesta tendrá carácter informativo para el agente, y será emitida por el operador del mercado sin perjuicio de cualquier otra validación o respuesta que pudiera realizarse sobre la misma oferta.

También se verificará en el momento de la inserción que la energía ofertada no supera la cantidad máxima. La oferta se rechazará en caso contrario.

Los valores en límites de cantidad y precio para la inserción de ofertas de venta y adquisición al mercado intradiario continuo, serán, en cualquier caso:

– Cantidad máxima: En MWh de acuerdo a establecido en la Plataforma de Contratación Continua Europea.
– Precio máximo: Según lo establecido en el anexo 2.
– Precio mínimo: Según lo establecido en el anexo 2.

46.2.2 Validación de ofertas.

Toda oferta recibida en la Plataforma de Negociación del Operador de Mercado, y de forma previa a su envío e incorporación en el Libro de Ofertas, estará sujeta a un proceso de validación, existiendo condiciones de aceptación de la oferta.

Las ofertas presentadas de venta y adquisición que no cumplan las condiciones de aceptación, serán rechazadas y no serán tenidas en cuenta. A tal efecto, se realizarán las siguientes validaciones de aceptación de las ofertas:

– El contrato está en un estado que permite la recepción de ofertas (TRADE).
– El agente de mercado está facultado para presentar ofertas de venta y adquisición para dicho contrato en el momento de validación de la oferta.
– El agente de mercado está dado de alta con fecha vigente en el operador del mercado.
– La unidad de oferta o porfolio para la que se presenta la oferta es válida, está vigente y el agente es el responsable de enviar ofertas de dicha unidad.
– Se verificará que el valor económico de la oferta no supera el correspondiente límite operativo. Si la unidad de oferta es de propiedad compartida, los agentes titulares deberán disponer de límite operativo suficiente para respaldar el porcentaje de la oferta de su titularidad.

El valor económico de la oferta de compra se calculará como el producto de la energía por el precio, en caso de ser este último positivo. Si el precio fuera negativo la valoración será cero.

El valor económico de la oferta de venta se calculará como el valor absoluto del producto de la energía por el precio, en caso de ser este último negativo. Si el precio fuera positivo la valoración será cero.

– La cantidad y precio de la oferta deberán estar dentro de los límites establecidos a tal efecto por el operador de mercado.

46.2.3 Información recibida de los operadores del sistema: indisponibilidades, limitaciones a la posibilidad de ofertar y capacidades comerciales de las interconexiones internacionales.

46.2.3.1 Definición e Incorporación de la información sobre indisponibilidades en el mercado intradiario continuo.

Sin perjuicio de lo establecido para otros mercados en las Reglas de «Definición e incorporación de la información sobre indisponibilidades», la información sobre indisponibilidades se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de aplicación para el mercado intradiario continuo y a efectos de validación de una oferta enviada en una ronda, la establecida en el anexo 1.

46.2.3.2 Definición e incorporación de la información sobre limitaciones a la posibilidad de ofertar al mercado intradiario continuo.

Sin perjuicio de lo establecido para otros mercados en la Regla de «Definición e incorporación de la información sobre limitaciones a la posibilidad de ofertar», la información sobre limitaciones unitarias se incorporará en el Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo la hora límite de aplicación para el mercado intradiario continuo y a efectos de validación de una oferta enviada en una ronda, la establecida en el anexo 1.

46.2.3.3 Definición e incorporación de la información sobre capacidades comerciales de las interconexiones internacionales en el mercado intradiario continuo por los operadores del sistema.

La información y actualización sobre las capacidades de importación y exportación por los operadores del sistema a la Plataforma de Contratación Continua Europea, se realizarán a través de ésta, y contendrá información sobre la capacidad libre de importación y exportación en cada periodo de programación para cada una las interconexiones del sistema eléctrico español.

46.2.4 Verificaciones de la energía máxima de venta a ofertar en un contrato.

El operador del mercado comprobará la adecuación de los datos de la oferta con la información contenida en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Unidades de Oferta.

Para la energía máxima a ofertar en un contrato, en caso de una oferta de venta de una unidad de venta, se validará que la energía incluida en la oferta para cada periodo del contrato, más el programa de la unidad ofertante para cada periodo en ese momento, más la energía de las ofertas de venta vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada periodo incluido en el contrato no supere alguno de los valores siguientes:

– La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
– La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades que apliquen.
– La energía limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los operadores del sistema.

Para la energía máxima a ofertar en un contrato, en caso de una oferta de venta de unidades de adquisición se validará que el programa de la unidad ofertante en ese momento para cada periodo del contrato, menos la energía de las ofertas de venta vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada periodo incluido en el contrato, menos la energía incluida en la oferta para cada periodo del contrato, es superior o igual al máximo entre:

– La energía mínima de la unidad en la base de datos, cero, del operador de mercado.
– La energía limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los operadores del sistema.

En el caso de superar la energía ofertada el valor límite en alguna de los periodos de negociación, la oferta será rechazada en su totalidad.
En el caso que las limitaciones que apliquen sean no compatibles con las indisponibilidades que apliquen, el operador del mercado permitirá ofertar al agente respetando las indisponibilidades en la medida de lo posible.

Unidades Porfolio.

Para la energía máxima a ofertar, en caso de una oferta de venta de una unidad porfolio de venta, se validará que la energía incluida en la oferta para cada Contrato, más el programa previo de esa unidad porfolio para cada Contrato, más la energía de las ofertas de venta vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada Contrato no supere el mínimo de los valores siguientes:

– La potencia declarada por el agente para la unidad porfolio de venta.

– El resultado de sumar los máximos incrementos de energía de las unidades de oferta de venta en las que puede desagregar la unidad porfolio, más los máximos decrementos de energía de las unidades de oferta de compra en las que puede desagregar la unidad porfolio.

Los máximos incrementos de energía de las de las unidades de oferta de venta se calcularán como la diferencia entre la energía horaria máxima y la energía horaria del programa acumulado de la última subasta efectuada. Entendiendo por energía horaria máxima, con la información vigente antes del inicio de la ronda en la que se está ofertando, la mínima entre:

– La potencia máxima de la unidad de oferta.
– La energía disponible de acuerdo a las indisponibilidades recibidas por los Operadores del Sistema que apliquen a esa unidad de oferta.
– La energía máxima limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los Operadores del Sistema.

Los máximos decrementos de energía de las unidades de oferta de compra se calcularán como la diferencia entre la energía horaria del programa acumulado de la última subasta y la energía horaria mínima. Entendiendo por energía horaria mínima, con la información vigente antes del inicio de la ronda en la que se está ofertando, la máxima entre:

– La energía horaria mínima de la unidad de oferta, 0 MW.
– La energía mínima limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los Operadores del Sistema.

En caso de que el cálculo del máximo incremento o del máximo decremento de una unidad de oferta para un periodo en concreto arrojen un resultado negativo, su aportación al sumatorio de cada Contrato será nula.
Para la energía máxima a ofertar en caso de una oferta de venta de una unidad porfolio de compra, se validará que el programa de la unidad porfolio para cada Contrato, menos la energía incluida en la oferta para cada Contrato, menos la energía de las ofertas de venta vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada Contrato no supere la energía mínima de la unidad porfolio en la base de datos, es decir cero, del Operador de Mercado.
En caso de superar la energía ofertada el valor límite en alguna de los periodos de negociación, la oferta será rechazada en su totalidad.

46.2.5 Verificaciones de la energía máxima de adquisición a ofertar en un contrato.

El operador del mercado comprobará la adecuación de los datos de la oferta con la información contenida en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Unidades de Oferta.

Para la energía máxima a ofertar en un contrato, en caso de una oferta de compra de una unidad de adquisición, se validará que la energía incluida en la oferta para cada periodo del contrato, más el programa de la unidad ofertante en ese momento para cada periodo del contrato, más la energía de las ofertas de compra vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada periodo incluido en el contrato no supere alguno de los valores siguientes:

– La energía máxima de la unidad en la base de datos del operador de mercado.
– La energía máxima disponible considerando las indisponibilidades que apliquen.
– La energía limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los operadores del sistema.

Para la energía máxima a ofertar en un contrato, en caso de una oferta de compra de unidades de venta se validará que el programa de la unidad ofertante en ese momento para cada periodo del contrato, menos la energía de las ofertas de compra vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada periodo incluido en el contrato, menos la energía incluida en la oferta para cada periodo del contrato, es superior o igual al máximo entre:

– La energía mínima de la unidad en la base de datos, cero, del operador de mercado.

– La energía limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los operadores del sistema.

En el caso de superar la energía ofertada el valor límite en alguno de los periodos de negociación, la oferta será rechazada en su totalidad.

En el caso que las limitaciones que apliquen sean no compatibles con las indisponibilidades que apliquen, el operador del mercado permitirá ofertar al agente respetando las indisponibilidades en la medida de lo posible.

Unidades Porfolio.

Para la energía máxima a ofertar en caso de una oferta de compra de una unidad porfolio de compra, se validará que la energía incluida en la oferta para cada Contrato, más el programa de esa unidad porfolio para cada Contrato, más la energía de las ofertas de compra vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada Contrato no supere el mínimo de los valores siguientes:

– La potencia declarada por el agente para la unidad porfolio de compra.

– El resultado de sumar los máximos incrementos de energía de las unidades de oferta de compra en las que puede desagregar la unidad porfolio, más los máximos decrementos de energía de las unidades de oferta de venta en las que puede desagregar la unidad porfolio.

Los máximos incrementos de energía de las unidades de oferta de compra se calcularán como la diferencia entre la energía horaria máxima y la energía horaria del programa acumulado de la última subasta efectuada. Entendiendo por energía horaria máxima, con la información vigente antes del inicio de la ronda en la que se está ofertando, la mínima entre:

– La potencia máxima de la unidad de oferta.

– La energía disponible de acuerdo a las indisponibilidades recibidas por los Operadores del Sistema que apliquen a esa unidad de oferta.

– La energía máxima limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los Operadores del Sistema.

Los máximos decrementos de energía de las unidades de oferta de venta se calcularán como la diferencia entre la energía horaria del programa acumulado de la última subasta y la energía horaria mínima. Entendiendo por energía horaria mínima, con la información vigente antes del inicio de la ronda en la que se está ofertando, la máxima entre:

– La energía horaria mínima de la unidad de oferta, 0 MW.

– La energía mínima limitada por las limitaciones unitarias que apliquen comunicadas por los Operadores del Sistema.

En caso de que el cálculo del máximo incremento o del máximo decremento de una unidad de oferta para un periodo en concreto arrojen un resultado negativo, su aportación al sumatorio de cada Contrato será nula.

Para la energía máxima a ofertar en caso de una oferta de compra de una unidad porfolio de venta, se validará que el programa de la unidad porfolio para Contrato, menos la energía incluida en la oferta para cada Contrato, menos la energía de las ofertas de compra vigentes en la Plataforma de Contratación Continua Europea en lo que afecte a cada Contrato no supere la energía mínima de la unidad porfolio en la base de datos, es decir cero, del Operador de Mercado.

En caso de superar la energía ofertada el valor límite en alguna de los periodos de negociación, la oferta será rechazada en su totalidad.

46.2.6 Aceptación de ofertas.

Sin perjuicio de lo establecido en la Regla de» Validación de ofertas», una oferta se considerará aceptada cuando la Plataforma de Contratación Continua Europea emita la respectiva confirmación electrónica.

Sobre una oferta de venta o adquisición activa en el sistema previamente enviada, es posible realizar las siguientes acciones:

– Modificación: Pudiendo variar la cantidad, precio o condiciones de ejecución.

– Anulación: Cancelación inmediata de una oferta o de todas las ofertas del usuario o del agente.

46.2.6.1 Modificación de ofertas en el mercado intradiario continuo.

Toda oferta de venta o adquisición que no haya sido previamente casada totalmente ni rechazada, y permanezca en el Libro de Ofertas podrá ser modificada por el agente de mercado mientras el contrato esté en un estado que permita el envío de ofertas.

La oferta se considerará modificada cuando, una vez realizadas las validaciones establecidas en la Regla «Validación de ofertas», la Plataforma de Contratación Continua Europea emita la respectiva confirmación electrónica.

A los efectos de la Regla de »Casación de ofertas en Mercado intradiario continuo», la modificación de una oferta de venta o adquisición almacenada y mostrada en el Libro de Ofertas, supondrá la cancelación de la oferta original y la incorporación de una nueva oferta con los nuevos parámetros y condiciones introducidos.

46.2.6.2 Anulación de ofertas en el mercado intradiario continuo.

Toda oferta de venta o adquisición que no haya sido previamente casada totalmente ni rechazada y permanezca en el Libro de Ofertas podrá ser cancelada por el agente de mercado mientras el contrato al que se presentó esté en un estado que lo permita.

La oferta se considerará cancelada cuando la Plataforma de Contratación Continua Europea emita la respectiva confirmación electrónica.

Adicionalmente, en caso de baja, exclusión o suspensión temporal de un agente de mercado, las ofertas existentes en el Libro de Ofertas correspondientes a dicho agente de mercado, serán canceladas por el operador del mercado.

46.2.7 Hibernación de ofertas en el mercado intradiario continuo.

En caso de detectarse un problema en los procesos de la Plataforma de Contratación Continua Europea (sistema central) o de la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado (sistema local), o mantenimiento programado en cualquiera de ambas plataformas, existe la posibilidad de que las ofertas potencialmente afectadas por dicho problema o mantenimiento sean desactivadas (hibernadas) por la plataforma correspondiente como medida de precaución para evitar su casación en un momento en el que el sistema se encuentra inestable. Las ofertas hibernadas por este motivo serán reactivadas, una vez que la incidencia que provocó la inestabilidad quede resuelta y siempre y cuando sea técnicamente posible, sólo en el caso en que el agente lo hubiera solicitado previamente a través del Sistema de Información del Operador de Mercado, validando de nuevo los límites de energía de cada una de ellas del mismo modo que si hubiesen sido insertadas de nuevo. El resto de ofertas permanecerán hibernadas, pudiendo ser reactivadas por el agente.

Adicionalmente y con objeto de realizar las sesiones de subasta intradiaria, se suspenderá la negociación del mercado continuo para los contratos incluidos en el horizonte de subasta. Las ofertas incluidas en el Libro de Ofertas para dichos contratos, serán hibernadas durante el tiempo necesario para realizar la casación y obtener resultados.

Una vez publicados los resultados de la casación y previo a la reapertura del mercado intradiario continuo para los contratos comprendidos dentro del horizonte de la sesión casada, se reactivarán las ofertas previamente hibernadas en caso de que el agente lo hubiera solicitado a través del Sistema de Información del Operador de Mercado, validando de nuevo los límites de energía de cada una de ellas del mismo modo que si hubiesen sido insertadas de nuevo, pero teniendo en cuenta el programa de las unidades de oferta actualizado tras la casación de la sesión y las limitaciones unitarias e indisponibilidades vigentes, siendo rechazadas las ofertas en caso de no superar la validación. El resto de ofertas previamente hibernadas y que no son reactivadas, pasarán a estar canceladas en este mismo proceso.

Las ofertas hibernadas por la plataforma tendrán la consideración de no activas, dejando de estar expuestas al mercado y no pudiendo por tanto ser casadas con otras ofertas existentes hasta que sean activadas de nuevo. El agente tendrá la posibilidad de volver a activar todas las ofertas hibernadas en una sola acción o activar individualmente sólo un subconjunto de ellas. Las ofertas hibernadas también pueden ser anuladas sin pasar por la activación (en los momentos que el mercado permita la anulación).

Una oferta hibernada que pasa al estado de activa se comportará como una nueva oferta.

En caso de que el agente solicite la reactivación de sus ofertas en una sola acción, se seguirán los siguientes criterios:

– Las ofertas hibernadas serán reactivadas por orden de llegada a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, comenzando por las primeras ofertas recibidas.

– En caso de pertenecer a una misma Cesta de Ofertas, la reactivación se realizará respetando el orden en dicha cesta.

– En el caso que una orden hibernada/inactiva no pueda ser reactivada por no superar alguna de las validaciones durante la reactivación, dicha oferta será rechazada. El motivo del rechazo reflejará la razón del mismo.

– Las ofertas no serán reactivadas parcialmente (sólo parte de su energía) en ningún caso; o se reactivan en su totalidad o serán rechazadas.

46.2.8 Libro de ofertas del mercado intradiario continuo.

El Libro de Ofertas será calculado por la Plataforma de Contratación Continua Europea, teniendo en cuenta la información recibida por parte de todos los operadores de mercado europeos, a partir de todas las ofertas válidas de venta y adquisición presentadas por los agentes de mercado en el ámbito europeo y cuyas condiciones a las ofertas permitan su almacenamiento en el Libro de Ofertas.

Las ofertas que pueden ser visualizadas, de forma anónima, desde cada área de precio (lista de ofertas locales) será calculada y distribuida por la Plataforma de Contratación Continua Europea. Adicionalmente, la lista de ofertas locales será recalculada como consecuencia de cualesquiera de los siguientes eventos:

a. Envío, modificación o anulación de una oferta válida de venta o adquisición.

b. Cambios en el estado de la capacidad libre de importación y exportación en cualquiera de las distintas interconexiones europeas, pudiendo dicho cambio ser debido a:

1. Asignación de capacidad libre debido a una transacción internacional.

2. Asignación explícita de capacidad en su caso.

3. Actualización de la capacidad de importación o exportación en cualquiera de las interconexiones internacionales gestionadas en la Plataforma de Contratación Continua Europea.

c. Como consecuencia de una transacción, haga uso de capacidad transfronteriza o no.

Una vez recalculado, la lista de ofertas locales será enviada por la Plataforma de Contratación Continua Europea a los operadores de mercado para su integración y visualización a sus respectivos agentes de mercado a través de sus respectivas plataformas de negociación.

Concretamente, la Plataforma de Negociación del Operador de Mercado mostrará:

– Para el área portuguesa, la lista de ofertas locales mostrará aquellas ofertas de venta y adquisición más competitivas que tengan como origen el área portuguesa o bien provengan del exterior de dicha área, y que pudiesen atravesar la interconexión (desde España) acorde la capacidad libre en la interconexión en cada momento.

– Para el área española, la lista de ofertas locales mostrará aquellas ofertas de venta y adquisición más competitivas que tengan como origen el área española o bien provengan del exterior de dicha área, y que pudiesen atravesar la interconexión (bien desde Portugal o bien desde Francia) y acorde la capacidad libre en la correspondiente interconexión en cada momento.

La visualización de la lista de ofertas locales dispondrá de un número máximo de ofertas de acuerdo a lo establecido en la Plataforma de Contratación Continua Europea.

46.2.9 Condiciones a las ofertas en mercado intradiario continuo.

En el momento de envío de las ofertas al mercado intradiario continuo, los agentes de mercado podrán incluir condiciones a sus ofertas presentadas de venta o adquisición, bien a la ejecución o bien a la validez.

Los distintos tipos de condiciones son los descritos en el anexo 1 de las presentes reglas.

46.2.10 Cesta de ofertas (Basket Orders).

Los agentes de mercado podrán crear una cesta de varias ofertas (basket) que podrán estar asociadas a diferentes contratos.

El envío de la cesta implicará el procesamiento de manera simultánea de todas las ofertas incluidas en la cesta. Las ofertas incluidas en la cesta podrán resultar o no casadas, independientemente unas de otras, dependiendo de las condiciones indicadas por el agente de mercado a la propia cesta.

Cada una de las ofertas de venta o adquisición incluidas en la cesta, podrá a su vez especificar condiciones a la ejecución y/o a la validez para dicha oferta.

Los distintos tipos de condiciones a las cestas de ofertas, son los descritos en el anexo 1 de las presentes reglas.

46.2.11 Procedimiento de modificación o creación de nuevos tipos de ofertas por el operador de mercado.

El operador del mercado, podrá proponer la modificación o definición de nuevos tipos de ofertas para el mercado intradiario continuo de acuerdo a lo establecido en la Circular 3/2019 de 20 de noviembre por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la gestión de la operación del sistema.

46.2.12 Información proporcionada por la plataforma de negociación del operador de mercado.

Durante la negociación del mercado intradiario continuo, la información disponible en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, para los agentes de mercado en lo relativo a productos, contratos y la información relativa a las ofertas contenidas en la lista de ofertas locales, se mostrará de forma anónima, identificando exclusivamente las operaciones realizadas por el propio agente.

La información proporcionada será, al menos, la siguiente:

– Contratos para los que esté habilitado a negociar y hora de finalización.
– Estado de los contratos (UPC, TRADE, FIN, INT).
– Lista de ofertas locales para cada uno de los contratos en negociación.
– Para cada contrato en negociación, el volumen de energía casada y el precio de las transacciones realizadas en el área correspondiente.
– Registro de actividad durante la sesión en mercado intradiario continuo.
– Saldo de la cuenta de garantías asociada, identificando tanto la cuantía utilizada como la cuantía libre para ser utilizada y cubrir nuevas operaciones.

Regla 47.ª *Casación de ofertas en mercado intradiario continuo.*

47.1 Casación de ofertas.

Las ofertas de venta y adquisición serán enviadas a través de la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado siempre que la negociación de dicho contrato esté habilitada a tal efecto.

Al introducir un agente de mercado una oferta a través de la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado y ser esta validada correctamente por el operador de mercado, dicha oferta será enviada a la Plataforma de Contratación Continua Europea donde, dependiendo de las condiciones indicadas en la inserción será almacenada en el Libro de Ofertas, será descartada y/o se realizará la casación.

La casación se realizará de conformidad con los requerimientos establecidos para la Plataforma de Contratación Continua Europea en base al CACM.

En caso de producirse una casación, el resultado de la misma será comunicado al propio agente, quedando actualizada la lista de ofertas locales.

47.2 Firmeza y efectos de la casación.

Las transacciones realizadas en la Plataforma de Contratación Continua Europea tendrán carácter firme acorde a lo especificado en el CACM.

Dicha firmeza conllevará, si la oferta es de compra una obligación de adquisición del producto, y, si la oferta es de venta, una obligación de entrega del mismo. Adicionalmente conllevará, la obligación de pago y el derecho de cobro al precio de la transacción, respectivamente.

Tras el cierre de cada ronda, el operador de mercado comunicará a los correspondientes operadores del sistema (español y portugués), el volumen total de energía en la unidad de oferta correspondiente a las transacciones realizadas.

Regla 48.ª *Desagregaciones de las unidades porfolio.*

Los agentes que hayan participado en el mercado intradiario continuo mediante unidades porfolio deberán enviar al operador de mercado las desagregaciones de las posiciones de las unidades porfolio a unidades de oferta. Los agentes desagregarán las energías de cada unidad porfolio en las unidades ofertantes de venta o adquisición asociadas a dicha unidad porfolio.

Las posiciones de venta resultantes de las transacciones realizadas con una unidad porfolio sólo podrán ser desagregadas en operaciones de venta de las unidades de oferta asociadas a dicha unidad de porfolio. Las posiciones de compra resultantes de las transacciones realizadas con una unidad porfolio sólo podrán ser desagregadas en operaciones de compra de las unidades de oferta asociadas a dicha unidad porfolio.

48.1 Contenido de las desagregaciones.

Cada desagregación será identificada por:

– Unidad porfolio de la que se desagrega la energía
– Fecha y Periodo para el que se desagrega dicha energía

Cada desagregación incluirá la siguiente información adicional por cada unidad de oferta en la que se desea desagregar:

– Unidad de Oferta
– Energía desagregada en dicha unidad de oferta

48.2 Envío de desagregaciones.

Cada agente, a la vista del resultado de las transacciones realizadas por cada una de sus unidades porfolio, comunicará al Operador del Mercado la desagregación de las energías en unidades de oferta incluidas en el porfolio, pudiendo comunicar la desagregación desde el momento que recibe la confirmación de la ejecución de la transacción hasta 5 minutos después del cierre de la ronda donde termina el periodo que no va a negociarse más.

El envío de desagregaciones podrá realizarse en cualquier momento, afectando a cualquiera de los Contratos abiertos a negociación y hasta 5 minutos posteriores al cierre de cada Contrato.

Los agentes podrán realizar en un mismo envío las desagregaciones de todas o algunas de sus unidades de porfolio y periodos.

48.3 Validaciones en la recepción y respuesta.

El Operador del Mercado validará las desagregaciones de las posiciones abiertas de las unidades porfolio de acuerdo con los siguientes criterios:

– Se comprobará que el agente que realiza el envío de desagregaciones no está suspendido ni dado de baja en el Operador del Mercado.

– Se comprobará que la unidad porfolio y unidades ofertantes de venta o adquisición en que se desagregan las posiciones abiertas de las unidades porfolio, corresponden a unidades del agente, existentes y dadas de alta en el sistema del Operador de Mercado, y asociadas a la unidad porfolio para el periodo que se está desagregando.

– Se comprobará que la unidad porfolio de venta sólo desagrega en operaciones de venta de las unidades de oferta asociadas a dicha unidad porfolio.

– Se comprobará que la unidad porfolio de compra sólo desagrega en operaciones de compra de las unidades de oferta asociadas a dicha unidad porfolio.

– Se validará que el periodo al que hace referencia la desagregación se corresponde con alguno de los Contratos que se están negociando o con el Contrato que acaba de finalizar su negociación.

Si alguna de las comprobaciones anteriores no es superada, la desagregación de esa unidad porfolio y periodo será rechazada. Aquellas desagregaciones que hayan superado las comprobaciones anteriores serán aceptadas provisionalmente, y se procederá a validar la energía desagregada:

– Se comprobará que la suma de las cantidades desagregadas en unidades de oferta coincide con el neto actual en Sistema de Información del Operador de Mercado de la unidad porfolio para el periodo que va a ser desagregado.

– Asimismo, se comprobará que cada unidad de oferta puede recibir energía de desagregación teniendo en cuenta:

• El programa actual de la unidad de oferta.
• La potencia máxima de la unidad de oferta.
• Indisponibilidades y limitaciones vigentes durante la ronda en negociación excepto si la desagregación se produce en los 5 minutos posteriores al cierre de la ronda y para el periodo cuyo Contrato acaba de finalizar su negociación, en cuyo caso se tendrán en cuenta las indisponibilidades y limitaciones vigentes durante la ronda que cerró.

Las desagregaciones serán aceptadas provisionalmente aún en el caso de que no se cumplan las validaciones previamente descritas, informando al agente responsable del envío de la desagregación acerca del resultado de dicha verificación.

48.4 Actualización de la información de las desagregaciones enviadas por un agente.

La información de desagregaciones podrá ser actualizada mediante la comunicación por parte del agente responsable de una nueva información de desagregaciones para un porfolio y un periodo. En caso de haber sido aceptada provisionalmente, la nueva información sustituirá a todos los efectos a la previamente comunicada.

En caso de no haber sido aceptada, se mantendrá como válida la información previa disponible, aceptada anteriormente como válida.

48.5 Consolidacion de desagregaciones.

En el minuto 5 posterior al cierre de cada Contrato se volverán a validar aquellas desagregaciones aceptadas provisionalmente para el periodo que ya no volverá a negociarse.

Se volverán a comprobar las energías desagregadas para cada unidad porfolio, validando que:

– La suma de las cantidades desagregadas coincide con el neto actual de la unidad porfolio para el periodo desagregado, y

– Cada unidad de oferta puede recibir energía de desagregación teniendo en cuenta:

• El programa de la unidad de oferta previo al proceso de consolidación,
• La potencia máxima de la unidad de oferta,
• Las Indisponibilidades y las limitaciones unitarias vigentes durante la ronda que cerró.

48.6 Desagregaciones por defecto.

En caso de que la desagregación de una unidad porfolio resulte errónea o no haberse recibido ninguna desagregación del porfolio por parte del agente, se creará una desagregación por defecto de dicha unidad porfolio para el periodo que ya no volverá a negociarse.

Las desagregaciones por defecto se realizarán automáticamente por el Operador de Mercado de acuerdo a los siguientes puntos:

– Se realizará solo para el periodo que no volverá a ser negociado.

– Se tendrá en cuenta el programa previo de cada unidad ofertante en la que pueda desagregar el porfolio.

– La potencia máxima de cada unidad de oferta,

– Las indisponibilidades y limitaciones vigentes durante la ronda que cerró previamente a la desagregación por defecto.

Asegurando que la energía asignada a las unidades de oferta está dentro de los límites admisibles conforme a la información disponible en el sistema de información del operador de mercado.

– Se empezará a desagregar las unidades porfolio de venta. Para cada unidad porfolio de venta, se empezará asignando energía a las unidades de oferta de venta asociadas al porfolio que ya tengan energía, asignando primero a aquellas unidades de oferta a las que les quede menos energía para alcanzar su potencia disponible.

• Si sobrara energía, se empezaría por las unidades de oferta de venta asociadas al porfolio que aún no tienen asignada energía, asignando primero a aquellas unidades de oferta a las que les quede menos energía para alcanzar su potencia disponible.

• Si sobrara energía, se empezaría por las unidades de compra asociadas al porfolio, y dentro de ellas se empezará asignando energía a aquellas unidades de compra que puedan revender más energía.

– Se continuará por las unidades porfolio de compra y dentro de él se empezará asignando energía a las unidades de oferta de venta asociadas al porfolio, y dentro de ellas se empezará asignando energía a aquellas unidades de venta que puedan recomprar más energía.

• Si sobrara energía, se empezaría por las unidades de oferta de compra asociadas al porfolio que ya tengan energía, asignando primero a aquellas unidades de oferta a las que les quede menos energía para alcanzar su potencia disponible.

• Si sobrara energía, se empezaría por las unidades de oferta de compra asociadas al porfolio que aún no tienen asignada energía, asignando primero a aquellas unidades de oferta a las que les quede menos energía para alcanzar su potencia disponible.

– En todos los casos, a igual cantidad de energía restante para alcanzar su potencia disponible se asignará por orden alfabético de unidad de oferta.

– Las desagregaciones de los porfolios de venta no se tendrán en cuenta como consolidadas para las desagregaciones de los porfolios de compra.

– La energía sobrante de las desagregaciones por defecto quedará en la unidad porfolio y se incluirá en el Programa Intradiario Base de Casación Incremental Continuo (PIBCIC).

Regla 49.ª *Situaciones excepcionales en el mercado intradiario continuo.*

Son situaciones excepcionales aquéllas que determinen una imposibilidad de llevar a cabo de forma adecuada el proceso de presentación y aceptación de ofertas o los procesos de casación.

Las situaciones a que se refiere el párrafo anterior pueden ser consecuencia, a título enunciativo, de alguno o algunos de los siguientes supuestos:

a) Indisponibilidad técnica de las plataformas de contratación.

En caso de indisponibilidad técnica de la Plataforma de Contratación Continua Europea (sistema central) o de la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado (sistema local), no se dispondrá del Libro de Ofertas y por ende no será posible el envío de ofertas al sistema central para su casación. Si la indisponibilidad técnica persiste en el tiempo hasta alcanzar el momento de cierre de la negociación de un determinado contrato, el operador del mercado continuará con los procesos normales de operación contando únicamente con las transacciones válidas disponibles en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.

b) Interrupción de la contratación del mercado intradiario continuo.

El operador del mercado podrá interrumpir la contratación en su Plataforma de Negociación de forma temporal ante situaciones que puedan poner en riesgo el correcto funcionamiento del mercado. Como consecuencia de dicha interrupción las órdenes existentes en la Plataforma de Negociación podrían pasar a ser hibernadas.

En el caso de interrupciones programadas debido a tareas de mantenimiento, se procederá a la hibernación de las ordenes existentes en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.

c) Restricciones a la interacción con la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.

El operador del mercado podrá poner límites generales al número de peticiones que las aplicaciones de los agentes pueden hacer a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado en un periodo de tiempo, con la intención de prevenir situaciones que puedan poner en riesgo el correcto funcionamiento del mercado.

El operador del mercado podrá restringir el acceso a las aplicaciones de aquellos agentes de mercado que pongan en riesgo el correcto funcionamiento de la Plataforma de Negociación del Operador de Mercado.

d) Fuerza mayor.

d).1 Si ésta fuera previsible, pero inevitable, el operador del mercado suspenderá la contratación del mercado intradiario continuo, intentando en la medida de lo posible, permitir la negociación en las sesiones intradiarias de subasta. A partir de ese momento y hasta que se reanude la contratación los operadores del sistema resolverán la situación si procede, aplicando los procedimientos de operación del sistema.

d).2 Si se presentan averías en los equipos informáticos, mal funcionamiento de aplicaciones informáticas o de comunicaciones del operador del mercado o de la Plataforma de Contratación Continua Europea que impidan el correcto funcionamiento de los mismos, el operador del mercado podrá suspender la contratación, comunicando a los operadores del sistema la información disponible para que éste resuelva de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema aplicables.

49.1 Indisponibilidad de programas previos.

Si previo al inicio de cada ronda, no existieran los programas previos a su inicio, el operador del mercado podrá modificar el horario de contratación o suspender la contratación del mercado intradiario continuo hasta que se disponga de dichos programas.

Regla 50.ª *Liquidación del mercado intradiario continuo.*

50.1 Liquidación.

El operador del mercado determinará la liquidación de la energía para cada agente que participe en el mercado intradiario continuo por las ofertas de compra y de venta que hayan resultado casadas para cada contrato con alguna de sus unidades de oferta o porfolio.

Para realizar las antedichas liquidaciones, el operador del mercado practicará las correspondientes anotaciones en cuenta, en el registro que llevará a tales efectos por cada unidad de oferta o porfolio.

Los apuntes en cuenta resultantes de cada transacción se generarán tras cada uno de los instantes de sincronización que se produzcan entre la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado y el Sistema de Información del Operador del Mercado.

50.1.1 Derechos de cobro en el mercado intradiario continuo.

A cada agente, por cada oferta de venta casada a precio positivo y por cada oferta de compra casada a precio negativo en el mercado intradiario continuo, incorporada al programa resultado de la negociación y que no haya sido anulada, se anotará un derecho de cobro del mercado intradiario continuo (DCIC) igual a:

$$DCIC\ (d,c,t,u,r) = ENIC\ (d,c,t,u,r) * P\ (d,c,t,u,r)$$

Siendo:

d: Día negociado.
c: Contrato negociado.
t: Número de la transacción del mercado intradiario continuo.
u: Unidad de oferta o porfolio titularidad del agente o del representante en nombre y por cuenta de terceros.

r: Ronda del mercado intradiario continuo.

ENIC (d,c,t,u,r): Energía casada en la ronda r para el contrato c del día d para la transacción t, de la unidad de oferta o porfolio u.

P (d,c,t,u,r): Precio, en valor absoluto, de la transacción t casada en la ronda r para el contrato c del día d de la unidad de oferta o porfolio u.

50.1.2 Obligaciones de pago en el mercado intradiario continuo.

A cada empresa, por cada oferta de compra casada a precio positivo y por cada oferta de venta casada a precio negativo en el mercado intradiario continuo, que haya sido incorporada al programa resultado de la negociación y que no haya sido anulada, se anotará una obligación de pago del mercado intradiario continuo (OPIC) igual a:

$$OPIC(d,c,t,u,r) = ENIC(d,c,t,u,r) * P(d,c,t,u,r)$$

50.1.3 Publicación de los resultados de la liquidación del mercado intradiario continuo.

De acuerdo con las normas generales de confidencialidad establecidas en estas reglas, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado, a través de sus sistemas de información, los resultados sobre los derechos de cobro y las obligaciones de pago derivados de las transacciones casadas en el mercado intradiario continuo para el horizonte diario de programación.

50.1.4 Límite operativo para la aceptación de ofertas en el mercado intradiario continuo.

50.1.4.1 Garantías reservadas para operar en el mercado intradiario continuo.

Para operar en el mercado intradiario continuo los agentes deberán previamente indicar el volumen de garantías aportadas ante el operador del mercado que desean destinar a la negociación en el mercado intradiario continuo en cada ciclo de sincronización (GMIC). A estos efectos cada agente dispondrá de su propia cuenta de garantías en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado. Dicho montante se reducirá automáticamente del excedente de garantías de Sistema de Información del Operador del Mercado para su participación tanto en el mercado diario como en las subastas de intradiario, tal y como se indica en la Regla de «Balance de Garantías».

El volumen de garantías cedido para operar en el mercado intradiario continuo se asignará a la cuenta de garantías vinculada al agente en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado. En el caso de representación en nombre y por cuenta de terceros la cuenta de garantías a utilizar será la vinculada al agente representado.

Los agentes deberán solicitar al operador del mercado, a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, la cantidad a destinar a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, así como cualquier incremento o disminución posterior que deseen realizar sobre dicho valor.

50.1.4.2 Sincronización de garantías.

Una vez realizada la reserva de garantías, la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado llevará la cuenta de su propio balance de garantías, de manera independiente del balance de garantías de Sistema de Información del Operador del Mercado. Los agentes podrán insertar ofertas de compra a precios positivos o de venta a precios negativos, y realizar transacciones de compra a precios positivos o de venta a precios negativos en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, siempre y cuando la valoración de las mismas no supere el volumen de garantías disponible en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado (límite operativo).

Tras el cierre de cada ronda comienza el proceso de sincronización en el cual se inicia el traspaso al Sistema de Información del Operador del Mercado de las operaciones casadas en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado de todas las rondas cerradas que no estén sincronizadas. El instante en el que el Sistema de Información del Operador del Mercado recibe dicha información se denomina instante de sincronización.

En cada sincronización se realizarán los siguientes procesos:

1. El Sistema de Información del Operador del Mercado procederá a considerar, en el cálculo del balance de garantías, las anotaciones correspondientes a todas las transacciones

realizadas en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado de todas las rondas cerradas que no estén sincronizadas. A estos efectos, se incluirán las correspondientes obligaciones de pago y derechos de cobro, considerando los impuestos que sean de aplicación y, en su caso, la cesión de derechos de cobro a terceros declarada por cada agente.

2. El Sistema de Información del Operador del Mercado indicará a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado si puede seguir disponiendo del volumen de garantías reservado por el agente, o bien si dicho valor debe ser reducido para garantizar que el saldo de garantías en el Sistema de Información del Operador del Mercado, tras incorporar las operaciones de la última sincronización con la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, siga siendo no negativo. A estos efectos, el Sistema de Información del Operador del Mercado comunicará a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado la reducción a tener en cuenta por ésta durante la siguiente ronda de negociación.

3. Finalmente, en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado se actualizará el límite operativo, considerando tanto la posible reducción de garantías en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado como la liberación de las obligaciones de pago correspondientes a las transacciones negociadas en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado de todas las rondas cerradas que no estén sincronizadas, una vez que éstas ya han sido incorporadas en Sistema de Información del Operador del Mercado.

50.1.4.3 Límite operativo.

El operador del mercado mantendrá actualizados en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado los valores del límite operativo de cada agente actualizados en todo momento, para ser considerados en la validación de las ofertas deudoras que se presenten al mercado intradiario continuo.

En cada instante, el operador del mercado calculará el límite operativo de cada agente como suma de los siguientes términos:

a) Volumen de garantías solicitado por el agente para operar en el mercado intradiario continuo.

b) Obligaciones de pago resultantes de las ofertas de compra casadas a precios positivos u ofertas de venta casadas a precios negativos durante la ronda de negociación en curso, con los impuestos que sean de aplicación (con valor negativo).

c) Valoración de las ofertas deudoras que permanezcan en el libro de ofertas del agente, con los impuestos que sean de aplicación (con valor negativo).

d) Reducción de garantías en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado comunicada por el Sistema de Información del Operador del Mercado tras la última sincronización al no existir excedente suficiente en el Sistema de Información del Operador del Mercado (con valor negativo).

e) Solicitud de reducción de garantías solicitado por el agente (con valor negativo).

f) Solicitud de incremento de garantías solicitado por el agente.

Los derechos de cobro resultantes de ofertas de venta casadas a precios positivos (o de compra a precios negativos) no se considerarán a efectos del cálculo del límite operativo, si bien se tendrán en cuenta en el balance de garantías del Sistema de Información del Operador del Mercado tras cada sincronización.

50.1.4.4 Incremento y reducción de garantías para la plataforma de negociación del operador del mercado.

Los agentes podrán solicitar aumentar o reducir el volumen de garantías cedido desde el Sistema de Información del Operador del Mercado a la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado para realizar operaciones en el mercado intradiario continuo. Para ello, los agentes deberán solicitarlo al operador del mercado, a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

Dicha solicitud será validada por el operador del mercado y en caso de ser aceptada será incorporada en el cálculo del límite operativo en el siguiente instante de sincronización.

Cualquier solicitud de incremento de garantías para operar en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado será aceptada, siempre y cuando exista suficiente excedente de garantías en Sistema de Información del Operador del Mercado. En ese caso,

se reducirá el excedente en el Sistema de Información del Operador del Mercado, a través del correspondiente asiento apuntado en el balance de garantías, y se considerará dicho incremento de garantías en el cálculo del límite operativo de la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado a partir del siguiente instante de sincronización del Sistema de Información del Operador del Mercado y la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.

Asimismo, cualquier solicitud de reducción de garantías para operar en el mercado intradiario continuo será validada por la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado en el siguiente instante de sincronización y, en caso de no tener comprometido dicho importe con obligaciones de pago, será aceptada procediendo a considerar dicha reducción en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado y a liberar las garantías retenidas en Sistema de Información del Operador del Mercado por dicho valor. Si no fuera posible realizar la reducción solicitada en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, por tener comprometido dicho importe para cubrir obligaciones de pago, se informará al agente de que su solicitud ha sido rechazada, no considerándose para otras sincronizaciones.

CAPÍTULO NOVENO

Programas recibidos con posterioridad a los mercados intradiarios

Regla 51.ª *Programa horario final posterior a cada mercado intradiario.*

A los efectos de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado se entiende por Programa Horario Final (PHF), la programación establecida por los operadores del sistema a partir de la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica durante las sesiones de subastas del mercado intradiario formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del Programa Diario Viable definitivo (PDVD) del resultado de sesiones de subastas intradiarias y del resultado de las rondas del mercado intradiario continuo realizadas hasta el momento por el operador del mercado.

A los efectos de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado se entiende por Programa Horario Final Continuo (PHFC), la programación establecida por los operadores del sistema a partir de la casación de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica durante las rondas del mercado intradiario continuo para cada periodo de programación como consecuencia del Programa Diario Viable definitivo (PDVD), del resultado de sesiones de subasta intradiarias y del resultado de las rondas del mercado intradiario continuo realizadas hasta el momento por el operador del mercado.

El Programa Horario Final (PHF) y el Programa Horario Final Continuo (PHFC) incorporarán, para cada periodo de programación, los siguientes elementos:

1. La energía eléctrica que corresponde por tramos a cada unidad de venta y adquisición cuyas ofertas de compra y venta de energía eléctrica hayan resultado incorporadas como resultado de las casaciones previas.
2. La energía eléctrica que corresponde por tramos a cada unidad de venta y adquisición cuyas ofertas de compra y venta de energía eléctrica hayan resultado casadas en el mercado intradiario continuo.
3. La energía asociada a los contratos bilaterales.

Los operadores del sistema comunicarán al operador del mercado el Programa Horario Final (PHF) y el Programa Horario Final Continuo (PHFC). El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes dicha información, así como la conversión de dicha información en unidades de oferta, y/o porfolio cuando proceda, necesaria para las validaciones y el proceso de casación.

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes el PHF y PHFC respetando la confidencialidad establecida en la regla correspondiente.

Regla 51.ª *bis. Liquidación del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica.*

51 bis.1 Liquidación del ajuste a las instalaciones de producción.

Al vendedor de instalaciones con derecho a percepción del ajuste según lo establecido en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, se le anotará un derecho de cobro en cada periodo de programación en el que el total de la energía asignada en el programa diario base de casación (PDBC) más la energía neta negociada en los mercados intradiarios sea mayor que cero. Este derecho de cobro se anotará a la unidad de producción de la que sea titular, o bien no de su titularidad, pero a la que represente en nombre propio y por cuenta ajena y se calculará como el producto de la energía asignada en cada periodo de programación por la cuantía unitaria del ajuste.

El derecho de cobro del vendedor para cada unidad de oferta de venta en el periodo de programación h será:

$$DCAJ(up,h,d) = EPROG(up,h,d) * Y(d)$$

Siendo:

DCAJ(up,h,d): derecho de cobro del vendedor por la energía correspondiente a la unidad de venta up, en el periodo de programación h del día d.

Y(d): cuantía unitaria del ajuste, expresada en €/MWh y redondeada a 2 decimales, según se define en el artículo 3 del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

EPROG (up,h,d): energía asignada a la unidad de venta, up, en el periodo de programación h del día d, en el programa diario base de casación (PDBC) más la energía neta negociada en los mercados intradiarios,

Al vendedor de instalaciones con derecho a percepción del ajuste según lo establecido en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, se le anotará una obligación de pago en cada periodo de programación en el que el total de la energía asignada en programa diario base de casación (PDBC) más la energía neta negociada en los mercados intradiarios sea menor que cero. Esta obligación de pago se anotará a la unidad de producción de la que sea titular, o bien no de su titularidad, pero a la que represente en nombre propio y por cuenta ajena y se calculará como el producto de la energía asignada en cada periodo de programación por la cuantía unitaria del ajuste.

La obligación de pago del vendedor para cada unidad de oferta de venta en el periodo de programación h será:

Siendo:

OPAJ(up,h,d): obligación de pago del vendedor por la energía correspondiente a la unidad de venta up, en el periodo de programación h.

51 bis.2 Repercusión del coste o ingreso total asociado al mecanismo de ajuste.

El coste o ingreso total asociado de la liquidación del ajuste realizada por el operador del mercado, se repartirá entre todas las unidades de adquisición en proporción a su energía en el último programa horario final que no se encuentre sujeta a instrumentos de cobertura a plazo de conformidad con lo establecido en el artículo 8 del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

Este volumen económico se determinará para cada periodo de programación como:

$$IMPAJ(h,d) = \sum_{up}\big(DCAJ(up,h,d) - OPAJ(up,h,d)\big) - RENTAFR(h,d)$$

Siendo:

IMPAJ (h,d): coste o ingreso total en la hora h del día d asociado a la liquidación del ajuste realizada por el operador del mercado.

DCAJ(up,h,d): derecho de cobro del vendedor por la energía correspondiente a la unidad de venta up, en el periodo de programación h del día d.

OPAJ(up,h,d): obligación de pago del vendedor por la energía correspondiente a la unidad de venta up, en el periodo de programación h del día d.

RENTAFR(h,d): incorpora los siguientes conceptos:

– Importe de la renta de congestión en el mercado diario en la interconexión entre Francia y España asignada al sistema eléctrico español, en el periodo h del día d, tal y como se detalla en la regla "Renta de congestión en el mercado diario en la interconexión entre Francia y España", descontados los costes horarios en concepto de remuneraciones de derechos de transmisión de largo plazo comunicados por el operador del sistema español y como máximo hasta el valor económico de las rentas de congestión horarias generadas en horizonte diario.

– Ingresos adicionales correspondientes a las rentas de congestión netas procedentes de las subastas mensuales de asignación de capacidad en frontera con Francia que se celebren con posterioridad a la entrada en vigor del mecanismo de ajuste definido en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, prorrateados entre todos periodos de los días del mes natural siguiente al de ingreso de dichas rentas de congestión por parte del operador del sistema al operador del mercado.

A los titulares de unidades de adquisición se les anotará una obligación de pago en cada periodo de programación en el que el término IMPAJ (h,d) sea mayor que cero, que se calculará como:

$$OPUAAJ(ua,h,d,z) = \frac{\max\left[EUA(ua,h,d,z) - EEXU(ua,h,d,z),0\right]}{\sum_{ua,z}[\max\left[EUA(ua,h,d,z) - EEXU(ua,h,d,z)\,,0\right]]} * IMPAJ(h,d)$$

Siendo:

EUA(ua,h,d, z): energía de la unidad de adquisición ua situada en la zona de precio z en el último programa horario final para el periodo de programación h del día d.

EEXU(ua, h, d, z): energía asignada a la unidad de adquisición ua situada en la zona de precio z para el periodo de programación h del día d, exenta del pago del mecanismo de ajuste, y que se calculará como:

$$EEXU(ua,h,d,z) = EEXA(ag,h,d,z) * \frac{EUA(ua,h,d,z)}{\sum_{ua} EUA(ua,h,d,z)}$$

Siendo:

EEXA(ag,h,d,z): energía exenta del pago del coste del mecanismo de ajuste correspondiente al agente ag en la zona de precio z para el periodo de programación h del día d, y que se calculará como:

$$EEXA(ag,h,d,z) = \frac{EEX(ag,z,m)}{n}$$

Siendo:

EEX(ag,z,m): energía declarada por el agente sujeta a instrumentos de cobertura a plazo para la zona de precio z en el mes m al que pertenece el día d de conformidad con lo establecido en el artículo 8 del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

n: número de horas del mes m al que pertenece el día d.

El resultado del reparto de las energías exentas declaradas por agente EEXA(ag,h,d,z) y por unidad de adquisición EEXU(ua,h,d,z) se truncará a un decimal.

A los titulares de unidades de adquisición se les anotará un derecho de cobro en cada periodo de programación en el que el término IMPAJ (h,d) sea menor que cero, que se calculará como:

$$DCUAAJ(ua,h,d,z) = \frac{\max\left[EUA(ua,h,d,z) - EEXU(ua,h,d,z), 0\right]}{\sum_{ua,z}[\max\left[EUA(ua,h,d,z) - EEXU(ua,h,d,z)\,, 0\right]]} * abs(IMPAJ(h,d))$$

Si en un periodo de programación la energía exenta del pago o cobro del ajuste correspondiente a una unidad de adquisición, resultado de los repartos anteriormente indicados, superase el valor de la energía programada en dicho periodo, toda la energía programada resultará exenta del pago o cobro del mecanismo de ajuste, sin que el exceso sea considerado a efectos liquidatorios.

51 bis.3 Unidades de adquisición a efectos de las liquidaciones del coste total asociado al mecanismo de ajuste.

A efectos de las liquidaciones del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, se entenderán como unidades afectas al mecanismo aquellas unidades de adquisición establecidas en la zonas española y portuguesa, a excepción de las unidades de almacenamiento (consumo de bombeo, baterías) y unidades de consumo de servicios auxiliares de instalaciones de generación.

Igualmente, no será tenida en cuenta en la liquidación del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica la energía exenta, declarada por el agente como sujeta a instrumentos de cobertura a plazo, conforme a lo establecido en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

La liquidación del coste o ingreso a las unidades de adquisición solo se realizará entre aquellas unidades cuyo titular tenga adquirida la condición de agente del mercado.

Cualquier modificación realizada en los datos o configuración de las unidades de adquisición con impacto sobre la liquidación del mecanismo de ajuste no tendrá efecto sobre fechas cuya casación del mercado diario ya se hubiera producido.

51 bis.4 Energías sujetas a instrumentos de cobertura a plazo

Los agentes de mercado compradores que declaren energía sujeta a instrumentos de cobertura a plazo en los términos establecidos en el artículo 8 del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, deberán facilitar los valores de la energía asociada a su posición neta compradora que se beneficia de las coberturas declaradas en virtud del mencionado artículo, de acuerdo con el formato electrónico y procedimiento operativo que se establezca para su envío.

Los valores de energía remitidos de manera correcta, de acuerdo al párrafo anterior, y dentro de los plazos establecidos, serán los empleados por parte del operador del mercado en la determinación de la energía asociada a las unidades de adquisición que resultará exenta del pago.

CAPÍTULO DÉCIMO

Liquidaciones, facturación, cobros y pagos y garantías

Regla 52.ª *Características generales de la liquidación.*

En el proceso de liquidación se determinan los derechos de cobro y las obligaciones de pago resultantes de las operaciones en el mercado diario y en los mercados intradiarios, así como aquellas otras que reglamentariamente se determinen.

52.1 Elementos de la determinación del precio.

Son operaciones para la determinación del precio de la energía eléctrica de cada unidad de venta y de cada unidad de adquisición, el establecimiento de los programas de energía asignada a cada unidad de producción y adquisición que se relacionan a continuación:

– Programa diario resultante de la casación del mercado diario (PBC).
– Programa resultante de la casación del mercado intradiario de subastas (PIBCI).

– Programa resultante de la casación del mercado intradiario continuo (PIBCIC).

52.2 Liquidación.

El operador del mercado realizará una liquidación diaria para cada agente por medio de la agregación de las anotaciones horarias correspondientes a cada día, de acuerdo con las presentes reglas.

La liquidación del flujo resultado del mercado diario en la interconexión entre España y Francia y de la renta congestión que se genere en dicha interconexión se liquidará por los operadores del mercado español y sus homólogos designados en Francia, o terceras partes habilitada por éstos. El operador del mercado español será responsable de liquidar la mitad de la renta de congestión de la interconexión entre España y Francia, mientras que los operadores del mercado designados en Francia, o terceras partes habilitadas por éstos, liquidarán la otra mitad al operador del sistema francés, de acuerdo con lo establecido en cada uno de los sistemas eléctricos.

Mientras se encuentre en vigor el mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, las rentas de congestión asignadas al sistema eléctrico español que afloren en el horizonte diario como consecuencia del desacoplamiento de precios en frontera entre la zona española y francesa, serán empleadas para minorar el coste total del ajuste

La liquidación de las transacciones transfronterizas en la interconexión entre España y Francia en el mercado intradiario continuo se liquidarán entre el operador del mercado español y sus homólogos designados en Francia, o terceras partes habilitadas por estos. A efectos de determinar la contraparte en Francia a la que liquidar cada transacción transfronteriza, se utilizará la información facilitada por la Plataforma de Contratación Continua Europea.

Cualquier diferencia económica que se pudiera producir como consecuencia de la liquidación de la energía intercambiada por aplicación del acoplamiento de mercados entre MIBEL y Francia o por incidencias que supongan descuadres de programa, se financiará con cargo a cada una de las rentas de congestión y de las subastas explícitas correspondientes al sistema eléctrico español, según corresponda.

A estos efectos, los descuadres que se pudieran producir por anulación de energías negociadas en el mercado intradiario continuo por unidades localizadas en la zona portuguesa que hubieran resultado casadas con unidades fuera del MIBEL se liquidarán a la renta de congestión de la interconexión entre España y Portugal que corresponde al sistema eléctrico español, mientras que los descuadres que se produzcan por anulación de energías negociadas por unidades localizadas en la zona española que hubieran resultado casadas con unidades fuera del MIBEL se liquidarán a la renta de congestión de la interconexión entre España y Francia que corresponde al sistema eléctrico español.

Para realizar las antedichas liquidaciones, el operador del mercado practicará las correspondientes anotaciones en cuenta en el registro que llevará a tales efectos a las siguientes unidades:

1. Unidades de oferta o porfolio de venta o adquisición de cada titular.
2. Unidades de oferta o porfolio de venta o de adquisición de cada representante cuando en la unidad se oferten energías de titulares representados en nombre propio y por cuenta ajena.
3. Unidades de oferta de cada representante con las que se oferta energía de titulares representados en nombre y por cuenta de terceros. A este efecto se considerará cada unidad de oferta asociada unívocamente a su correspondiente agente representado.

Las anotaciones practicadas a cada unidad de oferta o porfolio se liquidarán al:

− Agente titular de dicha unidad de oferta o porfolio, en el caso de agentes que acuden al mercado directamente o bien representando a otros en nombre propio y por cuenta de terceros.

− Agente representado, en los casos de las unidades de oferta dadas de alta para actuar en nombre y por cuenta de su representado.

A los agentes que participen en el mercado en virtud de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción y en virtud de su actividad como

comercializador, consumidor directo en mercado o representación de estas actividades, se les liquidará por separado cada una de estas actividades.

En el caso de unidades de venta correspondientes a unidades de producción participadas por varios agentes del mercado, las anotaciones por las energías que forman parte del programa resultante de la casación del mercado diario se realizarán a cada propietario sobre la base de la asignación detallada en la Regla de "Resultado de la casación del mercado diario".

En el caso de unidades de venta correspondientes a unidades de producción participadas por varios agentes del mercado, las anotaciones por las energías que forman parte del programa resultante de la casación del mercado intradiario de subastas o del mercado intradiario continuo se realizarán a cada propietario en proporción a su porcentaje de propiedad.

Dado que el operador del mercado actúa como contraparte de cada una de las anotaciones en cuenta resultantes de la liquidación, el saldo final del operador del mercado en cada sesión del mercado diario y de los mercados intradiarios estará siempre saldado a cero, tanto en energía como en volumen económico.

Regla 53.ª *Proceso de liquidación.*

53.1 Liquidación diaria.

Efectuada la casación del mercado diario y de los mercados intradiarios, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes las anotaciones de derechos de cobro y obligaciones de pago correspondientes al programa resultante de la casación.

Con posterioridad a la recepción del último programa horario final para el último periodo de programación del día, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes las anotaciones de derechos de cobro y obligaciones de pago correspondientes a la liquidación del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

El día hábil posterior a cada día de contratación, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado, en los sistemas de información de éste la liquidación correspondiente a dicho horizonte diario de programación, con distinción de cada periodo de programación, así como la información sobre los derechos de cobro y obligaciones de pago derivados de la misma. Los días no hábiles se publicará la liquidación con carácter de borrador.

Tal liquidación se realizará de acuerdo con las normas recogidas en las presentes reglas y siempre que se hayan recibido las informaciones necesarias para ello.

La liquidación diaria se considerará provisional si concurre cualquiera de los siguientes motivos:

a) La existencia de reclamaciones pendientes respecto del desarrollo de alguna sesión de contratación del mercado.

b) Estar abierto el plazo para recepción de reclamaciones por parte de los agentes.

c) La existencia de reclamaciones pendientes respecto de la liquidación.

d) La aparición, a posteriori, de valores erróneos en una liquidación considerada como definitiva, que no pudieron ser detectados en su momento por los agentes ni por el operador del mercado.

e) Cualquier otra causa determinante de insuficiencia o inexactitud en las informaciones necesarias para practicar la liquidación.

Expresamente, se hará constar la causa o causas que determinen la provisionalidad.

La liquidación diaria se considerará definitiva salvo que concurra alguno de los motivos a que se refieren los párrafos anteriores.

53.2 Resolución de incidencias.

Una vez el operador del mercado haya emitido la liquidación diaria, los agentes del mercado dispondrán de tres días hábiles para efectuar las reclamaciones referidas a dicha liquidación que estimen oportunas, tal y como establece el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

El operador del mercado dispondrá de tres días hábiles para resolver las reclamaciones presentadas.

Las liquidaciones diarias podrán modificarse como consecuencia de las reclamaciones planteadas por los agentes y que resultarán estimadas por el operador del mercado, o bien para incluir nuevas informaciones o modificaciones a iniciativa del operador del mercado o de los agentes del mercado una vez aceptadas por el operador del mercado.

El operador del mercado publicará una nueva liquidación de aquellos días que se hubieran modificado según lo establecido anteriormente, disponiendo los agentes de un nuevo plazo de reclamación.

Si, en razón del plazo establecido en estas reglas para efectuar la liquidación diaria existiesen reclamaciones pendientes de resolverse, dicha liquidación diaria tendrá carácter provisional.

En el caso de que el agente del mercado no resultare conforme con la resolución adoptada por el operador del mercado sobre la reclamación presentada, dispondrá de tres días hábiles para presentar una nueva reclamación sobre los mismos hechos aportando información adicional.

En tal caso y de acuerdo con lo establecido en la Regla de «Liquidación diaria», la liquidación efectuada se mantendrá, con carácter provisional, hasta la resolución firme de la reclamación.

En caso de que el agente recurriese a un organismo externo competente la resolución del operador del mercado a la reclamación, deberá informar de este hecho al operador del mercado presentando una nueva reclamación asociada al mismo expediente.

Si estando el agente disconforme con la resolución del operador del mercado a la reclamación no abre otra reclamación dentro del mismo expediente ni la presenta a organismo competente, pasado un plazo de quince días hábiles la reclamación quedará cerrada con el estado otorgado por el operador del mercado.

En el caso de que el agente del mercado no resultare conforme con la resolución adoptada por el operador del mercado sobre la reclamación presentada, se estará a lo establecido en la disposición transitoria octava del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

En tal caso, la liquidación efectuada se mantendrá con carácter provisional hasta la resolución firme de la reclamación.

Regla 54.ª *Procedimiento de facturación de las transacciones en el mercado de electricidad.*

54.1 Agentes del mercado diario de producción a los que se les realiza la facturación.

La facturación se realizará a los agentes que participen en los mercados diario e intradiarios para el conjunto de unidades de producción y adquisición de las que sean titulares, considerando su porcentaje de participación, y por el conjunto de unidades no de su titularidad, pero a las que representan en nombre propio y por cuenta ajena.

A los agentes que participen en el mercado en virtud de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción y en virtud de su actividad como comercializador, consumidor directo en mercado o representación de estas actividades, se les facturará por separado cada una de estas actividades.

A los agentes titulares de unidades de producción reguladas en el artículo 2.1 del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, y a los agentes titulares de unidades de adquisición, o a sus representantes en nombre propio, se les facturará el importe resultante de la aplicación del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en dicho real decreto. A efectos de determinar las unidades de adquisición a las que les será de aplicación, se estará a lo establecido en la Regla “Unidades de adquisición a efectos de las liquidaciones del coste total asociado al mecanismo de ajuste”.

Al operador del sistema eléctrico portugués se le facturará la renta de congestión correspondiente al sistema eléctrico portugués que se haya tenido en cuenta en el proceso de separación de mercados en la interconexión entre España y Portugal.

A los operadores del mercado designados en Francia, o terceras partes habilitadas por estos, se les facturará la parte de la renta de congestión correspondiente a la interconexión entre España y Francia que les haya sido liquidada de acuerdo con las reglas de liquidación.

Al operador del sistema eléctrico español se le facturarán las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español que se hayan tenido en cuenta en el proceso de separación de mercados en las interconexiones entre España y Portugal.

54.2 Determinación de las transacciones de compra-venta en el mercado de electricidad.

La determinación de las transacciones que se producen en el mercado de electricidad entre los agentes del mercado es necesaria para que se pueda realizar la facturación de manera adecuada.

Existirá una transacción por cada venta de un agente del mercado en cada periodo de programación y en cada mercado o segmento de liquidación en la que el operador del mercado será la contraparte compradora. Asimismo, existirá una transacción por cada adquisición de un agente del mercado en cada periodo de programación y en cada mercado o segmento de liquidación en la que el operador del mercado será la contraparte vendedora.

Existirá una transacción en cada periodo de programación y en cada mercado en el que se haya liquidado renta de la congestión entre cada uno de los titulares de la misma en los términos de la legislación aplicable y el operador del mercado, que será la contraparte.

Existirá una transacción en cada periodo de programación en el que un titular de unidad de adquisición tenga energía programada en el último programa horario final del día y se liquide el coste del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo. El operador del mercado será la contraparte vendedora.

Existirá una transacción en cada periodo de programación en el que un titular de instalación con derecho a percepción del ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, tenga apuntes en cuenta correspondientes a los derechos de cobro del ajuste, recogidos en la Regla “Liquidación del ajuste a las instalaciones de producción”, en la que el operador del mercado será la contraparte compradora. Asimismo, existirá una transacción en cada periodo de programación en el que un titular de instalación con derecho a percepción del ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, tenga apuntes en cuenta correspondientes a obligaciones de pago del ajuste, recogidos en la Regla “Liquidación del ajuste a las instalaciones de producción”, en la que el operador del mercado será la contraparte vendedora.

54.3 Expedición de la factura.

Las entregas de energía eléctrica asociadas al mercado efectuadas por los suministradores de la energía serán documentadas por el operador del mercado mediante facturas expedidas por dicho operador como destinatario de la operación, dando así cumplimiento a la obligación de expedir factura.

Los datos relativos a la identificación del destinatario de la operación serán los correspondientes al operador del mercado y los datos del proveedor serán los del suministrador de la energía.

El operador del mercado expedirá una factura por las entregas efectuadas a cada adquirente, en la que los datos relativos a la identificación del proveedor serán los correspondientes al operador del mercado y los datos del destinatario serán los del adquirente de la energía.

54.4 Conceptos incluidos en la factura.

La factura incluirá, además de los datos del suministrador y del adquirente de energía tal como se indica en la Regla de “Expedición de la factura”, los siguientes conceptos:

– Serie de factura como entidad suministradora de energía para cada agente suministrador y numeración correlativa.

– Serie de factura como entidad adquirente de energía, que será la serie del operador del mercado, con numeración correlativa.

– Fecha de expedición.

– Fecha de vencimiento.

En el caso de la factura a una entidad adquirente de energía, los siguientes datos de cabecera de factura del agente comprador, referidos a la sede de la actividad económica o del establecimiento permanente al que se suministra la energía, en caso de que se trate de un sujeto pasivo revendedor según la Directiva 2006/112/CE del Consejo, de 28 de noviembre de 2006, relativa al sistema común del impuesto sobre el valor añadido, o los datos de su establecimiento situado en el territorio en el que se consume la energía en el caso de otros sujetos pasivos:

– Razón social del agente.
– Persona a cuya atención se expide la factura.
– Código de Identificación Fiscal (CIF).
– Dirección.
– Código Postal.
– Ciudad.
– Provincia.
– País.

En el caso de la factura de una entidad suministradora de energía, como regla general, se incluirán los mismos datos de cabecera de factura que se han comunicado para la factura como entidad adquirente. No obstante, lo anterior, los agentes que han comunicado en dichos datos un establecimiento permanente al cual se suministra la energía situado fuera del territorio español, si poseen un establecimiento permanente o domicilio fiscal en el territorio español que intervenga en las entregas de electricidad, deberán comunicar los datos anteriores referidos a dicho establecimiento para que sean utilizados en la factura de la entidad suministradora.

La factura incluirá el importe a pagar o a cobrar por las operaciones de compra o venta realizadas en el mercado, que incluye la liquidación de los mercados diarios e intradiarios, liquidación del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica realizada por el operador del mercado, así como los conceptos que reglamentariamente se determinen.

El importe que por este concepto figura en la factura de la entidad suministradora coincide con el importe total de las transacciones acreedoras del agente.

El importe que por este concepto figura en la factura de la entidad adquirente de energía coincide con el importe total de las transacciones deudoras del agente.

La factura incluirá también las cuotas e impuestos reglamentarios, que se detallan en la Regla “Cuotas e impuestos aplicables”.

54.5 Cuotas e impuestos aplicables.

54.5.1 Impuesto especial sobre la electricidad.

El Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE) debe ser satisfecho por los consumidores directos en mercado por sus adquisiciones de energía en el mercado que respondan a consumos en territorio español, así como por los agentes que reglamentariamente se determine.

Aquellos agentes del mercado a los que sea de aplicación la reducción de la base imponible del impuesto prevista en el artículo 98 de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, presentarán al operador del mercado, como contribuyente del impuesto, la información que reglamentariamente se establezca, así como la unidad física del punto de suministro que tiene derecho a dicha reducción. A las compras que se realicen a través de unidades porfolio no se les aplicará la reducción del impuesto de electricidad.

El agente será el responsable de la veracidad de la información para la correcta aplicación del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

El operador del mercado aplicará, en la facturación del mercado, la reducción del Impuesto Especial sobre la Electricidad no más tarde del tercer día hábil tras la recepción de toda la información necesaria y siempre que la configuración de las unidades de oferta permita su aplicación. Cualquier modificación en los valores autorizados será comunicada al operador del mercado y surtirá efectos en los mismos plazos que la notificación anterior.

54.5.2 Impuesto del valor añadido.

El Impuesto del Valor Añadido (IVA) se repercutirá a los sujetos según las normas específicas que regulan las entregas de electricidad.

Los agentes del mercado comunicarán la condición en la que actúan en el mercado y los datos relativos a su establecimiento, así como cualquier variación que en ellos se produzca, que servirán de base para la determinación del régimen de tributación aplicable.

54.6 Datos de los agentes para efectuar la facturación.

Será requisito imprescindible para obtener el alta como agente del mercado haber aportado al operador del mercado, mediante el sistema establecido a tal efecto en la «Guía de Acceso al Mercado», todos los datos necesarios para que éste pueda efectuar la facturación en nombre del agente. Cualquier modificación de dichos datos deberá solicitarse a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo aceptada por éste si la solicitud es correcta. La aceptación y tramitación por el operador del mercado de la solicitud del agente se regirá por los plazos que se establecen en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».

Los cambios que se produzcan en dichos datos cuando afecten a la facturación, entre los que se incluyen los datos para la aplicación de la reducción en el Impuesto de Electricidad y los cambios de titularidad de instalaciones, no tendrán efecto sobre fechas cuya casación del mercado diario ya se hubiera producido.

54.7 Periodo de facturación.

La facturación se realizará en días hábiles para el conjunto de periodos de programación de un día cuya liquidación diaria haya sido publicada. Asimismo, tras cada casación y tras cada sincronización con la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado, se publicarán los datos acumulados de la facturación diaria que tendrán la consideración de borrador.

54.8 Facturación electrónica.

Las facturas serán expedidas de forma electrónica utilizando una firma electrónica avanzada del operador del mercado basada en un certificado reconocido y creada mediante un dispositivo seguro de creación de firma.

Las facturas expedidas podrán descargarse a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, lo que garantiza, a su vez, la confidencialidad.

La factura electrónica se expedirá en formato XML siguiendo el formato estructurado de la factura electrónica Facturae, versión 3.2 o superior, y de firma electrónica conforme a la especificación XMLAdvanced Electronic Signatures (XAdES). Asimismo, se publicará el contenido de la factura en formato fácilmente legible.

Los agentes podrán comprobar, una vez recibida la factura, a través del mecanismo de verificación de firma:

– La autenticidad del origen de las facturas, es decir, que éstas han sido expedidas por el operador del mercado.
– La integridad del contenido, es decir, que no han sido modificadas
– Que el certificado de creación de firma del operador del mercado no ha sido revocado.

El agente deberá conservar, tal y como se indica en la normativa aplicable, el fichero de la transmisión conteniendo la factura y su firma, tal y como se recibió. Asimismo, podrá conservar la factura en forma impresa en papel con las condiciones que reglamentariamente se establezcan.

El operador del mercado conservará en su base de datos los ficheros de facturación electrónica.

Se firmarán electrónicamente todo el resto de documentos que acompañen a la facturación. Los agentes podrán descargárselos a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

54.9 Facturas rectificativas.

En caso de que sea necesario realizar una nueva liquidación de un día, o por error en la factura en los supuestos recogidos en la normativa vigente, el operador del mercado expedirá factura rectificativa, en la que constará la rectificación de los datos que, en el caso de rectificación en importes y energías, serán las diferencias con los anteriores.

54.10 Obligaciones fiscales del operador del mercado relativas a la facturación.

El operador del mercado relacionará en su declaración anual de operaciones con terceras personas, en los términos previstos por el Rea Decreto 1065/2007, de 27 de julio, por el que se aprueba el Reglamento General de las actuaciones y los procedimientos de gestión e inspección tributaria y de desarrollo de las normas comunes de los procedimientos de aplicación de los tributos. las operaciones realizadas por los suministradores de energía eléctrica y por los adquirentes, que hayan sido documentadas con arreglo a lo indicado en la Regla de «Expedición de la factura», indicando respecto de cada suministrador y de cada adquirente el importe total de las operaciones efectuadas durante el periodo a que se refiera la declaración, en la que se harán constar como compras las entregas de energía imputadas a cada suministrador y como ventas las adquisiciones de energía imputadas a cada adquirente.

Asimismo, el operador del mercado realizará la liquidación del Impuesto del Valor Añadido, del Impuesto Especial sobre la Electricidad y de cuantos otros impuestos y cuotas correspondan a la facturación del mercado de electricidad, en los términos legalmente establecidos, como sujeto pasivo y contribuyente de dichos impuestos.

54.11 Obligaciones de los sujetos relativas a la facturación.

A efectos de facturación, los agentes reconocen y declaran expresamente el completo conocimiento de todas sus obligaciones en el ámbito fiscal en referencia a las actividades por las que el operador del mercado va a expedir factura en su nombre, en caso de ventas, o va a poner a su disposición la factura, en caso de adquisiciones. En particular, y sin ánimo exhaustivo, será de aplicación la normativa relativa al Impuesto del Valor Añadido y al Impuesto Especial sobre la Electricidad, sin perjuicio de otras cuotas y cargos que pudieran ser aplicables. El operador del mercado no se hace responsable en ningún caso y en modo alguno de cualquier incumplimiento por parte de los agentes de la normativa fiscal que les sea aplicable en cada momento.

Los agentes del mercado facilitarán al operador del mercado cualquier información necesaria que les sea requerida para el buen funcionamiento del sistema de facturación, así como cualquier información de sus operaciones en el mercado que éste les solicite para cumplir con sus obligaciones fiscales como operador del mercado y como contraparte de las operaciones de compra y de venta en el mercado.

54.12 Solicitud de información relativa a facturación.

Los agentes podrán solicitar al Operador del Mercado información relativa a su facturación en el mercado de electricidad para sus auditorías contables a través del sistema de información del Operador del Mercado. No se aceptará ninguna solicitud realizada por otros medios.

El operador del mercado responderá a la solicitud poniendo a disposición del agente del mercado en el sistema de información del Operador del Mercado la información estándar necesaria para sus auditorías contables con la firma electrónica avanzada del operador del mercado.

La aceptación y tramitación por el Operador del Mercado de la solicitud del agente se regirá por los plazos que se establecen en la regla «HORARIOS Y PLAZOS PARA LAS SOLICITUDES DE LOS AGENTES».

El operador del mercado cumplirá los criterios de confidencialidad previstos en las presentes reglas de manera particular para los datos de facturación, lo que impedirá el envío a los agentes de dichos datos por medios no seguros, como el fax o el correo electrónico.

Regla 55.ª *Sistema de cargos y abonos.*

55.1 Horizonte de liquidación.

Se define horizonte de liquidación L, como el conjunto de liquidaciones diarias cuyos cobros y pagos se realizan conjuntamente.

El horizonte de liquidación será, inicialmente, la semana natural, esto es, de lunes a domingo. El operador del mercado podrá modificar mediante instrucción, y previa consulta del Comité de Agentes del Mercado, este parámetro, siendo en cualquier caso el periodo mínimo de liquidación de un día.

55.2 Cobros y pagos.

55.2.1 Cobros y pagos de los agentes del mercado.

Se definen a continuación los siguientes parámetros:

N Día de publicación de los cobros y pagos a realizar. Se define como el primer día hábil posterior al último día del horizonte de liquidación.

P Día de pagos, será el segundo día que sea día hábil y día hábil bancario posterior al día N. En aquellas semanas en las que coincidan, de lunes a viernes, tres días entre no hábiles y no bancarios, el día de pagos será el día hábil y hábil bancario posterior al día N.

C Día de cobros, será el primer día hábil bancario posterior al día P.

Se consideran días inhábiles los sábados, domingos y los días festivos de la plaza de Madrid, así como el 24 y el 31 de diciembre. Se considerarán días no hábiles bancarios los días declarados inhábiles por el Banco de España así como los inhábiles comunicados por la entidad financiera que gestiona la cuenta designada por el operador del mercado para la realización de los abonos y pagos.

El operador del mercado publicará a los agentes el día N los cobros y pagos del horizonte de liquidación L.

Las liquidaciones diarias que se hubieran modificado como resultado de la resolución de incidencias, o por otros de los motivos recogidos en las presentes reglas, y que hubieran formado parte de un horizonte de liquidación previo, tendrán misma fecha de cobros y pagos que el horizonte de liquidación al que pertenezca el día hábil anterior al de su publicación.

Los cobros y pagos que correspondan a los agentes del mercado de acuerdo con la liquidación diaria provisional se considerarán a cuenta de la liquidación definitiva.

El operador del mercado podrá modificar mediante instrucción, y previo acuerdo del Comité de Agentes del Mercado, los parámetros N, P y C.

55.2.2 Cobros y pagos de los intercambios con el sistema eléctrico francés.

Los cobros y pagos con los operadores del mercado designados en Francia correspondientes a la liquidación del flujo en la interconexión entre España y Francia y de la renta de congestión que se genere en la misma se realizarán diariamente, de acuerdo con los procedimientos de cobros y pagos y en base al calendario de pago acordados con cada operador.

55.2.3 Costes derivados de la armonización de los ciclos de pagos.

El operador del mercado, en su función como contraparte central de los intercambios de energía con los sistemas eléctricos francés, portugués y marroquí, armonizará los desfases temporales entre los cobros y los pagos a través de la correspondiente financiación:

– Los operadores del mercado, designados en España y en Francia, o terceras partes habilitadas por éstos, se harán cargo del 50 % del coste de la financiación requerida para hacer frente a los pagos entre ambos sistemas. El coste asignado al operador del mercado español se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

– Asimismo, el coste de la financiación necesaria para cubrir el desfase entre el IVA soportado y el IVA repercutido por el operador del mercado derivado de su actuación como contraparte central de las exportaciones, importaciones e intercambios intracomunitarios en el mercado, se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español del conjunto de las interconexiones.

– Mientras se encuentre en vigor el mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, el coste de los saldos acreedores en la cuenta bancaria del operador del mercado originado por las rentas de congestión netas transferidas por parte del

operador del sistema, procedentes de las subastas mensuales de asignación de capacidad en frontera con Francia, se financiará con cargo a las rentas de congestión del sistema eléctrico español del conjunto de las interconexiones.

55.3 Características de las notas agregadas de cargo y abono.

55.3.1 Publicación de la nota agregada de cargo y abono.

El operador del mercado, el día N, publicará a los agentes del mercado que hubieren actuado como compradores o vendedores, a través de los Sistemas de Información del Operador del Mercado, y firmadas electrónicamente, las notas agregadas de cargo y abono, que indicarán el importe neto a pagar o cobrar resultante de la suma de las facturas correspondientes al mismo horizonte de liquidación, así como el detalle de las facturas incluidas.

El operador del mercado publicará a los agentes del mercado su correspondiente nota agregada de cargo y abono en la que se hará constar, en su caso, lo siguiente:

– Nombre del agente.
– Fecha de vencimiento.
– Fecha y hora límite del pago.
– Cuenta del operador del mercado en la que se debe recibir el pago.
– Cuenta del agente en la que se efectuará el pago.

Asimismo, se incluirá el detalle de cada factura correspondiente a las liquidaciones diarias pertenecientes al mismo horizonte de liquidación, en concreto:

– Fecha de la liquidación diaria.
– Referencia a la factura emitida.
– Resultado de dicha factura.

Se indicará asimismo el importe total a pagar o cobrar resultado de la suma de dichas facturas.

La nota agregada de cargo y abono incluirá, asimismo, todas aquellas correcciones que pudieran surgir en el desarrollo habitual de los cobros y pagos, tales como intereses de demora o pagos en exceso, correcciones por movimientos en los saldos en efectivo que los agentes hubieran aportado, pagos anticipados, cantidades a retener de los derechos de cobro acreditados en el horizonte de liquidación previo para garantizar las obligaciones de pago del horizonte actual, o cualquier otro movimiento de efectivo que fuera necesario incluir en esta nota.

En particular el operador del mercado podrá integrar en la nota agregada de cargo y abono del mercado de cada agente el pago correspondiente a la financiación del operador del mercado que normativamente se determine. En caso de que los agentes estén representados en el mercado en nombre propio y por cuenta de terceros su obligación de pago en concepto de la retribución del operador del mercado se integrará en la nota agregada de cargo y abono de su representante minorando el cobro o aumentando el pago del mismo.

55.3.2 Nueva publicación de la nota agregada de cargo y abono.

En ciertos supuestos, que se indican a continuación, el operador del mercado, previa notificación a los agentes, publicará una segunda versión de la nota agregada de cargo y abono con posterioridad al día N. Estos supuestos son los siguientes:

– Si el día de pagos, tras verificarse el incumplimiento en el pago de un agente se ejecutase la cesión de derechos de cobro otorgada por un tercero, éste último vería modificado el resultado indicado en la nota agregada publicada el día N. En este caso el operador de mercado publicará una nueva nota agregada al agente cedente en la que se incluirá el resultado de la ejecución de la cesión de derechos de cobro. Si el resultado de la nota agregada fuera un cargo, el agente deberá proceder a abonarlo en la cuenta del operador del mercado inmediatamente. En caso de que el día de pagos no se haya efectuado el pago, se procederá a actuar tal como se indica en la Regla de «Régimen de impagos e intereses de demora».

– Si el día de pagos se produce una situación de impago, el prorrateo se llevará a cabo en proporción a las notas de abono de cada agente acreedor sin tener en cuenta, en su caso, la consolidación de las notas de cargo o abono de los agentes que se hubieran acogido a dicha opción, tal y como establece la regla «Consolidación de cobros y pagos».

Si se produce el impago de un grupo empresarial que consolide sus notas de cargo o abono, el Operador del Mercado dispondrá la ejecución de las garantías prestadas necesarias para cubrir la deuda.

Si como consecuencia del prorrateo, la nota consolidada de un grupo empresarial resulta deudora, el Operador del Mercado procederá a emitir una nueva nota de cargo que el agente deberá hacer efectiva de forma inmediata. Si no lo hiciera se procederá a actuar tal y como se indica en la Regla de «Régimen de impagos e intereses de demora».

– Cualquier otro motivo que obligue al operador del mercado a modificar los datos inicialmente publicados, tales como embargos sobre derechos de cobro por parte de la agencia tributaria u otros organismos.

55.4 Consolidación de cobros y pagos.

En los casos contemplados en las presentes reglas en los que se expidan dos o más facturas al mismo agente del mercado por razón de distintas actividades, considerando que estas facturas corresponden a un mismo CIF, las notas de abono o cargo agregadas podrán consolidarse en una de ellas. El operador del mercado incluirá en la nota agregada de cargo y abono de dicho agente el conjunto de notas de abono y cargo diarias emitidas al agente en el horizonte de liquidación.

Los agentes del mercado que pertenezcan a un mismo grupo empresarial podrán consolidar en una sola nota agregada de cargo o abono las notas correspondientes a todas las empresas del grupo con el exclusivo objeto de reducir operativamente el movimiento de fondos entre dichos agentes y el operador del mercado.

A estos efectos, dichos agentes deberán enviar al operador del mercado el modelo recogido en la «Guía de Acceso al Mercado» para solicitar dicha consolidación, debidamente cumplimentado y firmado por personas con poderes suficientes. En dicho documento se indicará en qué empresa se desea consolidar las notas de cargo o abono. En aquellos casos en los que la nota resulte acreedora, el pago se efectuará en la cuenta correspondiente a la empresa designada por los agentes para el abono de tales pagos.

Los agentes pertenecientes a un grupo empresarial que suscriban el documento de consolidación de cobros y pagos deberán formalizar un depósito de garantías en efectivo en la cuenta del Operador del Mercado de cara a cubrir posibles incumplimientos en el pago derivados de un aumento en la cuantía deudora como consecuencia de la aplicación de prorrateos por impago que se recogen en la regla «Régimen de impagos e intereses de demora». El importe de este depósito de garantías en efectivo será calculado por el Operador del Mercado teniendo en consideración el volumen de cobros y pagos en el mercado, así como el promedio de los cinco mayores incumplimientos de pago que se han producido en el mercado y que requirieron de aplicar la minoración a prorrata de los cobros de los agentes acreedores en dicho horizonte de liquidación.

Este requerimiento será actualizado periódicamente para reflejar los cambios en el volumen de cobros y pagos y en la serie histórica de incumplimientos en el pago.

Si el importe del depósito en efectivo formalizado por los agentes pertenecientes al grupo empresarial no resultara suficiente para cubrir el importe de la cantidad impagada, el Operador del Mercado les requerirá incrementar el importe de garantías en efectivo de manera inmediata y, en caso de no formalizarse dicho incremento en el plazo máximo de una hora, procederá a deshacer la consolidación de cobros y pagos de las empresas del grupo empresarial a los efectos de la aplicación de lo establecido en la regla «Régimen de impagos e intereses de demora»

A los efectos de definir los agentes pertenecientes a un mismo grupo empresarial se estará a lo dispuesto en el artículo 42 del Código de Comercio.

55.5 Obligaciones para los agentes del mercado que resulten como compradores.

El agente del mercado deberá ingresar la cantidad que le corresponda abonar incluyendo el Impuesto sobre el Valor Añadido que esté establecido en cada momento.

Asimismo, deberá abonar cualquier otro tipo de impuesto o recargo a que resulte legalmente obligado y, en especial y en su caso, el Impuesto Especial sobre la Electricidad mencionado en la Regla de "Cuotas e impuestos aplicables". Los gastos derivados de los pagos serán por cuenta del agente.

El plazo máximo en que deberá realizarse el pago no podrá ser después de las diez horas de la fecha de pagos P indicada en la Regla de "Cobros y pagos". El pago deberá realizarse en la cuenta designada por el operador del mercado.

El operador del mercado podrá habilitar otros procesos de pago, tales como la domiciliación o el pago contra tarjeta de débito, siempre que estas soluciones garanticen la seguridad del pago. El detalle de estos procesos se desarrollará, en su caso, mediante instrucción.

Los agentes aceptan que todo pago emitido para cubrir las obligaciones contraídas en cada horizonte de liquidación tiene carácter irrevocable.

El comprador no se liberará de su obligación de pago sino cuando éste sea ingresado en la cuenta del operador del mercado. La cantidad adeudada, en su caso, minorará a prorrata los derechos de cobro de los vendedores, procediendo el operador del mercado a realizar la correspondiente regularización una vez saldada la deuda.

En caso de que no se haya producido un impago, la obligación de pago quedará liberada no más tarde de la hora establecida en la Regla de "Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes".

Los agentes deudores podrán efectuar un único pago a cuenta, parcial o total, previo a la emisión de la nota agregada de cargo y abono, si bien, para que este pago anticipado sea tenido en consideración por el operador del mercado en la emisión de dicha nota, el agente deberá notificar a través del Sistema de Información del Operador del Mercado su realización. Una vez se compruebe que el ingreso figura en la cuenta del operador del mercado, se aceptará la notificación del agente y, se incluirá en la nota agregada de cargo y abono, liberando desde la aceptación las obligaciones de pago correspondientes del agente.

La aceptación y tramitación por el operador del mercado de la notificación del agente se regirá por los plazos que se establecen en la Regla de "Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes".

Para facilitar la rápida identificación, los agentes deudores ordenantes de las transferencias bancarias deberán:

– Incluir en éstas el código de empresa-actividad que consta en la base de datos del operador del mercado.

– Realizar el pago semanal mediante una única transferencia con el fin de agilizar la conciliación bancaria (o bien en dos transferencias si el agente ha optado por realizar un pago anticipado previo a la emisión de la nota agregada de cargo y abono semanal). En caso no cumplir con dicho requerimiento el agente deberá abonar al operador del mercado 25 euros por cada transferencia adicional realizada. Dicho cargo podrá incluirse en la nota de abono o cargo.

El Operador del Mercado repercutirá a los agentes del mercado los intereses negativos u otros cargos que le aplique la entidad bancaria por los saldos en la cuenta resultantes de los ingresos de pagos anticipados desde la fecha del ingreso hasta el siguiente día de pagos, en proporción a éstos.

Los correspondientes cargos a los agentes podrán integrar, como máximo, los intereses repercutidos en la cuenta durante un periodo de seis meses, procediéndose a su cargo antes de 60 días naturales desde la recepción por parte del Operador del Mercado de la información bancaria correspondiente al periodo liquidado.

Para acogerse a dicha opción de pagos anticipados el agente deberá disponer de un depósito de garantías en efectivo en cantidad suficiente para hacer frente a dichos cargos. Estos cargos se podrán deducir de las garantías en efectivo del agente y se podrán integrar en la nota de abono o cargo semanal.

El operador del mercado publicará los tipos máximos aplicables a los ingresos de efectivo, así como las condiciones de aplicación y cualquier cambio que pudiera producirse en los mismos.

55.6 Derechos para los agentes del mercado que resulten como vendedores.

El operador del mercado cursará instrucciones al banco o caja de ahorros en la que se mantenga la cuenta de tesorería sobre la realización de los pagos, en favor de los vendedores que hubieren participado en el mercado durante el horizonte de liquidación de que se trate. El operador del mercado emitirá los pagos a los agentes acreedores en la cuenta que éstos comuniquen.

Los datos de la cuenta bancaria para cobros sólo podrán ser comunicados y modificados mediante solicitud a través del Sistema de Información del Operador del Mercado por persona con permisos suficientes, siendo aceptada por el operador del mercado si los datos de la cuenta bancaria son completos y no contienen errores. Se admitirá, si el agente lo desea, que el titular de la cuenta no sea el propio agente. La aceptación y tramitación por el operador del mercado de la solicitud del agente se regirá por los plazos que se establecen en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».

El día en que deberá realizarse el abono será no más tarde del día de cobros C definido en la Regla de «Cobros y pagos» para los agentes del mercado que resulten acreedores. En el caso de que la cuenta bancaria del acreedor esté abierta en una entidad que no opere en el ámbito de la Zona Única de Pagos en Euros (SEPA), no se garantizará la recepción del cobro con fecha valor del día de cobros C.

El pago contra la citada cuenta de tesorería lo realizará la entidad bancaria dentro del mismo día y misma fecha valor indicado en el párrafo anterior, salvo por causas excepcionales derivadas de incidencias en los procesos propios de la entidad bancaria o del operador del mercado, en cuyo caso el pago se realizará el siguiente día hábil, de acuerdo con la relación de días inhábiles considerada para la determinación del día de cobros.

Dicho pago incluirá el Impuesto sobre el Valor Añadido que el agente del mercado debe repercutir, y cualquier otro impuesto de cualquier carácter que la legislación en vigor le obligue a gestionar.

55.7 Cuenta designada por el operador del mercado para la realización de los abonos y pagos.

El operador del mercado, designará una cuenta de tesorería en una entidad financiera de ámbito nacional a los efectos establecidos en las presentes reglas.

Esta cuenta será de titularidad del operador del mercado, que únicamente podrá ordenar los cargos y abonos en dicha cuenta por las liquidaciones resultantes en el mercado y la gestión del efectivo depositado en la misma, en los términos de los apartados anteriores.

El operador del mercado podrá desarrollar, mediante instrucción, procedimientos de pago adicionales a los establecidos en estas reglas a los efectos de facilitar el pago a los agentes del mercado y la conciliación bancaria.

El Operador del Mercado podrá repercutir a los agentes del mercado los intereses negativos u otros cargos que le aplique la entidad bancaria por los saldos de efectivo formalizados en dicha cuenta, en proporción a éstos.

Para minimizar los saldos de efectivo en la cuenta, el Operador del Mercado realizará sus mayores esfuerzos para iniciar el pago a los agentes acreedores el mismo día en que se reciban los pagos de los agentes deudores siempre que se disponga del importe total de estos.

55.8 Régimen de impagos e intereses de demora.

En el supuesto de impago, el comprador en el mercado incumplidor vendrá obligado al pago de una penalización. Las cantidades adeudadas y no pagadas devengarán intereses de demora, a contar desde la fecha en que el pago fuera exigible sin que se haya verificado, hasta la fecha en que efectivamente se haya abonado la cantidad pendiente, tal y como se determina a continuación.

Si a las 11 horas de la fecha de pago el banco del operador del mercado no ha recibido notificación firme de la ejecución del pago emitirá un certificado, indicando el agente y el importe incumplido. Tras recibir esta notificación el operador del mercado aplicará una penalización fija a cada agente incumplidor de 300 euros y ejecutará, previa notificación al interesado, la garantía constituida, conforme se establece en la Regla “Criterios de actuación frente a incumplimientos”:

1. Si la ejecución de la garantía permite el cobro inmediato de la misma, el operador del mercado efectuará el conjunto de los pagos previstos.

2. Si la ejecución de la garantía no permite el cobro por el operador del mercado de la cantidad adeudada:

– Se minorará a prorrata los derechos de cobro de los agentes del mercado que resulten acreedores en el horizonte de liquidación, lo que origina un préstamo al agente moroso de dichos agentes. Dicha minoración no afectará en ningún caso a la liquidación correspondiente a los operadores del mercado designados en Francia o entidad habilitada por éstos.

– La cantidad adeudada devengará intereses por los días de demora al tipo €STR *(Euro Short-term Rate)* más trescientos puntos básicos, con un mínimo de 200 euros, a cargo del agente moroso.

Las cantidades adeudadas se calcularán según la fórmula siguiente:

$$D = E + \max[E*i*P/360;200] + 300$$

Siendo:

D: cantidad adeudada incluidos intereses de demora y la correspondiente penalización por incumplimiento.

E: cantidad adeudada y no pagada, excluidos intereses de demora.

i: tipo de interés de demora.

P: periodo de liquidación de intereses.

El tipo de interés de demora aplicable será el resultante de aplicar el tipo de interés interbancario según el tipo medio que publique diariamente el Banco de España para depósitos a un día (*Euro Short-term Rate* - €STR) más tres puntos porcentuales.

Si un titular de una unidad de adquisición incumpliera el pago de la liquidación del coste del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica, el operador del mercado ejecutará sus garantías y en caso de que éstas no fueran suficientes, prorrateará la cantidad adeudada entre los titulares de instalaciones perceptoras del ajuste en proporción al saldo acreedor del importe del ajuste a percibir por dichas instalaciones. El operador del mercado comunicará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico los incumplimientos de pago que se produzcan.

Una vez saldada la deuda, el operador del mercado procederá a la regularización de la misma, abonando la cantidad que resultó impagada más los correspondientes intereses de demora a los acreedores según lo establecido en los apartados anteriores.

Los importes correspondientes a los intereses de demora serán de aplicación siempre que el impago provoque la aplicación de prorrateos de la cantidad impagada entre los agentes acreedores y esto suponga un retraso en el cobro de estos últimos. Los prorrateos se realizarán el día de cobros.

Con independencia de lo anterior, el agente incumplidor será responsable de todos los daños y perjuicios causados por el retraso.

55.9 Depósito en efectivo para pagos.

El agente que lo desee, como forma alternativa al pago por transferencia bancaria, puede realizar previamente un depósito en efectivo en la cuenta bancaria designada por el operador del mercado para realizar los cobros y pagos, y solicitar que los pagos por debajo de cierto umbral se efectúen con cargo a dicho depósito.

En caso de que el saldo de dicho depósito aportado exceda la suma del importe de los pagos semanales del agente en los últimos seis horizontes de liquidación, el operador del mercado podrá, previa notificación al agente, proceder a devolverle las cantidades que superen dicho límite.

55.10 Calendario de cobros y pagos.

Cada año, y tras publicarse los días festivos nacionales y de la Comunidad Autónoma de Madrid, así como los días no bancarios, el operador del mercado presentará a los agentes

del mercado un calendario de pagos para el siguiente ejercicio, desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del siguiente año. Este calendario deberá detallar las fechas límite de comunicación de los cargos y abonos y las fechas límite de pago correspondiente a cada horizonte de liquidación.

El operador del mercado se reserva el derecho de modificar estas fechas, siempre y cuando exista un preaviso de al menos un mes, si mediante instrucción, y previo acuerdo del Comité de Agentes del Mercado, se decidiera modificar el plazo de cobros y pagos semanales, o bien si se produjera un cambio de las reglas del mercado que afectara al calendario de liquidación previamente publicado.

55.11 Prenda sobre derechos de cobro.

Los agentes del mercado que otorguen en prenda los derechos de cobro por sus ventas en los mercados diario e intradiarios a entidades acreedoras a través de la cuenta del mercado, podrán notificarlo al operador del mercado, que lo tendrá en consideración siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

– La solicitud de cuenta en prenda se efectuará por persona autorizada del agente o su representante a través del Sistema de Información del Operador del Mercado sobre la cuenta que el agente tiene dada de alta en el mercado.

– La solicitud deberá ir acompañada de envío de documento al efecto según el modelo que publique el operador del mercado, y deberá ser firmado por apoderado del agente y por apoderado del acreedor pignoraticio.

El establecimiento de prenda sobre la cuenta bancaria del agente tendrá para el operador del mercado dos efectos:

1. La posterior modificación de los datos de la cuenta bancaria requerirá la solicitud por persona autorizada del agente o su representante a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo aceptada si se recibe en el operador del mercado documento al efecto, según el modelo que publique este operador, firmado por apoderado del agente y por apoderado del acreedor pignoraticio.

2. La retirada de prenda sobre la cuenta bancaria requerirá la solicitud por persona autorizada del agente o su representante a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, siendo aceptada si se recibe en el operador del mercado documento al efecto, según el modelo que publique este operador, firmado por apoderado del agente y por apoderado del acreedor pignoraticio.

La aceptación de cuenta en prenda no supone para el operador del mercado obligación de abono en dicha cuenta del saldo acreedor del agente, en su caso, por las ventas en el mercado, sino que prevalecerán las reglas relativas a la representación, de tal modo que los abonos por las ventas del agente en el mercado a través de un representante que actúa en nombre propio y por cuenta del agente se efectuarán en la cuenta del representante.

El operador del mercado queda eximido en el momento de su recepción y posteriormente, de cualquier responsabilidad respecto de comunicaciones de prendas que resulten improcedentes, entre otras consideraciones y a título enunciativo, debido a que en dicho momento el deudor pignoraticio no sea agente del mercado o esté representado por un agente del mercado en nombre propio.

Regla 56.ª *Procedimiento relativo a la prestación de garantías a favor del operador del mercado.*

56.1 Constitución de garantías.

Los agentes del mercado que puedan resultar deudores como resultado de sus operaciones en el mercado o en las liquidaciones del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, deberán prestar al operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas derivadas de sus transacciones, de tal modo que se garantice a los acreedores el cobro íntegro de la energía eléctrica suministrada, al precio de la misma así como los demás conceptos incluidos en la Regla de «Cuotas e impuestos aplicables», y como máximo en el siguiente día que se produzca la liquidación del periodo correspondiente.

La falta de prestación de esta garantía, su falta de aceptación por el operador del mercado por considerarla insuficiente o inadecuada, o su falta de mantenimiento y actualización, impedirán al agente del mercado intervenir en el mercado.

56.2 Sujetos que deben prestar garantías en el mercado.

El titular de las garantías deberá ser el propio agente, si acude al mercado en nombre y por cuenta propia.

Si el agente está representado por un sujeto que actúa en nombre y por cuenta del agente, el titular de las garantías habrá de ser el propio agente a todos los efectos.

Si el agente está representado por un sujeto que actúa en nombre propio y por cuenta del agente, el titular de las garantías habrá de ser el representante a todos los efectos.

56.3 Mantenimiento de garantías.

El operador del mercado liberará la garantía que preste el agente en el mercado siempre que haya cumplido todas las obligaciones derivadas de su participación en el mismo.

56.4 Cobertura de las garantías.

La garantía que debe prestar cada agente responderá, sin limitación alguna, conforme a lo establecido en las presentes reglas, de las obligaciones que asuma en virtud de sus adquisiciones de energía eléctrica en el mercado, así como de cualquier otra obligación ante el operador del mercado en relación con su actuación en el mercado.

La garantía prestada deberá responder también de cuantos impuestos vigentes y cuotas fueran exigibles a los agentes en el momento del pago por sus adquisiciones en el mercado.

Esta garantía no responderá de obligaciones contraídas con clientes, personas o entidades distintas de los agentes que actúen como vendedores en el mercado. En particular, no responderá de los pagos que deban efectuarse por la liquidación de los peajes y por los pagos correspondientes a los contratos bilaterales físicos que se concluyan al margen del citado mercado.

56.5 Tipos de garantías.

Los agentes del mercado, si desean participar en los mercados, deberán presentar:

– Una garantía de operación para cubrir el valor de las ofertas deudoras de las unidades de las que el agente es titular, siempre que la oferta la realice directamente el titular o su representante en nombre y por cuenta ajena, y el valor de las ofertas deudoras de las unidades a las que represente en nombre propio.

La insuficiencia de esta garantía impedirá al agente participar en el proceso de casación correspondiente.

Asimismo, los agentes del mercado están obligados a prestar las siguientes garantías:

– Una garantía de crédito que responderá de las obligaciones de pago devengadas y no pagadas. Esta garantía de crédito no será fijada *a priori* por el operador del mercado, sino que se calculará una vez se conozca el resultado de la liquidación. Los agentes que hayan aportado una garantía de operación que haya permitido la casación de su oferta, tendrán cubierta la garantía de crédito requerida como resultado de la liquidación de dicha transacción mediante la conversión automática en garantía de crédito de la parte de garantía de operación que resulte necesaria.

– Una garantía complementaria, exigible a los agentes en aquellos supuestos en que, previa consulta al Comité de Agentes del Mercado, el operador del mercado lo considere necesario, bien por existir un riesgo superior a la cobertura de la garantía de operación, bien por otras circunstancias especiales que justifiquen objetivamente la exigencia de garantías complementarias.

A este respecto, el operador del mercado podrá solicitar a una compañía de *rating* la calificación del riesgo del agente que actúe como comprador a efectos de justificar objetivamente la exigencia de una garantía complementaria con coste repercutible al agente afectado.

– Una garantía requerida a agentes titulares de unidades de adquisición para responder de las obligaciones de pago de la liquidación del coste del mecanismo de ajuste de los

costes de generación de energía eléctrica regulados en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

El Comité de Agentes del Mercado podrá solicitar en cualquier momento que se le informe de las garantías exigibles a un agente y de las garantías aportadas.

56.6 Formalización de las garantías.

56.6.1 Instrumentos de formalización de garantías.

La formalización de las garantías deberá realizarse a favor del operador del mercado mediante los siguientes instrumentos:

a) Depósitos en efectivo en la cuenta designada por el operador del mercado para la gestión de las garantías en efectivo. Esta cuenta residirá en una entidad financiera de ámbito nacional y será de titularidad del operador del mercado, que únicamente podrá ordenar los cargos y abonos en dicha cuenta por la gestión de garantías, en los términos establecidos en estas reglas.

El depósito en efectivo se tramitará como una transferencia a la citada cuenta.

El Operador del Mercado repercutirá a los agentes del mercado los intereses negativos u otros cargos que le aplique la entidad bancaria por los saldos de los depósitos en efectivo formalizados en dicha cuenta, en proporción a éstos.

Los correspondientes cargos a los agentes podrán integrar, como máximo, los intereses repercutidos en la cuenta durante un periodo de seis meses, procediéndose a su cargo antes de 60 días naturales desde la recepción por parte del Operador del Mercado de la información bancaria correspondiente al periodo liquidado.

Los cargos se podrán integrar en la nota de abono o cargo y podrán ser deducidos de las garantías en efectivo del agente.

El operador del mercado publicará los tipos máximos aplicables a los depósitos en efectivo, así como las condiciones de aplicación y cualquier cambio que pudiera producirse en los mismos.

b) Aval de carácter solidario prestado por banco, caja de ahorros o cooperativa de crédito residente en España o sucursal en España de entidad no residente, que no pertenezca al grupo de la avalada o afianzada, a favor del operador del mercado, y depositado en la entidad bancaria, en que el avalista o fiador reconozca que su obligación de pago en virtud del mismo es a primer requerimiento, totalmente abstracta, sin que el avalista o fiador puedan oponer excepción alguna para evitar el pago al operador del mercado y, en especial, ninguna dimanante de las relaciones subyacentes entre el avalista o fiador y el avalado o afianzado.

c) Autorización irrevocable de utilización, hasta el importe máximo de obligaciones de pago contraídas en el periodo a liquidar, de una o varias líneas de crédito suscritas por el comprador de energía de una entidad residente en España o sucursal en España de entidad no residente. Las líneas de crédito contempladas en el presente apartado, tendrán carácter finalista debiendo ser utilizadas exclusivamente como líneas de pago o de cobertura en garantía de obligaciones contraídas en virtud de sus obligaciones de pago en el mercado, debiendo tener un importe mínimo disponible en cada momento equivalente a la garantía de crédito y, en su caso, al importe adicional correspondiente a la garantía complementaria.

d) Cesión de los futuros derechos de cobro pendientes de pago del mercado, que el agente que resulte acreedor haga en favor de los agentes deudores. La cantidad reconocida y, por tanto, válida para formalizar las garantías exigidas, será el valor que se establece en la Regla de «Cálculo de los derechos de cobro reconocidos que se pueden ceder a terceros».

Todo agente, por defecto, se cederá a sí mismo sus derechos de cobro. En el caso de que desee cederlos a terceros, deberá presentar ante el operador del mercado documento al efecto cuyo modelo se encontrará disponible en la «Guía de Acceso al Mercado».

Toda cesión de derechos de cobro llevará implícita la autorización del agente cedente de la retención de derechos de cobro acreditados en un horizonte de liquidación, si fuera necesario, como garantía de las obligaciones de pago del horizonte siguiente hasta la hora establecida en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes» para la consideración del saldo neto acreedor en el balance de garantías a los efectos de la Regla de «Balance de garantías». Dichas cantidades retenidas se convertirán en una garantía en

efectivo del agente receptor el día de cobros. Asimismo, los derechos de cobro de un agente en el mercado diario del primer día del horizonte se consideran válidos como garantía de las compras de todos los mercados intradiarios que afecten a días del horizonte anterior cuyas sesiones tengan lugar con posterioridad.

En caso de que un agente ceda derechos de cobro a terceros, deberá indicar el porcentaje de los mismos que asigna a cada receptor a través del Sistema de Información del Operador del Mercado. En tal caso el propio agente deberá indicar qué porcentaje de sus derechos de cobro destina para sí mismo. Los cambios que se produzcan en dichos porcentajes no tendrán efecto sobre fechas cuya casación del mercado diario ya se hubiera producido.

e) Certificado de Seguro de Caución solidario prestado por entidad aseguradora residente en España o sucursal en España de entidad no residente, autorizada por la Dirección General de Seguros y que no pertenezca al grupo del tomador del seguro, a favor del operador del mercado, como asegurado, en que el asegurador reconozca que su obligación de pago en virtud del mismo es a primer requerimiento, totalmente abstracta, sin que el asegurador pueda oponer excepción alguna para evitar el pago al operador del mercado y, en especial, ninguna dimanante de las relaciones subyacentes entre el asegurador y el tomador del seguro. En particular, la falta de pago de la prima no dará derecho a la aseguradora a resolver el contrato ni este quedará extinguido, ni la cobertura de la aseguradora suspendida, ni ésta liberada de su obligación caso de que se produzca le incumplimiento en el pago por parte del tomador del seguro.

Los modelos válidos de aval, certificado de seguro de caución, línea de crédito y cesión de derechos de cobro se encontrarán disponibles en los términos previstos en la «Guía de Acceso al Mercado». El operador del mercado no admitirá ninguna modificación al texto de los mismos.

El operador del mercado rechazará garantías o incrementos de las mismas cuyo importe sea inferior a 1.000 euros.

El pago con cargo a la garantía ejecutada deberá efectuarse de tal forma que el operador del mercado pueda hacerla efectiva a primer requerimiento y en el plazo máximo de un día hábil, en la plaza de Madrid, siguiente al momento en que requiera el pago de la entidad garante.

El operador del mercado establecerá un método de formalización y comunicación de las garantías por medios electrónicos. El operador del mercado publicará la instrucción con el detalle del método de formalización admitido y el plazo para su implantación. En caso de que se estableciera dicho método de formalización como el único posible, el operador del mercado publicará instrucción con la fecha de entrada en vigor, que no podrá ser inferior a seis meses desde la fecha de publicación de dicha instrucción.

Aun en el caso de ejecutar garantías, el operador del mercado dispondrá siempre del resto de la garantía debidamente formalizada para cubrir las obligaciones de pago devengadas y cuya liquidación aún no se haya efectuado.

A estos efectos, en la ejecución de garantías, el operador del mercado conservará siempre la garantía inicial presentada, que podrá ser reducida en su importe por el garante en la parte de la garantía que haya sido ejecutada.

El operador del mercado podrá imponer condiciones adicionales en la formalización de avales, líneas de crédito o seguros de caución si la entidad bancaria avalista o, en su caso, la entidad aseguradora no alcanza una calificación crediticia (rating) mínima - otorgada por al menos una de las siguientes agencias de calificación, Standard&Poors, Moody's, Fitch o DBRS - equivalente a la correspondiente otorgada por la misma agencia de calificación a la deuda del Reino de España, vigente en cada momento, menos un nivel. En el caso de entidades aseguradoras se considerará también la agencia de calificación A. M. Best.

La calificación crediticia podrá estar por debajo de la de la deuda del Reino de España menos un nivel siempre que como mínimo tenga una calificación «investment grade» otorgada por la misma agencia de calificación.

Las condiciones adicionales se desarrollarán mediante instrucción del operador del mercado.

En relación con los avales, líneas de crédito o seguros de caución prestados ante el operador del mercado que no cumplan con la condición anterior, o bien aquellos que dejen

de cumplirla por una rebaja sobrevenida de su calificación, el operador del mercado podrá requerir, en su caso, a cada uno de los agentes que hayan formalizado dicha garantía, por medio que deje constancia fehaciente, su sustitución por otra garantía válida o el cumplimento de las condiciones adicionales sobre la base del siguiente criterio:

– Garantías por debajo de la calificación crediticia de la deuda del Reino de España menos dos niveles o sin calificación crediticia: deberá ser sustituido en diez días hábiles.
– Garantías con la calificación crediticia de la deuda del Reino de España menos dos niveles: deberá ser sustituido en el plazo de dos meses.

Cualquier modificación de una garantía ya prestada ante el operador del mercado se considerará como nueva a efectos de aplicación de esta regla.

El Operador del Mercado se reserva el derecho a rechazar nuevas garantías de entidades que, en caso de haber sido requeridas por el operador del mercado, no hubieran cumplido con los términos y condiciones establecidos en estas reglas.

El operador del mercado podrá establecer un cargo a los agentes que superen un número de movimientos de garantías en efectivo por periodo de tiempo. Dicho cargo podrá incluirse en la nota de abono o cargo. Se aplicará una tarifa del 0,1%, con un mínimo de 25 euros, a cada movimiento de garantía (ingreso o devolución) que supere, o bien el cuarto movimiento en cada mes natural, o bien el sexto en los últimos dos meses.

56.6.2 Periodo de vigencia de las garantías.

El operador del mercado rechazará garantías físicas cuya vigencia sea inferior a diez meses desde el momento en que proceda su aceptación. Asimismo, el operador del mercado rechazará garantías electrónicas cuya vigencia sea inferior a cinco meses desde el momento en que proceda su aceptación. El operador del mercado podrá establecer vigencias inferiores para garantías cuyo tratamiento sea automático.

El operador del mercado liberará la garantía que preste el agente en el mercado en el momento en que éste lo solicite, siempre que haya cumplido todas las obligaciones derivadas de su participación en el mercado.

Los agentes deberán sustituir sus garantías formalizadas cuando estén próximas a su expiración siempre que dichas garantías estén siendo utilizadas como garantía de crédito. En caso contrario se actuará según se establece en la Regla de «Criterios de actuación frente a los incumplimientos».

A efectos del cumplimiento de las obligaciones de constitución de garantías ante el operador del mercado mencionada en el párrafo anterior, la garantía constituida produce efectos desde su aceptación por el operador del mercado hasta el quinto día hábil anterior a la fecha de expiración de la garantía, sin perjuicio de que se mantengan todos los derechos y facultades del operador del mercado hasta la mencionada fecha de expiración.

56.6.3 Comunicación de alta, baja o modificación de garantías.

Los agentes solicitarán al operador del mercado, a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, cualquier alteración de sus garantías, tanto si son en efectivo, como si lo son a través de garantía bancaria o de entidad aseguradora.

En caso de alta o modificación al alza, el operador del mercado procederá a su aceptación una vez verificado que los datos de la solicitud coinciden con las garantías efectivamente aportadas por el agente.

En caso de solicitud de devolución o modificación a la baja, sólo se aceptará si dicha garantía es excedentaria. El operador del mercado procederá a tramitar la misma una vez se haya aceptado la solicitud.

Es condición imprescindible para la aceptación de cualquier ingreso, modificación o devolución de las garantías prestadas ante el operador del mercado que la correspondiente solicitud sea formulada a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

La aceptación y tramitación por el operador del mercado de la solicitud del agente se regirá por los plazos que se establecen en la Regla de «Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes».

Las garantías electrónicas se cargarán por el agente en el Sistema de Información del Operador del Mercado. En el caso de que permitan un tratamiento automático, no será necesario que el agente cumplimente los datos de la garantía en la solicitud.

56.7 Régimen de determinación del importe de las garantías y método de su constitución.

56.7.1 Información de garantías puesta a disposición de los agentes.

Para que los agentes conozcan en todo momento el importe de las garantías de crédito que en cada momento correspondan, y puedan estimar si disponen de suficientes garantías de operación para sus operaciones en el mercado, así como la vigencia de sus garantías, el operador del mercado, pondrá a disposición de los agentes a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, la siguiente información permanentemente actualizada:

a) Balance de garantías, o garantía de operación, para las siguientes sesiones de mercado con la mejor información disponible hasta el momento.
b) Parámetros para estimación de la cobertura de sus ofertas. Este valor es orientativo y no supone responsabilidad alguna del operador del mercado respecto de la suficiencia o no de garantías de operación del agente.
c) Fecha de caducidad de las garantías formalizadas.
d) Los requerimientos de garantías solicitados a las unidades de adquisición para cubrir las obligaciones derivadas del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, así como su estado de cumplimiento.

56.7.2 Balance de garantías.

El operador del mercado dispondrá del balance de garantías de cada agente actualizado en todo momento, como garantía de operación para ser considerado en las siguientes sesiones de casación de cada mercado, tanto en el momento de la inserción de ofertas como en las verificaciones previas a la casación.
El balance de garantías de un agente en un momento determinado se formará como suma de los siguientes asientos:

a) Garantías presentadas y aceptadas por el operador del mercado.
b) Facturas diarias de adquisición o, en su defecto, borradores (con valor negativo), acumuladas del agente en el horizonte actual o en el siguiente
c) Derechos de cobro del propio agente no cedidos a terceros o bien recibidos de un tercero cedente, como resultado de las facturas de venta o, en su defecto, borradores, acumulados en el horizonte actual o en el siguiente.
d) Saldo neto deudor (con valor negativo) de los derechos de cobro propios no cedidos o recibidos de terceros y de las obligaciones de pago acumulados, como resultado de las facturas en el horizonte anterior hasta que el pago se considere efectuado.
e) Saldo neto acreedor (con valor positivo) de los derechos de cobro propios no cedidos o recibidos de terceros y de las obligaciones de pago, como resultado de las facturas en el horizonte anterior hasta la hora máxima para su consideración, que será la hora del día de emisión de la nota de abono o cargo que se establezca en la Regla de “Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes”.
f) Cobros (con valor positivo) retenidos al agente del horizonte previo para cubrir obligaciones de pago del horizonte actual del agente al que se los cede hasta que dichos cobros se conviertan en una garantía en efectivo del agente beneficiario de los mismos el día de cobros.
g) Anotaciones, con signo negativo, por el valor de las ofertas deudoras incorporadas al proceso de casación del mercado diario o de alguna sesión de subasta del mercado intradiario en tanto dicho mercado no se liquide, según se establece en las Reglas de “Elementos básicos del procedimiento de casación del mercado diario” y de “Verificación del cumplimiento de garantías”.
h) Importe de garantías reservado a la negociación en el mercado intradiario continuo, con signo negativo, incluyendo la reducción practicada en caso de que no existiese excedente suficiente.
i) Importe de las garantías requeridas, con signo negativo, a las unidades de adquisición para cubrir las obligaciones derivadas del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

j) Importe de transacciones de adquisición y venta en el mercado intradiario continuo tras cada sincronización y en tanto no se incluyan en las facturas o borradores.

k) Importes derivados de cualquier otra obligación ante el operador del mercado en relación con su actuación en el mismo

Los asientos que tengan origen en solicitudes de los agentes a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, se aceptarán y tramitarán según los plazos establecidos en la Regla de “Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes”.

Los asientos de los puntos b) y c) se anotarán tan pronto como se realice la facturación tras cada casación de una sesión de mercado y tras cada sincronización con la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.

A efecto de balance de garantías, la liberación de la garantía por el pago efectuado se realizará de acuerdo con lo establecido en la Regla de “Obligaciones para los agentes del mercado que resulten como compradores”.

Los asientos de retención del cobro, en su caso, se anotarán en la hora del día de emisión de la nota de abono o cargo que se establezca en la Regla de “Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes” para la consideración del saldo acreedor del punto e).

56.7.3 Determinación de las garantías.

56.7.3.1 Garantías de operación y de crédito.

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes en su sistema informático un simulador de las garantías de operación y de crédito que el sujeto podría necesitar en función de su actividad prevista en el mercado y de los precios recientes. Dicho valor será considerado una estimación siendo responsabilidad del agente el disponer de las garantías apropiadas.

Dicha simulación permitirá, a los sujetos que lo deseen, formalizar dicho importe como garantía con antelación a su participación en el mercado, y sólo si dicho importe se tornase insuficiente para cubrir las garantías de operación necesarias para sus ofertas, deberían aportar garantías adicionales.

El criterio para realizar dicha estimación será el siguiente:

Sea

EOP = previsión de compras en el mercado diario en N días con unidades de adquisición, excepto las de consumidor directo a mercado.

EDC = previsión de ventas en el mercado diario en N días con unidades de venta.

EOPcd = previsión de compras en el mercado diario en N días con unidades de adquisición de consumidor directo a mercado.

RIE = porcentaje con derecho a beneficiarse de reducción en el Impuesto de Electricidad en caso de que el agente ostente o represente la actividad de consumidor directo en mercado en España y disponga de CIE.

EOFC = energía máxima de compra que el agente espera ofertar para cualquiera de las sesiones de Mercado Diario o Intradiario de subastas con el conjunto de sus unidades, excepto con las de consumidor directo a mercado

EOFcd = energía máxima de compra que el agente espera ofertar para cualquiera de las sesiones de Mercado Diario o Intradiario de subastas con las unidades de consumidor directo a mercado

N = número de días comprendidos en el horizonte de liquidación más los días adicionales hasta el pago. Tendrá como mínimo el valor de 10 y podrá valer hasta 15 en caso de festivos y días inhábiles en el Banco de España.

PEST = precio medio ponderado por la energía en zona española y portuguesa del precio español y portugués en cada hora de los últimos 30 días. El precio español o portugués en cada hora será la media ponderada por la energía casada en la hora en la zona correspondiente en cada mercado, del precio del mercado diario en la zona, de cada uno de los intradiarios de subastas en la zona y del precio de referencia del mercado continuo en la zona.

PC = precio máximo positivo al que el agente espera ofertar sus compras

IE = Cuota del Impuesto Especial sobre la Electricidad. Se aplicará a la empresa facturada según las normas establecidas, que se detallan en la Regla de "Impuesto Especial sobre la Electricidad".

IVA = cuota del Impuesto del Valor Añadido en España, en valor unitario. Se aplicará a la empresa facturada según las normas establecidas, que se detallan en la Regla de "Impuesto del Valor Añadido".

GC = garantía de crédito.

GMIC = volumen de garantía destinado a la negociación en el mercado intradiario continuo en cada ciclo de sincronización.

La garantía de crédito será:

a) Si el agente está establecido en España:

b) Si el agente no está establecido en España:

Los derechos de cobro que el agente podrá cederse a sí mismo o a terceros serán:

a) Si el agente está establecido en España:

b) Si el agente no está establecido en España:

La garantía de operación será:

a) Si el agente está establecido en España:

b) Si el agente no está establecido en España:

El total de las garantías necesarias para el agente, en el supuesto de que se ceda los derechos de cobro a sí mismo será:

En el caso de titulares de unidades de adquisición deberán aportar adicionalmente el valor correspondiente al requerimiento de garantías para cubrir las obligaciones derivadas del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, recogido en la Regla "Parámetros para la determinación de los requerimientos de garantías a los titulares de unidades de adquisición".

56.7.3.2 Parámetros para la determinación de los requerimientos de garantías a los titulares de unidades de adquisición.

Para cubrir las obligaciones derivadas del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica, el operador del mercado requerirá unas garantías específicas a los titulares de unidades de adquisición. Estas garantías se cuantificarán valorando la energía máxima diaria de compra de las unidades de oferta de adquisición de dichos titulares que no se encuentre sujeta a instrumentos de cobertura a plazo de conformidad con lo establecido en el artículo 8 del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, al Precio de Riesgo de Ajuste (PRAJ), tal y como se define a continuación:

$$\mathrm{GAJ} = \sum_{z} [\sum_{\mathrm{ua}} (P_{max}(\mathrm{ua}, \mathrm{z}) * \mathrm{p} * \mathrm{r}) - EEXA \quad (\mathrm{z}, \mathrm{d})] * n * PRAJ$$

Siendo:

GAJ: garantías requeridas a los titulares de unidades de adquisición para cubrir el coste correspondiente al mecanismo de ajuste.

P_{max}(ua,z): potencia máxima de cada unidad de adquisición en la zona de precio z de la que el agente es titular o representante en nombre propio, expresada en MW. No se considerarán en el cómputo las potencias de unidades de almacenamiento (consumo de bombeo o baterías), unidades de consumo de servicios auxiliares de instalaciones de generación, unidades genéricas o unidades porfolio de compra.

EEXA(z,d): energía diaria exenta del pago del ajuste declarada por el agente titular en la zona de precio z en el día de cálculo d, según se establece en el artículo 8 del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, expresada en MWh.

p: número de periodos de programación del día. Siendo p igual a 24 en programación horaria.

r: resolución del periodo, tomando el valor 1 en resolución horaria.

n: número de días a cubrir por dichos requerimientos. Siendo n igual a 2.

PRAJ: precio de riesgo de ajuste, expresado en €/MWh.

El importe del requerimiento de garantías calculado con la fórmula anterior, se incrementará con los impuestos y cuotas aplicables que correspondan en cada caso.

La modificación al alza de la potencia máxima configurada en el Operador de Mercado para una unidad de adquisición, conllevará el correspondiente recálculo de las garantías requeridas para cubrir el coste del mecanismo de ajuste (GAJ).

El precio de riesgo de ajuste (PRAJ) se calculará como:

$$\mathrm{PRAJ} = \frac{\mathrm{Cmax}}{\mathrm{Ec}}$$

Siendo:

Cmax: coste máximo del mecanismo del ajuste que se puede producir en un periodo de programación.

Ec: energía mínima de compra no exenta del pago del coste del ajuste, del conjunto de unidades de adquisición que se haya producido en un periodo de programación dentro del periodo de cálculo.

El periodo de cálculo comprenderá inicialmente un intervalo de 30 días ya completamente cerrados. El Operador del Mercado podrá establecer el valor para el periodo de cálculo mediante instrucción.

El valor obtenido para el precio PRAJ se redondeará al alza, a dos decimales.

El coste máximo en un periodo de programación se producirá al concurrir al mercado toda la energía susceptible de ser retribuida a través del mecanismo de ajuste. Este coste máximo se calculará como:

$$\mathrm{Cmax} = \sum_{\mathrm{up}=1}^{\mathrm{UP}} [P_{max}(\mathrm{up}) * \mathrm{r} * \delta * \max(\mathrm{Y}) * \alpha]$$

Siendo:

P_{max}(up): potencia máxima de cada instalación (up) con derecho a percibir el ajuste, expresada en MW.

α: factor de modulación que tomará valores según el precio de referencia del gas, de acuerdo con la siguiente tabla:

P_{GN}	α
[0,100]	1,00
(100,200]	0,75
(200,∞]	0,50

δ: Coeficiente de minoración dependiente de la programación del conjunto de las instalaciones con derecho a ajuste, y de la energía máxima de dichas instalaciones en un periodo de entrega. Para su cálculo se tomará la hora del periodo de cálculo con el máximo cociente entre la suma de energía programada en los mercados diario e intradiario para el día de entrega a todas unidades de venta con derecho a percibir el ajuste de costes en esa hora (E_p) y la suma de la energía máxima horaria de las mismas (E_{max}). El valor del coeficiente de minoración tendrá un decimal y se redondeará al decimal superior. El

Operador del Mercado podrá establecer un valor mínimo para este parámetro por instrucción.

$$\delta = \max\left[\frac{\sum_{up=1}^{UP}\left[E_p(h,up)\right]}{\sum_{up=1}^{UP}\left[E_{max}(up)\right]}\right]$$

Siendo:

r: resolución del periodo, tomando 1 en resolución horaria.

max(Y): máxima cuantía unitaria del ajuste de costes en los días comprendidos en el periodo de cálculo. El mecanismo de cálculo de la cuantía unitaria Y se define en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

El término Ec se calculará como:

$$\mathrm{Ec} = \min\left[\sum_{\mathrm{ua}} \mathrm{Eadq(h,ua)} - \ EEXU \quad (h)\right]$$

Siendo:

Eadq(h,ua): la energía en el programa horario final de cada unidad de adquisición (ua) en cada periodo de programación h, del periodo de cálculo, excluyendo sábados, domingos y festivos en España.

EEXU(h): demanda que se beneficia de las coberturas declaradas de acuerdo con el artículo 8 del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, en el periodo h.

El operador del mercado actualizará el precio de riesgo de ajuste semanalmente, sin perjuicio de que pueda actualizar dicho valor ante previsiones de variaciones del precio de referencia del gas, demanda o total de energía retribuida mediante el mecanismo de ajuste de costes. Dicho parámetro se comunicará a los agentes a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

Los requerimientos de garantías a los titulares de unidades de adquisición y su estado de cumplimiento podrán consultarse a través del Sistema de Información del Operador del Mercado. En caso de insuficiencia de garantías para cubrir el requerimiento calculado, los agentes dispondrán de 3 días hábiles para aportar las garantías necesarias y dar cumplimiento al requerimiento.

Todos los parámetros podrán ser modificados mediante instrucción del operador del mercado.

56.7.4 Cesión de derechos de cobro.

Los agentes del mercado podrán efectuar la cesión de sus derechos de cobro del mercado como garantía de las obligaciones de pago de cualquier agente del mercado tal y como se establece en la Regla de «Formalización de garantías».

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes en su sistema informático un simulador de derechos de cobro cedibles del sujeto en función de su actividad prevista en el mercado y de los precios recientes. Dicho valor será considerado una estimación que no compromete al operador del mercado respecto de su veracidad.

Dicha simulación permitirá, a los propios agentes, y a aquellos a favor de los cuales se haya formalizado documento de cesión de derechos de cobro, estimar las garantías a aportar descontando dicho importe.

El derecho de cobro estimado para el agente será el valor «DC» calculado en la Regla de «Garantías de operación y de crédito».

56.7.4.1 Cálculo de los derechos de cobro reconocidos que se pueden ceder a terceros.

Los derechos de cobro que un agente del mercado puede ceder a otro agente y que se considerarán válidos para la constitución de garantías serán los que consten en las facturas de venta o borradores de las mismas que aún no hayan sido incluidos en la nota de abono o cargo del correspondiente horizonte de liquidación.

En el caso particular de los derechos de cobro correspondientes al mecanismo de ajuste del coste de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, éstos no se tendrán en consideración hasta la liquidación completa del día de entrega que se realizará por el operador del mercado una vez finalizada la negociación del cada día de entrega.

En el balance de las garantías se tendrán en cuenta los derechos de cobro resultantes de las liquidaciones del mercado de un agente como instrumento válido y eficaz de garantía de un tercero.

56.8 Gestión de las garantías.

El operador del mercado será el responsable de la gestión de las garantías prestadas, en interés de los agentes del mercado tanto a efectos de supervisar las obligaciones de constitución y mantenimiento de las garantías actualizadas, como de la gestión patrimonial ordinaria a que diera lugar o, en su caso, de la disposición de los importes necesarios para hacer frente a las obligaciones garantizadas. El operador del mercado deberá llevar un registro en el que se incluirán, en epígrafes separados, los derechos y obligaciones relacionados con las citadas garantías.

56.9 Criterios de actuación frente a los incumplimientos.

Se consideran los siguientes tipos de incumplimiento:

1. Incumplimiento por demora en el pago.

En caso de que algún agente del mercado incumpliera, en todo o en parte, cualquiera de sus obligaciones de pago derivadas de las transacciones llevadas a cabo en el mercado, el operador del mercado ejecutará con la máxima diligencia y con la mayor brevedad las garantías constituidas, a fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones del agente del mercado incumplidor.

Asimismo, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 86 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, si el agente incumplidor es un consumidor directo en mercado, el operador del mercado comunicará inmediatamente dicho incumplimiento, al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Incumplimiento en el mantenimiento de los instrumentos de garantías.

En el caso de que transcurrido el quinto día hábil anterior a la fecha de expiración de la garantía ésta no hubiese sido sustituida por una garantía con vigencia superior a los cinco días hábiles siguientes, se ejecutará el importe necesario para cubrir los requerimientos pendientes.

En relación con los avales, líneas de crédito o seguros de caución prestados ante el operador del mercado que no cumplan con los requisitos establecidos, o bien aquellos que dejen de cumplirlos por una rebaja sobrevenida de su calificación, el operador del mercado requerirá su sustitución por otra garantía válida en el plazo de diez días hábiles.

Si la entidad avalista o aseguradora fuese declarada en suspensión de pagos o quiebra, o hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad, el obligado a prestar garantía deberá sustituir dicha garantía por otra, de la misma modalidad o de otra de las recogidas en este punto, dentro de los siete días hábiles siguientes a la fecha en que se produzca el cambio en la situación de la entidad avalista o aseguradora.

Si transcurrido el plazo establecido en los dos párrafos anteriores, las garantías no se hubieran sustituido, se ejecutarán en la cantidad necesaria para cubrir los requerimientos de garantías del incumplidor.

3. Incumplimiento de los requerimientos de garantías para cubrir las obligaciones relativas al mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

En caso de que algún agente del mercado no atendiera total o parcialmente al requerimiento realizado por el operador del mercado, de acuerdo a lo establecido en la Regla “Parámetros para la determinación de los requerimientos de garantías a los titulares de unidades de adquisición”, el operador del mercado inhabilitará con la máxima diligencia y con la mayor brevedad al agente incumplidor del requerimiento. Dicha inhabilitación será comunicará al operador del sistema español o portugués en el que estén situadas sus unidades, que procederá de manera inmediata, a la inhabilitación de las unidades de programación de dicho agente.

Asimismo, a los efectos de lo dispuesto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, si el agente incumplidor es un consumidor directo en mercado, el operador del mercado comunicará inmediatamente dicho incumplimiento, al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La ejecución de la garantía por cualquiera de los motivos recogidos en este punto conllevará el pago de una penalización del 0.01 % de la cantidad ejecutada, con un mínimo de 300 euros, que se abonará al operador del mercado. Dichos valores podrán modificarse mediante instrucción del operador del mercado.

56.10 Impago no cubierto por garantías.

En el supuesto de que se produzca el incumplimiento de las obligaciones de pago por parte de un agente de conformidad con lo dispuesto en la Regla de «Régimen de impagos e intereses de demora», cuarto párrafo, y no resulte cubierto por las garantías prestadas por el mismo, el operador del mercado informará a los agentes afectados del agente incumplidor y de la cantidad repercutida a cada uno de ellos, que se calculará repartiendo a prorrata la cantidad adeudada entre los derechos de cobro de los agentes que han resultado acreedores en el horizonte de liquidación y se dirigirá contra él judicialmente o por cualquier otro medio admitido por el ordenamiento jurídico, en nombre y representación de los agentes afectados. El incumplidor quedará obligado a pagar los descubiertos, con sus intereses, y todos los daños y perjuicios causados a los agentes afectados por tal incumplimiento.

56.11 Falta de constitución o falta de actualización de las garantías.

La falta de constitución, de reposición o de actualización por parte de cualquier agente en el mercado de cualquiera de las garantías previstas en estas reglas, se entenderá como una orden de liquidación de todas las transacciones en que haya intervenido el mismo, a todos los efectos, por lo que el operador del mercado procederá a cerrar en el mercado las transacciones efectuadas en que haya intervenido el incumplidor.

CAPÍTULO UNDÉCIMO

Reglas finales

Regla 57.ª *Descripción de la secuencia, horarios e intercambios de información de las sesiones de contratación.*

57.1 Secuencia de operaciones del mercado diario.

A continuación, se establece la secuencia de las operaciones del mercado diario, donde las horas indicadas corresponden a la Hora Central Europea (CET).

a) Antes de las 9:45 horas, el operador del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS), facilitará al operador del mercado el precio del gas natural en €/MWh que se corresponde con el parámetro P_{GN} regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

b) Una vez recibido el parámetro P_{GN} y antes de las 10:00 horas, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes el precio anteriormente mencionado, así como el valor del término "Y" de la cuantía unitaria del ajuste.

c) Antes de las 10:30, el operador del mercado pondrá a disposición de los operadores de sistema la cuantía unitaria del ajuste.

d) Antes de las 10:30 horas, los operadores del sistema habrán puesto a disposición del operador del mercado la información sobre:

– La mejor previsión de la demanda, referida a meses completos y publicada en los primeros quince días del mes anterior a aquél al que se refiere la previsión.

– La situación de la red de transporte y las indisponibilidades parciales o totales de las unidades de producción o adquisición de energía eléctrica.

– La capacidad máxima de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales, con un horizonte diario, con valores horarios.

– La capacidad disponible de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales, para el día siguiente, para su consideración en el proceso de casación del mercado diario.

– Las ejecuciones de contratos bilaterales nacionales con entrega física o con unidades de programación genérica, de que dispongan, para poder validar correctamente los máximos disponibles de unidades de oferta.

– Las ejecuciones de contratos bilaterales a través de las fronteras internacionales del sistema ibérico con sistemas externos, de que disponga, previo acuerdo entre los operadores del sistema implicados.

Esta información se pondrá a disposición de los agentes del mercado en lo que afecte a sus unidades de venta y adquisición.

La información sobre indisponibilidades podrá ser actualizada posteriormente, en cualquier momento, hasta el instante de cierre de aceptación de ofertas del mercado diario, en caso de existir modificaciones en los datos.

La información sobre capacidad en las interconexiones internacionales podrá ser actualizada posteriormente, en cualquier momento hasta las 11:25 horas para su consideración en el mercado diario, en caso de existir modificaciones en los datos.

e) Los agentes podrán reclamar el resultado de la validación de las ofertas de compra y de venta hasta cinco (5) minutos después del cierre de la aceptación de ofertas para la sesión correspondiente.

f) El operador del mercado realizará el análisis de las reclamaciones presentadas al proceso de validación a la recepción de las ofertas y solución de las mismas, en caso de que la reclamación sea atendible, y pueda subsanarse en tiempo útil.

g) A las 12:00 horas, el operador del mercado cerrará el periodo de recepción y validación de las ofertas de compra y de venta realizadas por los agentes del mercado para el mercado diario.

h) A partir de las 12:00 horas, y una vez realizado el análisis de las reclamaciones presentadas al proceso de validación de ofertas, se procederá a iniciar el proceso de la casación, salvo que se determine en el mencionado proceso de análisis que es preciso prolongar el periodo de aceptación de ofertas por alguna causa justificada.

i) Durante el proceso de preparación de ofertas para la casación, se realizarán las validaciones definidas en las presentes reglas, incluyendo la comprobación de la existencia de garantías que respalden económicamente cada oferta presentada. En caso de no ser superadas las mencionadas validaciones, se procederá a la anulación de la oferta correspondiente, que no será a partir de entonces considerada en el proceso de casación.

j) Una vez efectuadas las validaciones anteriores, se ejecutará la casación de las ofertas presentadas con el algoritmo Euphemia.

k) Antes de las 13:00 horas, el operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema y de los agentes el resultado provisional del proceso de casación con la confidencialidad correspondiente. Simultáneamente se pondrá a disposición de los agentes la información correspondiente a sus unidades de venta y adquisición.

l) Los agentes del mercado dispondrán de diez (10) minutos a partir de la puesta a disposición del resultado provisional del proceso de casación por el operador del mercado

para formular reclamaciones a éste, que se tramitarán según el procedimiento establecido. El operador del mercado, durante este periodo de tiempo podrá plantear las incidencias que, a su juicio, hayan ocurrido en el proceso. Igualmente, los operadores del sistema podrán plantear, antes de transcurridos 10 minutos desde la puesta a disposición de los operadores del sistema del resultado provisional del proceso de casación, la existencia de una de las incidencias establecidas por los operadores del mercado al resultado de la casación.

m) Antes de las 13:00 horas, en caso de haber sido confirmados los resultados de la casación del mercado diario por todos los operadores del mercado, estos serán firmes.

n) El operador del mercado diario pondrá a disposición del operador del mercado a plazo antes de las 14:00 horas de cada día los precios y los volúmenes de contratación negociados en cada hora en el mercado diario para el día siguiente, así como el resultado del proceso de entrega física.

o) Antes de las 14:00 horas el operador del mercado comunicará a los agentes, en su caso, la existencia de alguna reclamación pendiente de resolución, o alguna incidencia planteada por el operador del mercado, que pueda provocar la repetición de la casación. En este caso el horario de la secuencia podrá ser alterado según lo especificado en la Regla de "Alteraciones al horario".

p) Antes de las 13:30 horas, una vez realizado el proceso de incorporación de las energías declaradas por los agentes como contratos bilaterales a los operadores del sistema, éstos comunicarán al operador del mercado el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

q) En el caso de que fuera necesario repetir el proceso de casación, por las razones indicadas en puntos anteriores, y que, a consecuencia, el Programa Base de Casación (PDBC) no resulte coherente con el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), los operadores del sistema repetirán el procedimiento de incorporación de energías de contratos bilaterales físicos para generar un nuevo Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), tomando como base el nuevo Programa Diario Base de Casación (PDBC).

r) Antes de las 14:45 horas, los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado el Programa Diario Viable definitivo (PDVD), que habrá solucionado las restricciones técnicas previstas en el sistema, informando el operador del mercado a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición.

57.2 Secuencia de operaciones de los mercados intradiarios.

Independientemente del proceso de casación del mercado diario se realizarán las sesiones del mercado intradiario de subastas y el mercado intradiario continuo.

Al finalizar cada una de las sesiones del mercado intradiario de subastas, el operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema con la confidencialidad correspondiente el resultado de la casación, informando a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de venta y adquisición. Al finalizar de cada sesión, los operadores del sistema comunicarán al operador del mercado y a los agentes del mercado, el Programa Horario Final (PHF).

La secuencia de los procesos en cada sesión del mercado intradiario de subastas será la siguiente:

Se abrirá el periodo de recepción de ofertas de cada subasta según dicho horario y con la única condición de la publicación previa del Programa Horario Final (PHF) correspondiente a la anterior sesión de subasta del mercado intradiario, y en el caso de la primera sesión, condicionada su apertura de recepción de ofertas a la publicación del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) y su cierre y casación a la publicación del Programa Diario Viable definitivo (PDVD) correspondiente al día siguiente.

Los horizontes de programación de cada sesión intradiaria, así como las horas de apertura y cierre de cada sesión de subasta se detallan en el anexo 1 de las presentes reglas.

Los agentes podrán reclamar el resultado de la validación de las ofertas de compra y de venta, que se produce en el momento de recepción de las mismas, hasta cuatro (4) minutos después del cierre de la aceptación de ofertas para la sesión correspondiente.

El operador del mercado dispondrá de siete (7) minutos desde el cierre de recepción de ofertas, para publicar el resultado provisional del proceso de casación; pendiente de reclamaciones o incidencias, según lo que se indica en el punto siguiente.

El operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema el resultado de la casación de los mercados intradiarios una vez finalizado el periodo de reclamaciones.

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, los agentes del mercado dispondrán de un (1) minuto a partir de la puesta a disposición del resultado del proceso de casación por el operador del mercado para formular reclamaciones a éste, que se tramitarán según el procedimiento establecido. En el caso de no recibirse reclamaciones transcurrido dicho periodo, y sin perjuicio de las reclamaciones que pudieran realizar a posteriori los agentes del mercado, el resultado de la casación devendrá firme. El operador del mercado, durante este periodo de tiempo podrá plantear las incidencias que, a su juicio, hayan ocurrido en el proceso.

En caso de que exista alguna reclamación pendiente de resolución, o alguna incidencia planteada por el operador del mercado, que pueda provocar la repetición de la casación, el operador del mercado podrá comunicarlo hasta quince (15) minutos antes del inicio del horizonte de programación de la sesión correspondiente. En este caso el horario de la secuencia podrá ser alterado según lo especificado en las presentes reglas, retrasando la apertura del mercado intradiario continuo.

Los operadores del sistema publicarán el Programa Horario Final (PHF) y lo comunicarán al operador del mercado.

La apertura de la negociación de todos los contratos del mercado intradiario continuo para el día siguiente se hará en condiciones de operativa normal a partir de la hora indicada en el anexo 1 de las presentes reglas, y condicionado siempre a la publicación previa del Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) por los operadores del sistema. A partir de dicho momento, los agentes de mercado podrán participar en el mercado intradiario continuo para el horizonte completo del día siguiente.

Los agentes podrán reclamar, tanto el resultado de la validación de las ofertas de compra y de venta al mercado intradiario continuo como el resultado de las transacciones propias del mercado intradiario continuo, una vez comunicado y hasta un (1) minuto después de formalizarse la recepción correcta de la oferta o de la transacción.

Durante la operativa normal, se detendrá la negociación en el mercado continuo, al cierre del periodo de recepción de ofertas de cada sesión intradiaria y únicamente para aquellos contratos comprendidos en el horizonte de la sesión, hibernando las ofertas que en ese momento estén presentes en el Libro de Ofertas en la Plataforma de Contratación Continua Europea e imposibilitando su casación en el mercado intradiario continuo hasta su reapertura, de forma que únicamente se permita la asignación de capacidad relativa a la interconexión España-Portugal durante la casación de la sesión de subasta intradiaria.

Una vez publicados los resultados de la casación y previa a la apertura del mercado intradiario continuo para los contratos comprendidos dentro del horizonte de la sesión casada, se reactivarán las ofertas previamente hibernadas, en caso de que el agente lo hubiera solicitado a través del Sistema de Información del Operador de Mercado, validando de nuevo los límites de energía de cada una de ellas del mismo modo que si hubiesen sido insertadas de nuevo, pero teniendo en cuenta el programa de las unidades de oferta actualizado tras la casación de la sesión y las limitaciones unitarias e indisponibilidades vigentes, siendo rechazadas las ofertas en caso de no superar la validación. El resto de ofertas previamente hibernadas y que no son reactivadas, pasarán a estar canceladas en este mismo proceso.

El orden de reactivación es el descrito en la Regla de «Hibernación de ofertas en el mercado intradiario continuo».

Una vez finalizado este proceso y acorde a los tiempos descritos en el anexo 1, los contratos del mercado continuo que quedaron suspendidos de negociación con motivo de la sesión de subasta intradiaria volverán a habilitarse para negociación.

En caso de que exista alguna incidencia, el operador del mercado podrá comunicar los resultados correspondientes al periodo cuyo contrato acaba de finalizar su negociación hasta cuarenta (40) minutos antes del inicio del horizonte de su programación para ser tenidos en cuenta en los procesos de los operadores del sistema.

Los operadores del sistema publicarán el Programa Horario Final Continuo (PHFC) y lo comunicarán al operador del mercado.

57.3 Alteraciones al horario.

En el supuesto de que surgiesen incidencias que alteren el curso normal de cualquiera de los mecanismos que integran el procedimiento de casación de los mercados diario e intradiarios, o bien se presenten reclamaciones por parte de los agentes que impliquen la repetición de cualquier parte de los procesos, el operador del mercado podrá modificar el horario de la secuencia de las operaciones correspondientes a estos mercados descritas en el anexo 1, siendo de aplicación los mecanismos de emergencia del operador de mercado y/o los acordados con los operadores del sistema, según corresponda. El operador de mercado por su parte, realizará sus mejores esfuerzos para que dicho programa esté a disposición de los agentes del mercado y de los operadores del sistema a la mayor brevedad posible, comunicando los nuevos horarios a los agentes del mercado y a los operadores del sistema.

En el supuesto de que surgiesen incidencias que alteren el curso normal de cualquiera de los procesos de presentación y aceptación de ofertas o los procesos de casación del mercado intradiario continuo, el operador del mercado podrá modificar el horario de la secuencia de las operaciones correspondientes a estos mercados descritos en el anexo 1, y realizará sus mejores esfuerzos para que dicho programa esté a disposición de los agentes del mercado y de los operadores del sistema con la mayor brevedad posible, comunicando los nuevos horarios a los agentes del mercado y a los operadores del sistema.

En el caso de incidencias en cualquiera de los procesos encomendados a los operadores del sistema, éstos podrán modificar el horario de la secuencia en las operaciones posteriores al establecimiento del Programa Diario Base de Casación (PDBC), para lo que adoptarán sus mejores esfuerzos para que la información sobre el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) que debe proporcionarse a los agentes, en relación con sus unidades de adquisición y producción, esté a disposición de éstos y del operador del mercado antes de la hora límite establecida en la Regla de «Secuencia de operaciones del mercado diario». En caso de que esto no fuera posible adoptarán sus mejores esfuerzos para que dicho programa viable esté a disposición del operador del mercado y la información correspondiente a los agentes a la disposición de éstos con la mayor brevedad posible, comunicando los nuevos horarios a los agentes del mercado y al operador del mercado.

Cuando se dé esta situación, o la existencia de incidencias en los procesos del operador del mercado, y sea previsible un retraso sobre la hora de publicación establecida para el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) o el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD) para la primera sesión de subasta intradiaria, o bien el Programa Horario Final (PHF) para el resto de sesiones, el operador del mercado podrá tomar la decisión de suspender la correspondiente sesión del mercado intradiario de subastas, o bien realizar la casación del horizonte de programación completo correspondiente a dicha sesión, pero considerando inválido a todos los efectos el resultado para, alguna o algunas, de las horas del horizonte por causa de fuerza mayor, o modificar los horarios de negociación del mercado intradiario continuo La decisión que se adopte será comunicada a los agentes del mercado y a los operadores del sistema a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

Cuando por problemas en los procesos de los operadores del sistema y/o del operador de mercado sea previsible un retraso sobre la hora establecida para la generación o integración de los resultados de las sesiones de subasta intradiarias y se alcance la hora límite acordada, los operadores podrán tomar la decisión de no considerar el resultado de la casación del mercado intradiario de subastas para la primera o primeras horas del periodo de programación. La decisión que se adopte será comunicada con la mayor brevedad posible a los agentes del mercado mediante el medio que se establezca y que deje constancia de dicha comunicación.

Cuando por problemas en los procesos del operador del mercado sea previsible un retraso sobre la hora de publicación establecida para el resultado de transacciones realizadas en cada ronda del mercado intradiario continuo, el operador del mercado podrá tomar la decisión de retrasar la apertura de la contratación de contratos del mercado

intradiario continuo, o modificar los horarios de negociación de las sesiones de subasta intradiaria. La decisión que se adopte será comunicada a los agentes del mercado y a los operadores del sistema a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

Sin perjuicio de lo anterior y en los casos en los que por problemas operativos algún operador del sistema no pueda recibir o procesar los resultados del mercado intradiario continuo (PIBCIC) dentro de la hora límite acordada, o bien sea imposible la entrega por parte del operador del mercado a los operadores del sistema de los resultados disponibles el operador del mercado enviará el PIBCIC a los operadores del sistema una vez solventado el problema que lo causó, pudiendo ocurrir dicho envío de forma posterior a la entrega física de la energía del periodo negociado. En estos casos, los operadores del sistema conjuntamente podrán tomar la decisión de anular las energías negociadas en la última ronda del mercado intradiario continuo correspondientes a la primera hora de entrega de energía. La decisión que se adopte será comunicada con la mayor brevedad posible al resto de operadores y a los agentes del mercado mediante el medio que establezcan y que deje constancia de dicha comunicación.

57.4 Coordinación entre el operador del mercado y los operadores del sistema.

A los efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en la legislación vigente, ambos sujetos deberán suministrarse recíprocamente las informaciones que se relacionan a continuación a través de sus sistemas de información. Dicha información estará contenida en ficheros y su formato y comunicación serán definidos por ambos sujetos y puesto a disposición de los agentes del mercado.

El operador de mercado conjuntamente con los operadores del sistema español y portugués diseñará un mecanismo de emergencia para el intercambio de información entre operadores del sistema y el operador de mercado.

Toda la información a intercambiar se pondrá a disposición de la otra parte de acuerdo a los procedimientos acordados entre los operadores.

El operador del mercado realizará validaciones del formato y de la información contenida en los ficheros recibidos antes de proceder a su incorporación en el Sistema de Información del Operador del Mercado, de modo que si se detectan errores en ellos serán devueltos a su origen para su corrección.

Todo intercambio de información deberá incluir el correspondiente detalle explicativo del error detectado. El plazo durante el cual deberá enviarse el fichero corregido dependerá del fichero de que se trate, si bien tanto el operador del mercado como los operadores del sistema adoptarán sus mejores esfuerzos para que la información esté disponible inmediatamente para los procesos de casación o proceso de tiempo real que la necesiten.

Para la información relevante intercambiada entre el operador del mercado y los operadores del sistema, independientemente del origen de esta, se establece un mecanismo de confirmación de validez de información para cada tipo de mercado. Los mecanismos establecidos serán los acordados entre el operador del mercado y cada uno de los operadores del sistema, en los documentos «Procedimiento de Emergencia entre los Operadores del Sistema y Operador de Mercado» y «Modelo de ficheros para el intercambio de información entre OS y OM».

57.4.1 Información que deben suministrar los operadores del sistema al operador del mercado.

Los operadores del sistema español y portugués pondrán a disposición del operador del mercado la información necesaria para la realización de los procesos del mercado mediante los métodos y formatos establecidos en la versión vigente del documento "Modelo de ficheros para el intercambio de información entre OS y OM", acordado entre ambos operadores en lo relativo a los ficheros intercambiados entre operadores, y publicado por los operadores del sistema.

Dentro de las validaciones que se efectuarán, además de las anteriormente indicadas, se comprobará que los programas enviados cumplen el equilibrio generación-demanda en cada periodo de programación. Se comprobará que los ficheros de programas corresponden a la acumulación del programa previo. Cualquier información relativa a la energía de una unidad,

ya sea de adquisición o producción, se comprobará que está incluida entre el máximo y el mínimo declarado en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

La información enviada por los operadores del sistema será la que a continuación figura:

57.4.1.1 Mercado diario.

– Información del resultado de la asignación de derechos de capacidad de las subastas previas a la subasta diaria de unidades internacionales en cada hora del horizonte de programación y en cada una de las unidades de venta o adquisición con asignación de derechos de capacidad.

– Información de las notificaciones de derechos de uso de capacidad de las subastas previas al mercado diario de unidades internacionales, en cada hora del horizonte de programación y en cada una de las unidades de venta o adquisición con asignación de derechos de capacidad.

– En caso de celebrarse, información del resultado de la asignación de derechos de capacidad de la subasta diaria en la interconexión con el sistema eléctrico francés de unidades internacionales en cada hora del horizonte de programación y en cada una de las unidades de venta o adquisición con asignación de derechos de capacidad. Esta información será enviada por el operador del sistema español.

– Información relativa a las indisponibilidades de las unidades de producción y adquisición. Esta información será enviada por los operadores del sistema cada vez que sea actualizada esta información.

– Fichero de previsión de demanda. Este fichero será enviado por los operadores del sistema cada vez que sea actualizada su información.

– Información relativa a las ejecuciones de contratos bilaterales físicos internacionales y notificaciones de uso de derechos de capacidad. Esta información será enviada por los operadores del sistema en los siguientes instantes:

• Después del proceso de nominación previo al mercado diario, el operador del sistema español enviará las ejecuciones aceptadas de contratos bilaterales físicos que crucen la frontera de Francia con España.

• Después del proceso de nominación previo al mercado diario, tan pronto como lo tenga disponible, y antes del cierre del periodo de aceptación de ofertas para el mercado diario, los operadores del sistema, previo acuerdo entre ellos, enviarán las ejecuciones aceptadas de contratos bilaterales físicos internacionales y las notificaciones del uso de derechos de capacidad, correspondientes, a efectos de poder validar la energía ofertada por las unidades de oferta que participan simultáneamente en las ejecuciones de dichos contratos bilaterales.

– Información relativa a las ejecuciones de contratos bilaterales físicos nacionales. Esta información será enviada por los operadores del sistema correspondientes.

– Información relativa a las nominaciones de las ejecuciones de contratos bilaterales resultado de energías nominadas de las unidades reales y de las unidades de programación genérica. Esta información será enviada por el operador del sistema español.

– Información relativa a las energías nominadas de las unidades reales y de las unidades de programación genérica. Esta información será enviada por el operador del sistema español.

– Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF). Este fichero será el resultado de la suma al Programa Diario Base de Casación (PDBC) y de los contratos bilaterales comunicados antes del cierre de recepción de ofertas al mercado diario, y de los contratos bilaterales nacionales comunicados a los operadores del sistema después del cierre de recepción de ofertas al mercado diario.

57.4.1.2 Procesos de solución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento.

– Programa Diario Viable provisional (PDVP). Este fichero será el resultado de la suma del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), las alteraciones al programa debidas a las restricciones técnicas y sus recuadres.

57.4.1.3 Programa diario viable definitivo.

– Programa Diario Viable definitivo (PDVD). Programa final resultante del mercado diario. Este programa coincidirá con el Programa Diario Viable provisional (PDVP).

57.4.1.4 Mercados intradiarios.

Información enviada en el momento en que se modifique la información:

– Fichero de previsión de demanda. Este fichero será enviado por los operadores del sistema cuando se modifique su información.
– Información relativa a las indisponibilidades de las unidades de venta y compra. Este fichero será enviado por los operadores del sistema cada vez que sea actualizada esta información siendo la hora límite de aplicación para el mercado intradiario continuo y a efectos de validación de una oferta enviada en una ronda, será la establecida en el anexo 1.

Información enviada antes de la apertura del proceso de aceptación de ofertas del mercado intradiario siempre que modifique su información respecto a la anterior sesión:

– Limitaciones a la posibilidad de ofertar a cada mercado intradiario:

Este fichero contiene las limitaciones a la posibilidad de ofertar al mercado intradiario, para cumplir los criterios de seguridad, de cada unidad de oferta separadamente. La información contenida en este fichero será coherente con la información contenida en el fichero de indisponibilidades.
En el caso de la primera sesión de subasta intradiaria, la información de limitaciones podrá ser recibida hasta la recepción del PDVD correspondiente. Para el mercado intradiario continuo, la hora límite de aplicación y a efectos de validación de una oferta enviada en una ronda, será la establecida en el anexo 1.

El procedimiento utilizado para la comunicación, de al menos los ficheros correspondientes a las indisponibilidades, y a las limitaciones a la posibilidad de ofertar en el mercado intradiario, deberá ser tal que permita asegurar a los operadores del sistema que el fichero ha sido validado y recibido por el operador del mercado, conforme a la hora del Sistema de Información del Operador del Mercado. Así mismo el operador del mercado deberá poder tener constancia sobre el contenido y la hora de recepción de los ficheros.
Información enviada después de la casación de la sesión:

– Programa Horario Final resultado de cada sesión del mercado intradiario (PHF). Este fichero coincide con la suma del programa acumulado resultado de la casación.
– Anulación de horas en sesiones de mercados intradiarios. Este fichero contiene la información de las horas en sesiones de mercados intradiarios cuyas transacciones han sido anuladas por los operadores del sistema por no haber podido programarlas por alguna razón.

Información enviada en el mercado intradiario continuo:

– Programa Horario Final Continuo resultado de las transacciones de cada ronda en el mercado intradiario (PHFC). Este fichero incluye el Programa Diario Viable definitivo (PDVD), el resultado de los sucesivos mercados intradiarios por subastas realizados por el operador del mercado y del resultado del mercado intradiario continuo.
– Anulación de las energías negociadas en una ronda específica del mercado intradiario continuo, correspondientes a una hora de entrega de energía.

57.4.1.5 Coordinación de la información de las unidades de producción y adquisición.

Cualquier cambio en la información asociada a los sujetos del sistema y a las unidades de programación gestionadas por los operadores del sistema que puedan afectar a los procesos de los mercados, deberá ser puesto a disposición del operador del mercado para que actúe en consecuencia. El procedimiento de comunicación de dicha información deberá ser acordado entre el operador del mercado y los operadores del sistema, fijando conjuntamente la fecha de entrada en vigor de los cambios considerados.

57.4.2 Información que debe suministrar el operador del mercado a los operadores del sistema.

El operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema, con la confidencialidad correspondiente, la información necesaria para la realización de sus procesos de gestión mediante los métodos y formatos establecidos en la versión más actualizada del documento "Modelo de ficheros para el intercambio de información entre OSs y OM ", acordado entre el operador del mercado y ambos operadores del sistema en lo relativo a los ficheros intercambiados entre ellos, y publicado por los operadores del sistema.

El operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema, con la confidencialidad correspondiente, la siguiente información:

57.4.2.1 Mercado diario.

– Programa Diario Base de Casación (PDBC). Este fichero contiene el programa resultante de la casación del mercado diario. Esta información será puesta a disposición de los operadores del sistema en el momento de publicación de los resultados provisionales de la casación.

– Precios marginales del mercado diario. Esta información será puesta a disposición de los operadores del sistema en el momento de publicación de los resultados provisionales de la casación.

– Flujos en las interconexiones internacionales. Esta información será puesta a disposición de los operadores del sistema en el momento de publicación de los resultados provisionales de la casación.

– Ofertas del mercado diario. Este fichero contiene todas las ofertas válidas que han entrado en el proceso de casación. Esta información será puesta a disposición de los operadores del sistema una vez confirmado el Programa Diario Base de Casación (PDBC) por OMIE y por los operadores del mercado acoplados al mercado ibérico en la ejecución de la casación.

– Orden de precedencia económica del mercado diario. Este fichero contiene la información relevante en cuanto a energías, precios e instantes de recepción de las ofertas casadas totalmente, casadas parcialmente y no casadas. Esta información será puesta a disposición de los operadores del sistema una vez confirmado el Programa Diario Base de Casación (PDBC) por OMIE y por los operadores del mercado acoplados al mercado ibérico en la ejecución de la casación.

57.4.2.2 Mercados intradiarios.

Para el mercado intradiario de subastas:

– Resultado incremental de la casación de cada mercado intradiario del Programa Intradiario Base de Casación Incremental (PIBCI). Este fichero contiene la información resultado incremental de la casación del mercado intradiario, respecto al Programa Diario Viable definitivo (PDVD) en el caso de la primera sesión o respecto al Programa Horario Final (PHF) de mercado anterior en el resto de sesiones.

– Precios marginales resultantes de cada sesión del mercado intradiario.

– Ofertas del mercado intradiario. Este fichero contiene todas las ofertas válidas que han entrado en el proceso de casación.

– Orden de precedencia económica de cada sesión del mercado intradiario. Este fichero contiene las ofertas casadas totalmente, casadas parcialmente y no casadas ordenadas según los criterios establecidos en la regla correspondiente.

Para el mercado intradiario continuo:

Como consecuencia de los procesos de aceptación, verificación de ofertas y del resultado de las transacciones del mercado intradiario continuo, el operador del mercado generará la siguiente información, la cual será puesta a disposición de los operadores del sistema según se describe:

– Programa Intradiario Base de Casación Incremental Continuo (PIBCIC).

Se generará como resultado de la negociación, en unidades de oferta y unidades porfolio, al cierre de cada uno de los contratos negociados en el mercado intradiario continuo inmediatamente después de su generación.

Dicho programa incremental contendrá por unidad de oferta y unidad porfolio, el programa neto resultado de las transacciones de compra y venta realizadas por dichas unidades en los periodos negociados en esa ronda en el mercado intradiario continuo, teniendo en cuenta las desagregaciones para el periodo que no volverá a ser negociado en el mercado intradiario.

En caso de que, para el periodo que no volverá a ser negociado en el mercado intradiario, no se haya desagregado en unidades de oferta toda la energía contenida en unidades porfolio, dichas unidades porfolio contendrán la diferencia entre la energía total asignada a la unidad porfolio y la desagregada correctamente en unidades de oferta.

La información contenida en el fichero PIBCIC tendrá carácter firme y definitivo.

57.4.2.3 Resultados de la liquidación.

– En cumplimiento del punto 1 del anexo del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico, el operador del mercado facilitará al operador del sistema el resultado de la liquidación del mercado diario e intradiario que éste le requiera para su consideración en la liquidación de la energía en el sistema eléctrico balear.

– En cumplimiento de los puntos 1 y 2 de la disposición adicional sexta del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, el operador del sistema español y el operador del mercado se intercambiarán la información necesaria para el cálculo unitario medio por unidad de energía del valor de cada concepto de los costes para el conjunto de consumidores del sistema eléctrico español.

– En cumplimiento del apartado 2.2.a) de la Resolución de 22 de mayo de 2018, del Departamento de Aduanas e Impuestos Especiales de la Agencia Estatal de Administración Tributaria, para la elaboración de las estadísticas de intercambios de bienes entre Estados miembros (Sistema Intrastat), el operador del mercado facilitará al operador del sistema el valor de las exportaciones e importaciones resultantes de los mercados gestionados por el operador del mercado que éste le requiera para su consideración la información a suministrar al Sistema Intrastat.

Regla 58.ª *Régimen de la operación en el mercado.*

Corresponde al OMI, Polo Español, SA (OMIE) como operador del mercado, la realización de todas las funciones necesarias para el eficaz desarrollo del mercado, en especial, del mercado diario y de los mercados intradiarios y de sus correspondientes liquidaciones y, en general, las que le asignan las disposiciones legales y reglamentarias sobre la materia.

El operador del mercado ejercerá sus funciones cumpliendo lo establecido en las disposiciones legales y reglamentarias que regulan el mercado. Además, en la operación del mercado, actuará de acuerdo con lo establecido en las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado, y con los sistemas de información y comunicación integrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

Los agentes del mercado actuarán en el mercado cumpliendo lo establecido en las disposiciones legales y reglamentarias, y de acuerdo con lo establecido en las presentes reglas, y en los sistemas de información y comunicación integrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado.

A los efectos del cumplimiento de lo establecido en estas Reglas de Funcionamiento del Mercado y, en especial, en esta regla, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado la documentación asociada al Sistema de Información del Operador del Mercado, a utilizar por estos, así como las modificaciones y nuevas versiones que se publiquen.

El operador del mercado no responderá de las consecuencias de las actuaciones en las que intervengan los agentes del mercado o terceros, ni de las derivadas de la aplicación de las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado y de los sistemas de información y comunicación integrados en el Sistema de Información del Operador del Mercado. Tampoco responderá el operador del mercado de consecuencias derivadas de circunstancias que se

encuentren fuera de su control directo, de los casos de fuerza mayor o de carácter fortuito, incluyendo aquellas consecuencias derivadas de actuaciones que, en su caso, el operador del mercado pudiera realizar tras su aparición a efectos de intentar mitigar o resolver tales casos, ni de las consecuencias indirectas de las actuaciones y operaciones desarrolladas en el mercado ni de los riesgos derivados del funcionamiento del mismo.

La habilitación del acceso a la plataforma de negociación del mercado intradiario continuo a través de una interfaz pública de mensajes, se hace a los únicos y exclusivos efectos de poner a disposición de los agentes un acceso mediante una herramienta desarrollada y gestionada por el agente solicitante de tal habilitación.

Tal habilitación no supone la asunción por el operador de mercado de ningún tipo de responsabilidad, incluyendo daños y perjuicios, directos o indirectos, independientemente de la previsibilidad de dichos daños y perjuicios, derivados del funcionamiento, uso, uso inapropiado o mal uso, manipulación, cambio, modificación o alteración, intencionado o no, de dicha herramienta por parte del agente, debiendo aceptar y cumplir el agente los Términos y Condiciones de dicha habilitación, fijados en cada momento por el operador del mercado.

58.1 Reclamaciones a los procesos del mercado, a las liquidaciones y a la facturación.

58.1.1 Notificaciones.

Cualesquiera notificaciones ajenas a la operación normal del mercado basada en el sistema de información, que deban hacerse por virtud de estas Reglas de Funcionamiento del Mercado, lo serán en la dirección de las partes que figura en el encabezamiento del correspondiente contrato de adhesión. No obstante, las partes podrán variar el lugar de recepción de las notificaciones por medio de la notificación que hagan a la otra con siete (7) días hábiles de antelación a que se produzca tal cambio.

Las notificaciones deberán hacerse por cualquier medio que deje constancia del contenido de la comunicación y de su recepción.

58.1.2 Presentación de reclamaciones al operador del mercado.

Los agentes del mercado podrán reclamar tanto el resultado de las validaciones como el resultado de los diferentes mercados, así como las liquidaciones, de conformidad a lo establecido en estas reglas en cada caso.

Las reclamaciones que presenten los agentes, integradas dentro de la secuencia de los procesos del operador del mercado, tendrán los efectos establecidos en las reglas correspondientes. Las demás reclamaciones serán igualmente contestadas por el operador del mercado, pero no tendrán los efectos anteriormente indicados.

El proceso de reclamaciones será el siguiente:

Las reclamaciones serán realizadas a través de la aplicación informática del sistema del operador del mercado destinada a esta función.

Las reclamaciones serán conocidas por todos los agentes, salvo aquellas que por su contenido de información sensible, el agente decida establecer como confidenciales. El agente reclamante en cualquier momento puede cambiar el grado de confidencialidad de una reclamación. El operador del mercado respetará el carácter de confidencialidad declarado en la reclamación, si bien puede solicitar que se justifique el mismo.

Adoptada por el operador del mercado la decisión procedente sobre las reclamaciones e informaciones recibidas de los agentes, continuará el proceso hasta su finalización, sin perjuicio de la reiteración de la reclamación por el agente interesado en momento posterior, con los efectos que correspondan.

Los agentes tendrán en todo momento acceso a las reclamaciones efectuadas por ellos mismos y a las declaradas como no confidenciales por el resto de los agentes.

El Sistema de Información del Operador del Mercado indicará la fecha y hora de cada escritura sobre el texto de la reclamación, así como la identificación de quién la realizó.

El Sistema de Información del Operador del Mercado asegurará que ni el agente, ni el operador del mercado pueden alterar informaciones previamente introducidas en la reclamación.

El operador del mercado mantiene una vigilancia para la correcta participación de los agentes en el mercado. La utilización de estos mecanismos de control o vigilancia no implica exoneración por la realización de operaciones malas o indebidas por parte de los agentes.

58.2 Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes.

El operador del mercado publicará en el Sistema de Información del Operador del Mercado los siguientes horarios:

1. Recepción y registro de entrada de documentos de garantías y solicitudes.
2. Tramitación de las solicitudes de los agentes efectuados a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.
3. Hora máxima para la consideración del saldo neto acreedor en el balance de garantías a los efectos de la Regla de «Balance de garantías».

Asimismo, publicará los plazos máximos de tramitación de las distintas solicitudes de las agentes efectuadas a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

Regla 59.ª *Entrada en vigor, duración y modificaciones de las reglas de funcionamiento del mercado.*

1. Las Reglas de Funcionamiento del Mercado entrarán en vigor en los términos establecidos en la correspondiente resolución administrativa y permanecerán vigentes con carácter indefinido sin perjuicio de las modificaciones a que se refiere esta regla, salvo que la ley o sus normas de desarrollo establezcan un término de duración para el mismo o dispongan su terminación.
2. El operador del mercado deberá proponer, de oficio o a instancia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aquellas modificaciones de las metodologías y condiciones vigentes que permitan un mejor funcionamiento de los mercados de producción de electricidad, así como su adecuación a la normativa comunitaria. Dichas modificaciones deberán seguir el procedimiento de tramitación previsto en el artículo 23 Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.
3. La adhesión de cada agente del mercado a las Reglas de Funcionamiento del Mercado lo es, también, a todas las modificaciones que puedan introducirse en las mismas en virtud de lo establecido en esta regla.
4. En todo caso, el operador del mercado podrá dictar las instrucciones que resulten necesarias por la mejor aplicación de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, que deberán cumplir los vendedores y compradores que participen en el mercado. En particular, el operador del mercado podrá elaborar guías de usuario para la eficaz utilización por los agentes del mercado de los sistemas informáticos que la normal operación del mercado requiera. También podrá hacer públicos, para general conocimiento, criterios prácticos o técnicos de aplicación de la regulación vigente.

Regla 60.ª *Legislación aplicable y solución de conflictos.*

Serán de aplicación a estas Reglas de Funcionamiento del Mercado la legislación española y comunitaria en vigor.

Los conflictos que puedan surgir en la aplicación de las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 12.1.b).2.º de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Las controversias, desacuerdos, reclamaciones y diferencias que puedan surgir en esta materia, que no deban ser objeto de conflicto de gestión económica y técnica, por su carácter indisponible y de orden público, respetando las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se someten, con renuncia a cualquier otro juez o tribunal que pudiera resultar competente, o al arbitraje de dicha comisión, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5.1.b) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o al arbitraje de derecho que se celebrará en la ciudad de Madrid por tres árbitros, de conformidad con las reglas de la UNCITRAL y con la Ley 60/2003, de 23 de diciembre, de Arbitraje y, por

consiguiente, con sometimiento expreso al laudo que se dicte. Las partes deberán ponerse de acuerdo sobre el sistema de arbitraje a seguir, es decir, si se acude a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o a los tres árbitros conforme a las reglas de la UNCITRAL para dicho proceso arbitral. En caso de que transcurridos seis meses no sea posible alcanzar dicho acuerdo, queda expedita la vía jurisdiccional para la parte interesada. Las partes acuerdan someter cualesquiera diferencias entre las mismas que, por imperativo legal, no puedan someterse a arbitraje, a los Juzgados y Tribunales de la ciudad de Madrid, con renuncia a cualquier otro juez o tribunal que pudiera resultar competente.

Regla adicional primera.

De conformidad con el artículo 13 del Reglamento (UE) 2016/679, General de Protección de Datos (en adelante «RGPD»), los datos de carácter personal proporcionados por los Agentes y los que los Agentes en cualquier momento faciliten, serán incorporados a un Registro de Actividades del tratamiento titularidad de OMI-Polo Español, SA, en su calidad de operador del mercado. El Agente en cualquier momento podrá modificar sus datos personales con el fin de que la información contenida en sus ficheros esté en todo momento actualizada y no contenga errores.

OMI-Polo Español, SA necesita tratar dichos datos para la ejecución del Contrato de Adhesión, por lo que el tratamiento de tales datos personales se considera legítimo de conformidad con el artículo 6.1.b) del RGPD. En particular, OMI-Polo Español, SA tratará estos datos personales para las siguientes finalidades: (i) el registro y seguimiento de los agentes de Mercado, asegurando las conexiones dentro del Mercado eléctrico (ii) el mantenimiento de niveles adecuados de seguridad en el tráfico comercial de la empresa.

Los datos serán conservados en todo caso mientras perdure la relación comercial con el Agente del mercado. En el momento en que termine, OMI-Polo Español, SA mantendrá dichos datos debidamente bloqueados con el único fin de atender las responsabilidades de cualquier índole que pudieran surgir durante un periodo de cinco años. Una vez prescriban tales responsabilidades, sus datos personales serán suprimidos. En caso de que el Agente proporcione datos de carácter personal referentes a personas distintas a las que efectúan una solicitud, el Agente garantiza que tales personas han consentido la entrega de sus datos a OMI-Polo Español, SA para tal objeto.

El Agente queda informado también de que, entre los citados datos personales, puede realizarse una grabación de seguridad de las conversaciones telefónicas de las personas físicas que en cada momento intervengan en representación del Agente. Por ello, el Agente también garantiza que tales personas le han consentido la entrega de sus datos a OMI-Polo Español, SA.

OMI-Polo Español, SA tratará sus datos personales de manera absolutamente confidencial. Asimismo, ha implantado medidas técnicas y organizativas adecuadas para garantizar la seguridad de sus datos personales y evitar su destrucción, pérdida, acceso ilícito o alteración ilícita. A la hora de determinar estas medidas, se han tenido en cuenta criterios como el alcance, el contexto y los fines del tratamiento; el estado de la técnica y los riesgos existentes.

Asimismo, el Agente presta su consentimiento para que los datos personales sean cedidos a las siguientes entidades, que los utilizarán para sus propios fines:

i. Red Eléctrica de España, SA (REE) con el fin del cumplimiento de sus funciones en su calidad de operador del sistema español.

ii. Redes Energeticas Nacionais, SA (REN) con el fin del cumplimiento de sus funciones en su calidad de operador del sistema portugués.

iii. Otros Operadores del Sistema o del Mercado con el fin del cumplimiento de sus respectivas funciones y de una óptima gestión de sus respectivos sistemas de información,

iv. A los reguladores competentes.

El Agente de Mercado podrá, en cualquier momento, ejercitar los derechos de acceso, rectificación, oposición, supresión, limitación, portabilidad y presentación de reclamaciones, ante OMI-Polo Español, SA.

Dichos derechos podrán ejercitarse mediante comunicación escrita dirigida a la sede de OMI-Polo Español, SA, sita en calle Alfonso XI, 6, 28014, Madrid, así como por correo

electrónico a: info@omie.es. En este sentido, deberá proporcionarse la siguiente información: nombre y apellidos del interesado, domicilio a efectos de notificaciones, fotocopia del Documento Nacional de Identidad, pasaporte o cualquier otro documento identificativo, y petición en que se concrete la solicitud. En caso de que tal solicitud no reúna los requisitos necesarios, OMI-Polo Español, SA podrá requerir su subsanación.

Si el Agente considera que su solicitud no ha sido atendida correctamente, podrá presentar una reclamación ante la autoridad de control en materia de protección de datos, la Agencia Española de Protección de Datos (http://www.agpd.es).

Regla final.

Aquellos agentes responsables de las instalaciones referidas en el artículo 2.1 del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, podrán solicitar la identificación de las unidades de oferta beneficiarias del ajuste ante el operador del mercado a partir del quinto día hábil a contar desde la entrada en vigor del mencionado real decreto-ley.

Los detalles de la puesta en funcionamiento de la aplicación del mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, serán previamente comunicados a todos los agentes.

ANEXO 1

Horarios

1. Horarios mercado intradiario de subastas

El mercado intradiario estará estructurado en dos formatos de contratación:

– Formato de subastas.
– Formato continuo.

El formato de subasta, estará estructurado a su vez en seis sesiones. Los horarios son los establecidos en las presentes Reglas de Funcionamiento del Mercado, con la siguiente distribución de horarios por sesión (CET):

Figura 1

	Sesión 1.ª	Sesión 2.ª	Sesión 3.ª	Sesión 4.º	Sesión 5.ª	Sesión 6.ª
APERTURA DE SESION.	14:00	17:00	21:00	01:00	04:00	09:00
CIERRE DE SESION.	15:00	17:50	21:50	01:50	04:50	09:50
CASACION Y PUBLICACION.	15:07	17:57	21:57	01:57	04:57	09:57
HORIZONTE DE PROGRAMACION (Periodos horarios).	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 Y 1-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

En el caso del cuarto mercado intradiario en el día de cambio de hora de primavera, la hora de apertura del mismo será las 00:00 en lugar de la 01:00.

En el caso de que lo dispuesto para la operación de los días de cambio de hora oficial (23 o 25 horas) resulte necesario ser modificado, será publicada una Instrucción con los detalles y la operativa de dichos cambios. Dicha Instrucción será debidamente comunicada a los agentes de mercado y operadores del sistema, teniendo en cuenta el acoplamiento europeo único de mercados.

2. Producto horario del mercado intradiario continuo

El producto horario tendrá duración de una hora. Estará generalmente compuesto por veinticuatro contratos, ó 23, ó 25 en los días de cambio de hora oficial, donde cada contrato se corresponde con cada uno de los periodos horarios del día al que dicho producto hace referencia.

En el caso de que lo dispuesto para la operación de los días de cambio de hora oficial (23 o 25 horas) resulte necesario ser modificado, será publicada una Instrucción con los detalles y la operativa de dichos cambios. Dicha Instrucción será debidamente comunicada a los agentes de mercado y operadores del sistema, teniendo en cuenta el acoplamiento europeo único de mercados.

La apertura de la negociación de todos los contratos del mercado intradiario continuo para el día siguiente (D+1), en las zonas de precio de España y Portugal se hará a partir de la finalización de la primera subasta del día en curso (D), siempre que el operador del sistema haya publicado el Programa Diario Viable Definitivo para el día siguiente (D+1) con anterioridad. En la Figura 2 se muestran por día, periodo y hora los contratos en negociación.

Figura 2

Horario						Subasta MIBEL	Mercado Continuo (XBID)	
Día	Ronda * del continuo	Periodo	Hora inicio de periodo	Hora fin de periodo	N.º subasta	Periodos de negociación incluidos en horizonte de la subasta	Periodos de negociación abiertos Producto horario	Periodos de negociación cerrados Producto horario
D	17	15	14:00	15:00	1	Recepción de ofertas para la subasta MI1 (Periodos 1-24 día D+1).	17-24 (D)	
D	18	16	15:00	15:10	1	Casación del MI1.	18-24 (D)	
D	18	16	15:10	16:00	-		18-24 (D) 1-24 (D+1)**	
D	19	17	16:00	17:00	-		19-24 (D) 1-24 (D+1)	
D	20	18	17:00	17:50	2	Recepción de ofertas para la subasta MI2 (Periodos 21-24 día D, 1-24 día D+1).	20-14 (D) 1-24 (D+1)	
D	20	18	17:50	18:00	2	Casación del MI2.	20 (D)	21-24 (D) 1-24 (D+1)
D	21	19	18:00	19:00	-		21-24 (D) 1-24 (D+1)	
D	22	20	19:00	20:00	-		22-24 (D) 1-24 (D+1)	
D	23	21	20:00	21:00	-		23-24 (D) 1-24 (D+1)	
D	24	22	21:00	21:50	3	Recepción de ofertas para la subasta MI3 (Periodos 1-24 día D+1).	24 (D) 1-24 (D+1)	

Horario						Subasta MIBEL	Mercado Continuo (XBID)	
Día	Ronda * del continuo	Periodo	Hora inicio de periodo	Hora fin de periodo	N.º subasta	Periodos de negociación incluidos en horizonte de la subasta	Periodos de negociación abiertos Producto horario	Periodos de negociación cerrados Producto horario
D	24	22	21:50	22:00	3	Casación del MI3.	24 (D)	1-24 (D+1)
D	1	23	22:00	23:00	-		1-24 (D+1)	
D	2	24	23:00	0:00	-		2-24 (D+1)	
D+1	3	1	0:00	1:00	-		3-24 (D)	
D+1	4	2	1:00	1:50	4	Recepción de ofertas para la subasta MI4 (Periodos 5-24 día D).	4-24 (D)	
D+1	4	2	1:50	2:00	4	Casación del MI4.	4 (D)	5-24 (D)
D+1	5	3	2:00	3:00	-		5-24 (D)	
D+1	6	4	3:00	4:00	-		6-24 (D)	
D+1	7	5	4:00	4:50	5	Recepción de ofertas para la subasta MI5 (Periodos 8-24 día D).	7-24 (D)	
D+1	7	5	4:50	5:00	5	Casación del MI5.	7 (D)	8-24 (D)
D+1	8	6	5:00	6:00	-		8-24 (D)	
D+1	9	7	6:00	7:00	-		9-24 (D)	
D+1	10	8	7:00	8:00	-		10-24 (D)	
D+1	11	9	8:00	9:00	-		11-24 (D)	
D+1	12	10	9:00	9:50	6	Recepción de ofertas para la subasta MI6 (Periodos 13-24 día D).	12-24 (D)	
D+1	12	10	9:50	10:00	6	Casación del MI6.	12(D)	13-24 (D)

Horario						Subasta MIBEL	Mercado Continuo (XBID)	
Día	Ronda * del continuo	Periodo	Hora inicio de periodo	Hora fin de periodo	N.º subasta	Periodos de negociación incluidos en horizonte de la subasta	Periodos de negociación abiertos PRODUCTO HORARIO	Periodos de negociación cerrados PRODUCTO HORARIO
D+1	13	11	10:00	11:00	-		13-24 (D)	
D+1	14	12	11:00	12:00	-		14-24 (D)	
D+1	15	13	12:00	13:00	-		15-24 (D)	
D+1	16	14	13:00	14:00	-		16-24 (D)	
D+1	17	15	14:00	15:00	1	Recepción de ofertas para la subasta MI1 (Periodos 1-24 día D+2).	17-24 (D)	
D+1	18	16	15:00	15:10	1	Casación del MI1.	18-24 (D)	
D+1	18	16	15:10	16:00	-		18-24 (D) 1-24 (D+1)**	
...	...	...	...	...	...	....		...

* Ronda del continuo: Periodo que se negocia por última vez en el mercado continuo.

** Los periodos 1-24 del D+1 se abren a negociación continua (*Gate Opening Time*) a las 15:00 del día D en curso.

3. Condiciones a la ejecución de ofertas en el mercado intradiario continuo

Las ofertas al mercado continuo podrán ser de Compra (BID) o Venta (ASK), con diferentes tipos de condiciones de ejecución o validez seleccionables por el agente.

Las ofertas de compra y venta en el mercado intradiario continuo se clasificarán según las diferentes condiciones de ejecución a las que estén sometidas.

Por defecto, las ofertas no tendrán seleccionada ninguna condición. En el caso de que un agente de mercado desee enviar una oferta con condiciones tendrá que indiciarlo en el momento de ofertar, rellenado los campos adecuados a tal efecto.

3.1 None (NON).

Las ofertas «None» tendrán de las siguientes características:

– Cantidad de producto a comprar o vender, así como el precio solicitado.
– Admitirán la posibilidad de casación inmediata o parcial.
– La cantidad no casada permanecerá en el Libro de Ofertas al precio incluido en la oferta.
– En cuanto a la validez temporal, serán válidas exclusivamente para el contrato al que hacen referencia, cancelándose en caso de que no sea casada en el cierre de dicho contrato.
– Una oferta o la oferta parcial que permanezca en el Libro de Ofertas tras una casación parcial, podrá ser modificada o cancelada mientras el contrato al que se presentó esté en un estado que permita el envío de ofertas (TRADE) para el mismo producto.

3.2 Immediate or cancel (IOC).

Las ofertas «Immediate or Cancel», tendrán las siguientes características:

– Incluirán únicamente la cantidad de producto a comprar o vender en un determinado contrato y precio solicitado.
– Casarán contra las ofertas más competitivas en sentido contrario existentes en el Libro de Ofertas, independientemente de su precio.
– El precio de la transacción será el de la(s) oferta(s) con las que case (preexistentes).
– Admitirán la posibilidad de casación parcial.
– La cantidad no casada será eliminada y no permanecerá en el Libro de Ofertas.
– Se ejecutarán en el momento de introducción, nunca permanecerán, por lo que, además, no hay posibilidad de ser modificadas o canceladas por el agente.

3.3 Fill or kill (FOK).

Las ofertas «Fill or Kill», tienen las siguientes características:

– Incluirán la cantidad de producto a comprar o vender en un determinado contrato, así como el precio solicitado.

– Casarán con las ofertas más competitivas en sentido contrario existentes en el Libro de Ofertas, en caso de que los precios sean aceptables.

– No admitirán la posibilidad de casación parcial, si la oferta no es casada en su totalidad, la oferta será eliminada de forma completa.

– Se ejecutarán en el momento de introducción, nunca permanecerán, por lo que, además, no hay posibilidad de ser modificadas o canceladas por el agente.

3.4 Iceberg.

Las ofertas «Iceberg», tendrán las siguientes características:

– Incluirán la cantidad total de producto a comprar o vender en un determinado contrato, la parte reducida de esa cantidad que el agente desea mostrar en el Libro de Ofertas, así como el precio solicitado.

– En el Libro de Ofertas únicamente se mostrarán al resto de agentes de mercado una parte reducida de la cantidad total y el precio solicitado.

– Al introducir una oferta «Iceberg» con un precio no competitivo, dicha oferta se incluirá en el Libro de Ofertas, mostrando la parte reducida de la cantidad total y el precio especificados. El agente que introdujo la oferta podrá ver, adicionalmente, la cantidad total de dicha oferta.

– Cuando la parte reducida visible de la oferta sea casada en su totalidad, se generará de forma automática una nueva oferta en el Libro de Ofertas, siendo la cantidad, la parte reducida de la cantidad total, y el precio, el especificado cuando se introdujo la oferta «Iceberg».

– Cuando se introduzca una oferta «Iceberg» con un precio competitivo, la cantidad a considerar será la cantidad total de la oferta «Iceberg», registrando una transacción por cada oferta contraria con la que case. Adicionalmente, si no casara la cantidad total, la cantidad visible que aparecerá en el Libro de Ofertas, será como máximo la parte reducida especificada al crear la oferta, aunque la cantidad casada no haya sido múltiplo de dicha parte reducida.

– Si, existiendo una oferta «Iceberg» en el Libro de Ofertas, llegara una oferta contraria con un precio competitivo y una cantidad superior a la cantidad visible de la oferta «Iceberg», se llevarán a cabo transacciones diferentes por cada instanciación de la oferta «Iceberg», cada una con su tiempo de creación. La cantidad visible de la oferta «Iceberg» en el Libro de Ofertas, será la cantidad que haya quedado sin casar tras la última instanciación.

– Adicionalmente a las validaciones recogidas en la Regla de »Validación de Ofertas» del mercado intradiario continuo, se comprobará que la parte reducida que se quiere mostrar de la oferta sea menor o igual que la cantidad total del producto ofertada.

– Admitirán la posibilidad de ser canceladas en los momentos en que se permite la cancelación de ofertas por la parte no casada.

3.4.1 Ofertas Iceberg con incremental de precio.

Opcionalmente, las órdenes «Iceberg» se podrán introducir con un incremental de precio. En caso de introducirse, cada nueva instanciación tendrá un nuevo precio, que será calculado como el precio de la instanciación anterior más el incremental de precio.

Las órdenes «Iceberg» de adquisición solo pueden introducirse con un incremental de precio negativo, mientras que las órdenes de venta sólo pueden introducirse con un incremental de precio positivo.

4. Condiciones a la validez de ofertas.

Las condiciones a la validez, en caso de ser especificadas, indican el horizonte temporal para el que la oferta de venta o adquisición presentada por un agente de mercado para un determinado contrato es válida.

4.1 Good-for-session (GFS).

Las ofertas marcadas con dicha restricción serán válidas hasta el cierre de la negociación del contrato al que se presentaron. Por defecto, todas las ofertas tendrán seleccionada esta restricción.

4.2 Good-till-date (GTD).

Dicha restricción, hará que la oferta presentada sea únicamente válida hasta un cierto momento establecido por el agente durante la creación de la oferta, dicho momento será siempre anterior al cierre de la negociación del contrato

5. Condiciones de las Cestas de Ofertas (*Basket Orders*).

Los agentes de mercado podrán seleccionar condiciones a la Cesta de Ofertas que afectarán a todas las ofertas dentro de la cesta.

5.1 None.

Las ofertas de la cesta se enviarán a la vez, al mismo o diferentes contratos, pero sin relación entre ellas. Unas podrán ser aceptadas y casadas y otras no, permaneciendo en el Libro de Ofertas si las condiciones de dicha oferta lo permiten.

5.2 Valid.

Las ofertas de la cesta se enviarán a la vez, al mismo o diferentes contratos, pero deberán ser todas aceptadas como válidas. Si alguna de las ofertas incluidas en la cesta es declarada no válida, no se tendrá en cuenta el resto puesto que serán todas rechazadas.

5.3 Linked orders.

Las órdenes de la cesta se enviarán a la vez, al mismo o diferentes contratos, pero la aceptación de una casación de una oferta para un contrato estará enlazada a la casación de las otras ofertas de la cesta en otros contratos, siendo casadas todas o ninguna de las ofertas enviadas. Como consecuencia, una cesta enlazada siempre incluirá la restricción a la ejecución FOK para cada una de las ofertas incluidas en la cesta.

6. Hora límite de aplicación de indisponibilidades y limitaciones para el mercado intradiario continuo.

La hora límite de aplicación de las indisponibilidades y limitaciones para el mercado intradiario continuo a efectos de validación de una oferta enviada en una ronda, será de cinco (5) minutos antes del inicio de la misma.

ANEXO 2

Límites de precios de las ofertas y umbrales de notificación y de precio

1. Límites de precio de oferta máximos y mínimos armonizados para el mercado diario.

De acuerdo al artículo 10 del Reglamento (UE) 2019/943 de 5 de junio de 2019 y teniendo en cuenta el anexo 1[(2)] de la decisión de ACER para el mercado diario, se establecen como límites máximos y mínimos de precio para el mercado diario en la zona MIBEL (España y Portugal), los siguientes valores iniciales:

– Límite de precio máximo de oferta: +3.000 EUR/MWh.
– Límite de precio mínimo de oferta: -500 EUR/MWh.

Estos límites de precio, serán actualizados conforme a la metodología anteriormente citada.

[(2)] *Annex 1. Harmonised maximum and minimum clearing prices for single day-ahead coupling in accordance with Article 41(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (CACM Regulation).*https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/ANNEXES-NEMOs-HMMCP-FOR-SINGLE-DAY-AHEAD-COUPLING-DECISION.aspx.

2. Umbrales de notificación de precio de oferta para el mercado diario.

Se establecen como umbrales de notificación de precio para las ofertas del mercado diario en la zona MIBEL (España y Portugal), los siguientes valores:

– Umbral de notificación de precio máximo para el mercado diario: +200 EUR/MWh.
– Umbral de notificación de precio mínimo para el mercado diario: -20 EUR/MWh.

Estos umbrales de notificación, podrán ser modificados por el operador del mercado mediante instrucción, previa comunicación a la CNMC.

3. Límites de precio de oferta máximos y mínimos armonizados para el mercado intradiario de subastas y mercado intradiario continuo.

De acuerdo al artículo 10 del Reglamento (UE) 2019/943 de 5 de junio de 2019 y teniendo en cuenta el anexo 1[3] de la de la decisión de ACER para el mercado intradiario, se establecen como límites máximos y mínimos de precio para los mercados intradiarios en la zona MIBEL (España y Portugal), los siguientes valores iniciales:

– Límite de precio máximo de oferta: +9.999 EUR/MWh.
– Límite de precio mínimo de oferta: -9.999 EUR/MWh.

Estos límites de precio, serán actualizados conforme a la metodología anteriormente citada.

---

[3] *Annex 1. Harmonised maximum and minimum clearing prices for single intraday coupling in accordance with Article 54(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (CACM Regulation).* https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/ANNEXES-NEMOs-HMMCP-FOR-SINGLE-INTRADAY-COUPLING-DECISION.aspx.

4. Umbrales de notificación de precio de oferta para el mercado intradiario de subastas y mercado intradiario continuo.

Se establecen como umbrales de notificación de precio para las ofertas del mercado intradiario en la zona MIBEL (España y Portugal), los siguientes valores:

– Umbral de notificación de precio máximo para el mercado intradiario de subastas: +200 EUR/MWh.
– Umbral de notificación de precio mínimo para el mercado intradiario de subastas: -20 EUR/MWh.
– Umbral de notificación de precio máximo para el mercado intradiario continuo: +1.500 EUR/MWh.
– Umbral de notificación de precio mínimo para el mercado intradiario continuo: -150 EUR/MWh.

Estos umbrales de notificación, podrán ser modificados por el operador del mercado mediante instrucción, previa comunicación a la CNMC.

5. Umbrales de precio definidos por los operadores de mercado para la realización de una Segunda Casación o «Second Auction».

Conforme a los procedimientos de operación a nivel europeo, si como resultado de la casación del mercado diario el precio de alguna hora en cualquiera de las zonas de precio del mercado ibérico (España o Portugal), está por encima o por debajo de los umbrales de precio establecidos en este capítulo para justificar la realización de la denominada a nivel europeo como Segunda Casación o «Second Auction», el operador del mercado ibérico informará a todos los agentes, mediante un mensaje en la web de agentes, de dicha situación y del lanzamiento de una Segunda Casación con acoplamiento europeo, o del inglés «Second Auction».

Los umbrales de precio armonizados a nivel europeo que inician el proceso de esta Segunda Casación o «Second Auction» y de aplicación en la zona española, son los siguientes:

– Umbral positivo: +1.500 EUR/MWh.
– Umbral negativo: -150 EUR/MWh.

Los umbrales de precio armonizados a nivel europeo que inician el proceso de esta Segunda Casación o «Second Auction» y de aplicación en la zona portuguesa, son los siguientes:

– Umbral positivo: +1.500 EUR/MWh.
– Umbral negativo: -150 EUR/MWh.

En caso de la realización de esta Segunda Casación, el operador del mercado ibérico abrirá un nuevo periodo extraordinario de recepción de ofertas a la correspondiente sesión del mercado diario durante el tiempo establecido en los procedimientos de operación a nivel europeo, y será comunicado a los agentes de mercado mediante un mensaje en el web de agentes.

Las ofertas insertadas como válidas de forma previa a este periodo extraordinario y que no sean modificadas ni canceladas durante el mismo, permanecerán válidas y sin cambios de cara a esta Segunda Casación. Aquellos agentes que decidan enviar nuevas ofertas durante este periodo, deberán tener en cuenta que los precios de las nuevas ofertas presentadas, deberán estar dentro de los umbrales de precio armonizados a nivel europeo para cada zona de precio MIBEL, en otro caso, serán rechazadas.

Posteriormente al cierre de recepción de ofertas, se realizará un segundo cálculo de la casación del mercado diario, cuyos resultados reemplazarán a los obtenidos en la primera casación.

El resultado de esta Segunda Casación se realizará dentro del acoplamiento de mercados único diario a nivel europeo y, por tanto, afectará a ambas zonas de precio MIBEL (España y Portugal).

Si como resultado de esta Segunda Casación o «Second Auction» se volviera a repetir la situación en que, para alguna hora de alguna de las zonas de precio, se superase de nuevo (por encima o por debajo) los umbrales de precio positivo o negativo definidos anteriormente, no se volverá a repetir la casación, considerándose como válidos estos segundos resultados.

En una situación previamente declarada de desacoplo parcial o total en el acoplamiento diario de mercados, no se realizará una segunda casación o «Second Auction» como la descrita en este apartado.

Las disposiciones de la presente Regla reflejan el contenido de los actuales procedimientos de operación a nivel europeo. En caso de modificación de dicho contenido prevalecerá siempre lo dispuesto en tales procedimientos de operación europeos hasta que se produzca la preceptiva actualización de los términos de este Anexo a efectos de recoger la correspondiente modificación. En el momento de que se produzca dicha modificación en los procedimientos de operación europeos, será comunicada a los agentes de mercado.

ANEXO 3

Contrato de adhesión a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad

De una parte OMI-Polo Español, SA (OMIE).

De otra parte el agente del mercado, que se identifica a continuación:

Identificación del Agente del Mercado.

1. Nombre o denominación social: ……
2. CIF: ……..
3. Domicilio: ……
4. Representación: D. ……, en representación de ……., en virtud de poderes y facultades que expresamente declara válidos, suficientes, vigentes y no revocados.
5. Carácter: (Titular de Unidades de Producción/Comercializador/Consumidor Directo en Mercado /Representante).
6. Relación de unidades de producción: (Solamente aplicable para titulares de unidades de producción).

EXPONEN

Las partes supradichas, al amparo de lo dispuesto en los artículos 28 y 29 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y del artículo 7.1.a) del Real Decreto 2019/1997, por el que se organiza y regula el Mercado de Producción de energía eléctrica acuerdan suscribir el siguiente contrato de adhesión con arreglo a las siguientes

CLÁUSULAS

Primera. *Objeto del contrato: Aceptación y adhesión a las reglas de funcionamiento del mercado.*

Es objeto del presente contrato la adhesión del Agente del Mercado referido anteriormente a las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

El Agente en el Mercado declara conocer y aceptar libre, irrevocable e incondicionalmente las Reglas de Funcionamiento del Mercado, así como todos sus términos y condiciones, se compromete a cumplirlas sin reservas, restricciones ni condicionamientos.

En particular, y sin perjuicio de las demás obligaciones que, en su caso, correspondan al Agente del Mercado conforme a lo establecido en la normativa aplicable, el Agente del Mercado declara conocer expresamente y se compromete al cumplimiento de lo establecido en materia de garantías que deben prestar quienes realicen adquisiciones de energía eléctrica y la ejecución de las mismas; las características de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica; el formato y los medios de comunicación de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica; la determinación del método de casación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica, todo ello en los Mercados diario e intradiarios; y la determinación del precio final de la energía eléctrica, su liquidación y pago, así como las correspondientes obligaciones administrativas y fiscales que se deriven de su participación en el Mercado.

Segunda. *Confidencialidad.*

El Agente del Mercado y el Operador del Mercado se obligan a observar confidencialidad respecto de aquellas informaciones que tengan tal carácter y a las que hayan podido tener acceso como consecuencia de su participación en el Mercado en los términos y con el alcance recogido en las correspondientes Reglas del Mercado.

Tercera. *Legislación y jurisdiccion aplicable.*

Serán de aplicación al presente contrato de adhesión las Leyes españolas. Las partes acuerdan someter cualesquiera diferencias entre las mismas a los Juzgados y Tribunales de la ciudad de Madrid, con renuncia a cualquier otro juez o tribunal que pudiera resultar competente.

Aceptación por OMI-Polo Español, SA (OMIE) de la adhesión del Agente del Mercado descrito en el encabezamiento de este documento al presente Contrato y a las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

OMI-Polo Español, SA (OMIE), domiciliado en la calle Alfonso, XI, n.º 6, 28014, Madrid, acepta la adhesión que formula el Agente del Mercado identificado en el encabezamiento de este documento a las Reglas de Funcionamiento del Mercado, en los términos y condiciones expresados en el presente contrato de adhesión.

....., de …… de 202…...

El Agente del Mercado OMI-Polo Español (OMIE)

§ 57

Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado

Ministerio de la Presidencia
«BOE» núm. 205, de 23 de agosto de 2014
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2014-8887

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, prevé que puedan existir singularidades en el desempeño de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares teniendo en cuenta las especificidades derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado. Asimismo, en su artículo 14, establece que el Gobierno podrá determinar un concepto retributivo adicional para cubrir la diferencia entre los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y los ingresos de dicha actividad de producción.

Por su parte, la disposición adicional decimoquinta de la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, sobre «Financiación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares», establece que desde el 1 de enero de 2014, los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

Este crédito presupuestario debe incluir la estimación de los extracostes a financiar del ejercicio así como, en su caso, el saldo resultante de la liquidación definitiva de la compensación presupuestaria correspondiente a ejercicios anteriores.

Para ello en la citada disposición adicional se establece la obligación de que reglamentariamente, con la participación de la Intervención General de la Administración del Estado, se determine un mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación de las mismas.

Mediante el presente real decreto se desarrolla este mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación.

Este real decreto ha sido elaborado de acuerdo con la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, e informado por la Intervención General de la Administración del Estado.

Asimismo, ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con lo prescrito en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En su virtud, a propuesta de los Ministros de Industria, Energía y Turismo y de Hacienda y Administraciones Públicas, previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 1 de agosto de 2014,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de este real decreto regular el mecanismo de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de las compensaciones presupuestarias derivadas del extracoste de la actividad de producción de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares por la parte financiada con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de cada ejercicio.

Artículo 2. *Aspectos básicos del modelo.*

1. El cálculo del extracoste de la actividad de producción realizada por una empresa eficiente y bien gestionada en los territorios no peninsulares, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los mismos, será el que resulte de aplicar la normativa vigente en cada momento por la que se regule la actividad de producción de energía eléctrica destinada al suministro de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, de conformidad con lo estipulado en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

2. Con la finalidad de facilitar la cuantificación de la estimación de los recursos presupuestarios y la liquidación del extracoste, así como el ejercicio de la función de control, a propuesta del órgano encargado de las liquidaciones, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará una guía metodológica para el cálculo del extracoste de la actividad de producción de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares conforme lo establecido en la normativa mencionada en el apartado anterior.

3. Con el objeto de facilitar la validación de las estimaciones del extracoste en la etapa de presupuestación, así como el ejercicio de la función de control en relación con la verificación del procedimiento aplicado y las liquidaciones practicadas, el órgano encargado de las liquidaciones elaborará una memoria acreditativa de los datos empleados, identificando el origen de los mismos y su fiabilidad, los procedimientos de verificación aplicados en su caso, así como los cálculos efectuados para la liquidación y cálculos del extracoste previsto en sus distintas etapas.

4. De conformidad con los procedimientos y criterios que se establecen en los artículos siguientes, la compensación por el extracoste de la actividad de producción de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares se consignará en una partida específica dentro del presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo destinada al órgano encargado de las liquidaciones, que la registrará en una cuenta diferenciada.

CAPÍTULO II

Estimación de las compensaciones presupuestarias de los sistemas aislados no peninsulares

Artículo 3. *Procedimiento para la determinación de la cuantía de las compensaciones presupuestarias de los sistemas aislados no peninsulares.*

1. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo realizará la previsión de la compensación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares que, conforme establece la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, será sufragada con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. Dicha previsión incluirá el cincuenta por ciento de los siguientes conceptos:

a) La previsión del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares en el ejercicio siguiente.

b) La desviación entre el extracoste en que efectivamente se ha incurrido en un ejercicio y la previsión que fue utilizada como base de la compensación entregada a cuenta correspondiente a ese ejercicio, cuantificado con carácter definitivo por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, todo ello correspondiente al primero de los ejercicios que se encuentren pendientes de liquidar definitivamente.

2. A estos efectos, el órgano encargado de las liquidaciones, sobre la base de la previsión facilitada por el operador del sistema, y de conformidad con la guía metodológica prevista en el artículo 2.2, remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una memoria en la que se documente la estimación de la cuantificación de la compensación calculada de acuerdo con los siguientes criterios:

a) La compensación prevista por el extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares en el ejercicio siguiente se realizará considerando las previsiones mensuales de liquidaciones del despacho de estos sistemas.

b) La desviación definitiva entre el extracoste en que efectivamente se ha incurrido en un ejercicio y la previsión que fue utilizada como base de la compensación entregada a cuenta correspondiente a ese ejercicio, cuantificado con carácter definitivo por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se apruebe la cuantía de los costes de generación y la compensación definitiva correspondiente al extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dichos ejercicios, todo ello correspondiente al primero de los ejercicios que se encuentren pendientes de liquidar definitivamente.

3. La información será remitida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo a la Dirección General de Presupuestos del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas antes del 15 de junio de cada ejercicio.

CAPÍTULO III

Procedimiento de liquidación y de tramitación de los expedientes de gasto de las compensaciones presupuestarias de los sistemas aislados no peninsulares

Artículo 4. *Mecanismo de reconocimiento y control de la cuantía de la compensación presupuestaria prevista para el ejercicio de acuerdo con lo establecido en el artículo 3 apartados 1.a) y 2.a).*

La cuantía consignada en los Presupuestos Generales del Estado para la compensación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares prevista para el ejercicio de acuerdo con lo establecido en el artículo 3 apartados 1.a) y 2.a) se ejecutará de acuerdo con lo siguiente:

a) El órgano encargado de las liquidaciones, en el plazo de 15 días desde la entrada en vigor de la Ley de Presupuestos Generales del Estado de cada año, desagregará mensualmente, de acuerdo con lo establecido en el artículo 3.2.a), la parte correspondiente

al extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares consignada en los Presupuestos Generales del Estado correspondiente al período comprendido entre el 1 de enero del ejercicio y el último día del año y la remitirá a la Secretaría de Estado de la Energía. A estos efectos, en el expediente se incorporará la memoria presentada para la estimación presupuestaria de los sobrecostes debidamente actualizada, poniendo de manifiesto la consistencia entre la previsión presupuestaria y la periodificación de las entregas a cuenta.

b) La Secretaría de Estado de Energía, con la información recibida a la que se refiere el párrafo anterior, iniciará el correspondiente expediente de gasto con cargo a los créditos establecidos al efecto en el Presupuesto del Estado. El importe desembolsado será ingresado en una cuenta diferenciada del órgano encargado de las liquidaciones, que abonará la compensación que corresponda a los sujetos, remitiéndoles la información de los cálculos realizados junto con la documentación que los soporte.

c) En relación con estas actuaciones será de aplicación el régimen de control previsto en la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria.

Artículo 5. *Mecanismo de reconocimiento y control de la cuantía de la compensacion presupuestaria prevista para el ejercicio de acuerdo con lo establecido en el artículo 3 apartados 1.b) y 2.b).*

1. Para proceder a la aprobación de la liquidación definitiva del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares se requerirá resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. El procedimiento a seguir para dictar la citada resolución será el siguiente:

a) Una vez obtenidas las medidas definitivas correspondientes a cada una de las liquidaciones horarias del despacho que a estos efectos lleva a cabo el operador del sistema, el órgano encargado de las liquidaciones elaborará una memoria con la propuesta de liquidación definitiva de conformidad con lo previsto en el artículo 3.2 b), que será remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas. La misma contemplará la determinación de la cuantía de la liquidación definitiva, ya sean a favor de los sujetos o de la Administración General del Estado.

A estos efectos, el órgano encargado de las liquidaciones podrá recabar tanto del operador del sistema como del resto de sujetos cuanta información sea precisa para la correcta verificación de los datos aportados.

b) La Dirección General de Política Energética y Minas, sobre la base de la memoria y propuesta de liquidación definitiva enviada por el órgano encargado de las liquidaciones, elaborará una propuesta de resolución y la remitirá junto con el expediente completo a la Oficina Nacional de Auditoría de la Intervención General de la Administración del Estado con la finalidad de que la liquidación definitiva sea objeto de auditoría pública, con el alcance que se determine en el correspondiente Plan de Auditorías.

c) Una vez informado de forma favorable por la Intervención General en los términos indicados en el apartado anterior la Dirección General de Política Energética y Minas dictará la resolución por la que se apruebe la cuantía de los costes de generación y la compensación definitiva correspondiente al extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares a que se refiere el artículo 3.2.b).

2. Emitida la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas y habilitados los créditos correspondientes en los Presupuestos Generales del Estado, la Secretaría de Estado de Energía iniciará el correspondiente expediente de gasto para su inmediata efectividad.

3. Los importes desembolsados por este concepto serán ingresados en una cuenta diferenciada del órgano encargado de las liquidaciones, que liquidará la compensación que corresponda a los sujetos que corresponda. En el caso de que las desviaciones definitivas de años anteriores cuantificadas resulten a favor del Estado serán liquidadas conjuntamente con la parte correspondiente al extracoste de la actividad de producción consignada en los Presupuestos Generales del Estado correspondiente al ejercicio presupuestario.

Disposición adicional única. *Primera aportación presupuestaria de 2014.*

1. En la primera aportación de la compensación de los sistemas aislados no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado para 2014 que se realice a partir de la entrada en vigor de este real decreto, se incluirá la cuantía acumulada de la compensación correspondiente a los meses que hayan transcurrido desde el 1 de enero de 2014 hasta dicha fecha.

2. A estos efectos, el órgano encargado de las liquidaciones remitirá a la Secretaría de Estado de Energía en el plazo máximo de 15 días desde la fecha de entrada en vigor del presente real decreto, la desagregación mensual por conceptos de la parte correspondiente al extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares consignada en los Presupuestos Generales del Estado para 2014 a que se refiere el artículo 4.a).

Disposición transitoria única. *Función de liquidación.*

De acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el órgano encargado de realizar las liquidaciones previstas en este real decreto será la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia hasta el momento en que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo asuma estas funciones.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas todas las normas de igual o inferior rango que se opongan a lo dispuesto en este real decreto.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª, 14.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, sobre la Hacienda General y las bases del régimen minero y energético.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 58

Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 183, de 1 de agosto de 2015
Última modificación: 25 de septiembre de 2024
Referencia: BOE-A-2015-8646

I

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, dispuso que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollaran en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (hoy sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares) serían objeto de una reglamentación singular, debido a las características específicas que presentan respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado.

A su vez la citada ley, con el fin de mantener precios equivalentes a los que resultan del sistema de ofertas peninsular, y teniendo en cuenta el mayor coste de generación previsible, derivado de la propia estructura de los sistemas aislados, estableció un mecanismo de compatibilidad económica, que garantizara el fin perseguido, evitando la discriminación a los consumidores, y comercializadores, sin perjudicar la eficiencia energética y económica de cada uno de los sistemas.

Por ello, se preceptuó que la actividad de producción de energía eléctrica, pudiera estar excluida del sistema de ofertas y ser retribuida tomando como referencia la estructura de precios del sistema peninsular a lo que se podría añadir un concepto retributivo adicional que tuviera en consideración todos los costes específicos de estos sistemas y los costes de esta actividad de producción de energía eléctrica que no pudieran ser sufragados con cargo a los ingresos obtenidos en dichos ámbitos territoriales.

Esta ley fue objeto de desarrollo principalmente por el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares así como por la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Con esta regulación se adaptaron sus principios a las peculiaridades de estos sistemas con el doble objetivo de garantizar el suministro de energía eléctrica y su calidad, para que se realizase al menor coste posible.

De esta forma y en relación con la generación, se creó un mecanismo de despacho de las unidades de producción por orden de mérito económico hasta cubrir la demanda prevista, teniendo en cuenta los niveles de seguridad y calidad establecidos. El operador del sistema

realiza el despacho económico de las unidades de producción en cada sistema, con base en los costes variables de las centrales de producción.

La referida normativa estableció los siguientes conceptos de coste variable: el coste variable de funcionamiento, el coste de arranque, el coste variable de operación y mantenimiento por funcionamiento, el coste de reserva caliente y el coste de la banda de regulación.

Como contrapartida al sistema de despacho económico y retribución de la generación, en el lado de la demanda se estableció un mecanismo de compatibilidad económica para los compradores de energía para evitar que se produjeran discriminaciones respecto a sus homólogos del sistema peninsular.

Adicionalmente a los costes variables de las centrales, utilizados para realizar el despacho, en la actividad de producción se previó también una retribución por otros conceptos de naturaleza fija, llamados en su día garantía de potencia. La garantía de potencia buscaba retribuir los costes de inversión y de operación y mantenimiento fijos, teniendo en cuenta el nivel específico de reserva que es necesario mantener en estos sistemas eléctricos y el sobrecoste de las tecnologías específicas utilizadas.

Asimismo la normativa específica de estos territorios desarrolló el procedimiento de liquidación de la energía contemplando las condiciones específicas del despacho económico de la generación y de la compra de la energía señaladas anteriormente.

II

Sin embargo, la falta de convergencia entre los ingresos y los costes de las actividades con retribución regulada en el sector eléctrico generó una deuda creciente del sistema eléctrico. En el seno de la reforma del sector eléctrico que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo está llevando a cabo para suprimir de manera definitiva los desajustes entre ingresos y costes, la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo encargó a la Comisión Nacional de Energía que elaborara un informe sobre medidas de ajuste regulatorio que se pudieran adoptar en los sectores energéticos. Fruto de ese encargo la citada Comisión realizó el informe sobre el sector energético español de 7 de marzo de 2012, donde se analizan, entre otras cuestiones, la evolución de la compensación por la actividad de generación en los territorios no peninsulares y se proponen una serie de medidas, que pasan por la revisión de la normativa en vigor.

La primera de las medidas adoptadas fue la aprobación del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, donde se establecen los criterios a tener en cuenta a la hora de determinar la retribución de la generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares así como un mandato al Gobierno para revisar el modelo retributivo de costes fijos y variables de las centrales de generación en estos sistemas eléctricos teniendo en cuenta dichos criterios.

En segundo lugar, y en esa misma línea el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, determinó que las revisiones normativas del modelo retributivo de las centrales de producción en estos sistemas que se desarrollen serían de aplicación desde el 1 de enero de 2012. A estos efectos, se adelantan algunas de estas modificaciones del modelo retributivo, incorporando las propuestas recogidas en el Informe de la Comisión Nacional de Energía sobre el sector energético español de fecha 7 de marzo de 2012, relativas a la eliminación de la retribución de los gastos de naturaleza recurrente, y a la revisión de la tasa de retribución financiera.

En tercer lugar, y debido a que la configuración de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares presentaba una serie de carencias que amenazaban la seguridad de suministro y dificultaban la reducción de los costes de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, se aprobó la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Finalmente, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que deroga la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, establece los mecanismos que deberán ser desarrollados en la reglamentación singular de dichos territorios no peninsulares. Como novedades con respecto a la ley anterior, en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se recoge expresamente por un lado que la reglamentación de desarrollo de la ley en estos territorios tendrá presente el fomento de energías renovables cuando sean técnicamente asumibles y supongan una reducción de costes del sistema; la aplicación de criterios técnicos y de mercado para el despacho de la energía hasta la integración de estos sistemas en el mercado peninsular cuando exista una interconexión con la península de capacidad comercial suficiente; establecerá incentivos económicos al operador del sistema para que, manteniendo la seguridad, se reduzca progresivamente el coste de generación; e incorporará señales de precios eficientes al consumidor para que pueda adaptar su consumo a la curva de carga de cada sistema.

Igualmente, en lo que se refiere al régimen retributivo de la actividad de producción, la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, determina que para el cálculo de la retribución de la actividad de producción en estos sistemas eléctricos con régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

Así, los parámetros de retribución de esta actividad se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años.

Estos parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo de cada periodo regulatorio de seis años. Si no se llevara a cabo esta revisión se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente. En la citada revisión podrá modificarse la tasa de retribución aplicable a dichas actividades que se fijará legalmente.

El concepto retributivo adicional se basará en los siguientes principios:

a) Se tendrán en consideración exclusivamente los extracostes específicos de estos sistemas eléctricos asociados a su ubicación territorial y, en su caso, a su carácter aislado.

b) Para la determinación de los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía eléctrica se considerará una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada.

c) Al efecto de permitir una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, la tasa de retribución financiera de la inversión neta reconocida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado.

III

El presente real decreto da cumplimiento al mandato establecido en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de abril, estableciendo el régimen económico de las instalaciones de producción en estos sistemas en virtud de lo previsto en el mismo y en el Real Decreto- ley 20/2012, de 13 de julio. Igualmente contempla el desarrollo de determinados aspectos de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, y de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Este real decreto establece el régimen administrativo de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares, especificando las competencias administrativas y procediendo a una reordenación de los procedimientos administrativos que afectan a las instalaciones de generación. Se diferencian claramente aquellos procedimientos relativos a la asignación del régimen económico o a la gestión del despacho de producción, de competencia estatal; de aquellos otros necesarios para su puesta en funcionamiento, en la mayoría de los casos de competencia autonómica.

Por otra parte, se determina el procedimiento de reconocimiento de los datos técnicos y económicos de las centrales, necesarios para el correcto desarrollo del despacho de producción. Asimismo se establece la regulación básica relativa a los procedimientos de

inscripción y, en su caso, cancelación en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, y se prevén determinados aspectos aplicables a los casos en que resulte competente la Administración General del Estado.

En los sistemas eléctricos aislados, especialmente vulnerables, se hace necesario distinguir entre instalaciones de producción gestionables de aquellas que no lo son, razón por la que en este real decreto se regula la actividad de producción de energía eléctrica y su retribución, distinguiendo entre aquellas instalaciones gestionables de aquellas que no lo son. Así pues, las nuevas instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW y aquellas que utilicen como energía primaria biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales ubicadas en los territorios no peninsulares serán programadas de forma análoga al resto de instalaciones térmicas, siendo a su vez, retribuidas como estas últimas, no percibiendo el régimen retributivo específico aplicable a las instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

De este modo se regulan los procedimientos para la asignación eficiente de los distintos regímenes económicos, en desarrollo de lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y de la Ley 17/2013, de 29 de octubre.

Asimismo se procede al establecimiento de mecanismos de control y de comprobación por parte de la Administración General del Estado de la subsistencia de las condiciones determinantes para la percepción del régimen económico, sin perjuicio de las competencias del resto de órganos afectados.

En esta línea, al objeto de garantizar el suministro de energía eléctrica, se establece un procedimiento que, dentro del libre ejercicio de la actividad de generación, permita la instalación de la potencia necesaria para el correcto suministro de energía, con lo niveles de calidad y de seguridad adecuados y al menor coste para el sistema eléctrico en su conjunto. Con este objetivo, se incluye la obligación al operador del sistema de realizar informes periódicos en los que se analice la cobertura de estos sistemas y se detecten posibles carencias de potencia instalada, según unos criterios que serán establecidos por el Gobierno.

Además, se desarrolla un procedimiento de concurrencia competitiva para la concesión de la resolución de compatibilidad prevista en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, que será concedida teniendo en cuenta las necesidades de potencia puestas de manifiesto por el operador del sistema, las características técnicas que sean más apropiadas para estos sistemas y la opción económicamente más ventajosa para el conjunto del sistema.

Asimismo, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se podrán establecer concursos para la instalación de nueva potencia adicional que reduzca los costes de generación en dicho sistema.

Este real decreto regula determinados aspectos de las instalaciones hidroeléctricas de bombeo. Estas instalaciones son elementos fundamentales para dotar a los sistemas eléctricos de capacidad de respuesta rápida y segura facilitando su adecuada gestión, asimismo mejoran la seguridad de suministro y favorecen la penetración de las energías renovables no gestionables, que por una parte tienen un menor impacto medioambiental y por otra provocan una reducción de costes en estos sistemas.

El Consejo de Ministros declarará qué instalaciones de bombeo tienen como finalidad principal la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares y que en virtud de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, serán de titularidad del operador del sistema de acuerdo con el procedimiento establecido en este real decreto.

Por otra parte, este real decreto contempla las características técnicas de las instalaciones y su modificación, que además de afectar a la correcta gestión del despacho de producción, influyen de modo significativo en el régimen retributivo adicional y serán previamente aprobadas, garantizándose así que subsisten las condiciones técnicas de las instalaciones a las que se les otorgó un determinado régimen económico. Los parámetros técnicos necesarios para el cálculo de la retribución por costes variables de las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo adicional, se obtendrán a partir de las pruebas de rendimiento de los grupos.

Asimismo, se desarrolla la metodología para el cálculo de la retribución que percibirán las instalaciones con derecho al régimen retributivo adicional, la cual incluirá tanto los

conceptos previstos en los párrafos a), b) y c) del artículo 14.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, como el concepto retributivo adicional.

Dicha retribución incluirá una retribución por coste fijo con una tasa de retribución similar al del resto de actividades de retribución regulada y una retribución por coste variable de generación que tiene en cuenta los costes de combustible, de operación y mantenimiento y los modos de funcionamiento de un grupo con un rendimiento medio, reforzando el concepto de instalación tipo de titularidad de una empresa eficiente y bien gestionada.

La principal novedad introducida por este real decreto es que, partiendo de los mismos informes técnicos que motivaron la normativa anterior, se cambia el enfoque dado al régimen retributivo adicional de la actividad de generación en estos sistemas, pasando de un modelo basado en el reconocimiento de los costes incurridos para el ejercicio de la actividad, a un modelo que prime la eficiencia tecnológica y de gestión e incentive la mejora continua de las instalaciones. Así, se establecen mecanismos para incentivar el mantenimiento de las centrales, la renovación de las centrales menos eficientes, bien mediante nuevas inversiones o bien siendo desplazadas por centrales nuevas, todo ello dentro un marco que tiene como finalidad retribuir de forma homogénea las actividades con retribución regulada y en el que el concepto retributivo adicional en estos territorios establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, tenga en consideración exclusivamente los extracostes específicos de estos sistemas asociados a su carácter aislado y a su no peninsularidad.

Se determinan unos periodos regulatorios de seis años de duración para la revisión de la retribución por costes fijos y por costes variables, así como para la revisión de la tasa de retribución para adaptarla al ciclo económico y a las tasas de retribución de actividades con un nivel de riesgo análogo. Los nuevos estándares de inversión que se definan tendrán además en cuenta los ahorros derivados de las economías de escala. En ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español y, del mismo modo, sólo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

Como ya se ha indicado, el nuevo modelo retributivo incentiva el mantenimiento y renovación de las centrales en funcionamiento, por ello se contempla expresamente que las inversiones de renovación y mejora de las centrales se reconocerán y retribuirán como el resto de inversiones.

Por un lado, se modifica la determinación de la retribución por costes variables de generación, en el que se seguirán teniendo en cuenta los conceptos de costes de combustible, de operación y mantenimiento, modos de funcionamiento del grupo y costes medioambientales pero teniendo en cuenta los costes de un grupo con un rendimiento medio y de titularidad de una empresa eficiente y bien gestionada, con el fin de incentivar la correcta gestión y mantenimiento de las instalaciones.

Por otro lado, se establecen unos mecanismos de control a través de los cuales se pueda comprobar que la retribución por costes fijos se destina al correcto mantenimiento de las centrales, para lo que el operador del sistema podrá dar órdenes de arranque a centrales que tengan un funcionamiento reducido para comprobar su efectiva disponibilidad. Asimismo, se condiciona la percepción del concepto por operación y mantenimiento fijos a unos valores mínimos de disponibilidad.

Además, se fija la obligación de autorización de la mezcla de combustible utilizada en las centrales de tal forma que se evite el incremento de los costes de generación en estos sistemas debidos a las modificaciones en la utilización de los combustibles no justificada por razones técnicas.

En efecto, los precios de los combustibles son una de las partidas más importantes de la retribución por costes variables de las centrales con repercusión en el extracoste de generación de estos sistemas con cargo a los costes de todo el sistema eléctrico. Así, se establece un mecanismo que permita el suministro de combustibles a todos los sujetos productores que quieran instalarse en los sistemas no peninsulares a un precio competitivo. Se opta por un mecanismo de subastas que se ajuste a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación que será desarrollado por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo. Transitoriamente se establece un precio del producto a partir de la cotización de los combustibles en mercados internacionales.

Con el objetivo de mejorar la eficiencia en la gestión de los sistemas eléctricos aislados y la detección de los puntos críticos en el suministro de energía con niveles de calidad y seguridad adecuados, se establecen tres fases en el despacho de producción, una en la que se cubra exclusivamente la demanda a partir de la información comunicada por los sujetos, una segunda fase en la que se tengan en cuenta los criterios de seguridad y previsiones de desvíos y una tercera fase en la que se incluyan las restricciones de la red.

Adicionalmente, se reconoce un incentivo al operador del sistema para que, manteniendo los niveles de calidad, se minimice el consumo de combustibles por energía generada.

Finalmente, se define el extracoste de la actividad de producción de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares como la diferencia entre los costes de generación de todas las centrales en estos sistemas independientemente de su tecnología o potencia y las cantidades percibidas en el despacho procedentes de la demanda.

El presente real decreto, en aplicación de la Ley 2/2015, de 30 de marzo, de desindexación de la economía española, suprime las actualizaciones existentes en el marco anterior a partir de índices generales de precios.

En lo relativo al reconocimiento de los costes de combustibles y emisiones, se mantiene el criterio vigente hasta la fecha de compensación de los mismos, modificando, tan solo, los índices de referencia aplicables. En todo caso, las actualizaciones a partir de estos índices se encuentran amparadas en la Ley 2/2015, de 30 de marzo, citada.

Las revisiones de los parámetros retributivos a que hace referencia el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, quedarán sometidas a los límites previstos en la Ley 2/2015, de 30 de marzo, y su normativa de desarrollo.

IV

Por otro lado, desde la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se ha puesto de manifiesto la necesidad de proceder a la modificación de determinados aspectos de carácter operativo, concretamente se modifica la disposición transitoria octava de dicho real decreto, en lo relativo el plazo de devolución de cantidades consecuencia de las liquidaciones que deban realizarse a las instalaciones de acuerdo a lo dispuesto en la disposición transitoria tercera 2 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Por otro lado, se determina que a las instalaciones de cogeneración de hasta 15 MW de potencia neta ubicadas en los territorios no peninsulares les será de aplicación el régimen retributivo específico regulado en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, al considerar que por su reducido tamaño, el servicio que pueden prestar a estos sistemas es limitado, y por tanto resulta más adecuada la aplicación de dicho régimen retributivo que el régimen retributivo adicional.

Finalmente, en línea con el desarrollo de la administración electrónica prevista en la Ley 11/2007, de 22 de junio, de acceso electrónico, de los ciudadanos a los Servicios Públicos y con el objetivo de agilizar y simplificar a los ciudadanos y empresas la tramitación de determinados procedimientos administrativos regulados en la normativa sectorial se procede a establecer la obligación de su tramitación electrónica.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2 a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, lo dispuesto en el presente real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. El trámite de audiencia de este real decreto ha sido evacuado mediante consulta a los representantes en el Consejo Consultivo de Electricidad, de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria décima de la citada Ley 3/2013, de 4 de junio.

El real decreto ha sido informado por las comunidades autónomas de Canarias y las Illes Balears y las ciudades de Ceuta y Melilla en cuanto que forman parte de su consejo consultivo.

Aconsejado por el Consejo de Estado en su dictamen núm. 381/2015 de 7 de mayo, se ha remitido el texto del proyecto a la Comisión Europea a los efectos de apreciar su conformidad con la política comunitaria. Por ello, y ateniendo al propio dictamen se incluye

una disposición adicional en el proyecto que condiciona la plena efectividad del régimen económico a la constatación de su conformidad con el ordenamiento comunitario.

Este texto se informó a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos en fecha 29 de julio.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, con la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 31 de julio de 2015,

DISPONGO:

TÍTULO I

Disposiciones Generales

Artículo 1. *Objeto.*

1. Este real decreto regula la actividad de producción de energía eléctrica destinada al suministro de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

2. Igualmente, constituye el objeto de este real decreto la regulación del régimen jurídico y económico de las instalaciones de bombeo que tengan como finalidad principal la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares.

3. Asimismo, constituye el objeto de este real decreto la regulación de la gestión económica y técnica de cada uno de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, de acuerdo con lo establecido en Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Este real decreto es de aplicación a todos los sujetos definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que ejerzan sus actividades en alguno de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

A los efectos de lo establecido en este real decreto se distinguen dos tipos de instalaciones:

a) Instalaciones categoría A. Dentro de esta categoría se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.

b) Instalaciones categoría B. Dentro de este grupo se incluyen las instalaciones de generación no incluidas en el párrafo anterior que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW.

Artículo 3. *Definición de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares.*

1. A los efectos de este real decreto se consideran territorios no peninsulares los de las comunidades autónomas de Canarias y las Illes Balears y los de las ciudades de Ceuta y Melilla.

2. Los sistemas eléctricos aislados de los cuatro territorios no peninsulares son los siguientes:

Canarias	Las Illes Balears	Ceuta	Melilla
Gran Canaria.	Mallorca-Menorca.	Ceuta.	Melilla.
Tenerife.	Ibiza-Formentera.		
Lanzarote-Fuerteventura.			
La Palma.			

Canarias	Las Illes Balears	Ceuta	Melilla
La Gomera.			
El Hierro.			

3. En aquellos casos en los que se produzca una unión mediante redes eléctricas de dos o más sistemas eléctricos aislados de tal manera que se permita la integración en un único sistema, por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se procederá a revisar la definición de los sistemas eléctricos aislados.

4. Los sistemas eléctricos aislados dejarán de considerarse como tales cuando estén efectivamente integrados con el sistema peninsular, es decir, cuando la capacidad de conexión con la península sea tal, que permita su incorporación en el mercado de producción peninsular y existan los mecanismos de mercado que permitan integrar su energía, hecho que deberá establecerse por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe del operador del sistema y del operador del mercado.

Artículo 4. *Planificación.*

A los efectos de la planificación definida en el artículo 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en estos sistemas eléctricos, la estimación de la potencia que deba ser instalada para cubrir la demanda en cada sistema eléctrico aislado será aquella que proporcione un valor mensual de probabilidad de déficit de cobertura de menos de un día en 10 años.

Del mismo modo, y sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 10.2.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se llevará a cabo una estimación de la potencia que deba ser instalada para cubrir la demanda prevista bajo criterios de seguridad de suministro, diversificación energética, mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente, identificando los diferentes tipos de tecnología que facilitarían el cumplimiento de los citados principios. En su caso, y en colaboración con el gestor del sistema gasista, se realizará una valoración conjunta de la penetración y utilización del gas natural. Asimismo y en todos los casos, se realizará un análisis coste-beneficio para el sistema de las opciones planteadas.

TÍTULO II

Organización y funcionamiento de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares

CAPÍTULO I

Despacho de Producción

Artículo 5. *Participantes y funcionamiento del despacho de producción.*

1. En cada uno de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, de acuerdo con lo establecido en el artículo 10 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se establece un despacho de producción, basado en criterios técnicos y de mercado que aplicará en estos sistemas hasta su integración, en su caso, en el mercado peninsular.

2. El despacho de producción y las liquidaciones relativas al mismo serán realizadas por el operador del sistema en los términos previstos en el título VI.

3. En el despacho de producción deberán participar todas las instalaciones de producción, los comercializadores y los consumidores directos que operen en estos sistemas.

Los representantes podrán actuar por cuenta de cualquier sujeto a los efectos de su participación en el despacho de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas de acuerdo con lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

4. Será condición necesaria para que las unidades de producción participen en el despacho de producción la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, sin

perjuicio de que las instalaciones de producción puedan ser programadas para la realización de las pruebas pertinentes desde la inscripción previa en dicho registro.

El régimen administrativo de la actividad de producción en estos sistemas se regula en el título III.

Los generadores obtendrán por su energía generada el régimen económico establecido en el capítulo II de este título.

5. Los comercializadores y consumidores directos para participar en el despacho de producción, deberán contar con la certificación del operador del sistema del cumplimiento de los requisitos técnicos para poder ser dado de alta en dicho despacho y cumplir con los procedimientos del sistema de liquidaciones y garantías de pago vigentes en estos sistemas.

La comercialización de la energía eléctrica se regirá por las disposiciones generales aplicables en el sistema eléctrico peninsular con las salvedades que se establecen en este real decreto y en la normativa sectorial-

6. Los comercializadores, los consumidores directos y los generadores para su consumo de servicios auxiliares cuando el saldo neto sea comprador en una hora adquirirán la energía al precio de adquisición de la demanda regulado en el presente real decreto. El precio de adquisición de la demanda se obtendrá a partir del precio peninsular afectado por un coeficiente que tenga en cuenta la variación de los costes de generación en cada hora.

CAPÍTULO II

Régimen económico de las instalaciones de producción de energía eléctrica

Artículo 6. *Régimen retributivo adicional.*

Las instalaciones categoría A podrán percibir el régimen retributivo adicional en los términos previstos en el título IV y de acuerdo a los procedimientos de otorgamiento del mismo contemplados en el capítulo IV de dicho título.

Sin perjuicio de las particularidades establecidas en el presente real decreto, los grupos a los que se haya otorgado el régimen retributivo adicional percibirán una retribución por costes fijos y una retribución por costes variables de generación.

Para la determinación del régimen retributivo adicional aplicable en cada caso, a cada grupo le será asignada una instalación tipo en función de sus características técnicas. Las instalaciones tipo son las establecidas en este real decreto u otra que pudieran establecerse por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

A cada instalación tipo le corresponderá un conjunto de parámetros retributivos que se calcularán por referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, que concreten el régimen retributivo adicional y permitan la aplicación del mismo a cada uno de los grupos generadores asociados a dicha instalación tipo.

El conjunto de parámetros técnicos y económicos de cada instalación tipo se determinará atendiendo a periodos regulatorios de seis años de duración y se utilizarán durante todo el periodo regulatorio.

Artículo 7. *Régimen económico de las instalaciones categoría B con derecho a percibir el régimen retributivo específico.*

1. Las instalaciones categoría B definidas en el artículo 2 que, de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, tengan reconocido un régimen retributivo específico, percibirán los siguientes conceptos:

a) El producto del precio horario de venta de la energía en el despacho del sistema aislado j, $Ph_{venta}(j)$, definido en el anexo I, multiplicado por la energía vendida en la hora h por el grupo generador, medida en barras de central.

b) El régimen retributivo específico establecido en el título IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

c) En su caso, las contraprestaciones económicas que se establezcan por su participación en los servicios de ajuste.

2. Los derechos de cobro de las instalaciones de producción obtenidos según lo indicado en este artículo se verán afectados por los costes de desvíos en los que incurran dichas instalaciones, así como por aquellos que pudieran establecerse, en los términos que se determinen por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Artículo 8. *Régimen económico de las instalaciones sin derecho a la percepción de régimen retributivo adicional o específico.*

1. Las instalaciones de generación ubicadas en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares a las que no se les haya reconocido el régimen retributivo adicional o el régimen retributivo específico, obtendrán por su energía generada medida en barras de central el precio horario de venta de la energía en el despacho del sistema aislado j, $Ph_{venta}(j)$, definido en el anexo I.

Asimismo percibirán dicho precio aquellas instalaciones que no tengan derecho a la percepción del régimen retributivo adicional o específico por haber superado su vida útil regulatoria o por haberle sido revocado dicho derecho.

2. Los derechos de cobro de las instalaciones de producción obtenidos según lo indicado en este artículo se verán afectados por las contraprestaciones que se establezcan por su participación en los servicios de ajuste, los costes de desvíos en los que incurran dichas instalaciones, y así como por aquellos que pudieran establecerse, en los términos que se determinen por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

3. Cuando un grupo llegue al final de su vida útil regulatoria y no le fuera concedido nuevamente el régimen retributivo adicional en los términos establecidos en los artículos 53 o 54, o cuando una instalación haya superado el periodo con derecho a régimen retributivo específico en los términos recogidos en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y el titular de la instalación no tuviera interés en operar la instalación percibiendo el régimen económico regulado en este artículo, este deberá comunicarlo a la Dirección General de Política Energética y Minas y al operador del sistema con un mes de antelación a la fecha de finalización de su régimen retributivo adicional o específico y declararse indisponible a efectos de participación en el despacho de producción desde la fecha de finalización de su régimen retributivo adicional o específico.

Todo ello sin perjuicio de la solicitud de cancelación de la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, que deberá presentarse una vez producido el cese de actividad y se tramitará de acuerdo con lo previsto en el artículo 17, y demás autorizaciones que pudieran resultar preceptivas.

TÍTULO III

Régimen administrativo de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares

Artículo 9. *Competencias administrativas.*

Corresponden a la Administración General del Estado, en los términos establecidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, las siguientes competencias:

a) La autorización administrativa para la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de producción y modificación de las existentes, así como para la transmisión, cierre temporal y cierre definitivo de las mismas, en los siguientes casos:

1.º) Instalaciones ubicadas en el mar territorial.

2.º) Instalaciones de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW eléctricos ubicadas en territorios cuyos sistemas eléctricos se encuentren efectivamente integrados con el sistema peninsular.

b) La inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y la modificación o cancelación de dichas inscripciones, de las instalaciones categoría A y de las instalaciones categoría B cuya competencia para otorgar la autorización administrativa corresponda a la Dirección General de Política Energética y Minas.

c) La toma de razón en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo de las inscripciones de las instalaciones categoría B no incluidas en el párrafo anterior, así como de sus modificaciones o cancelaciones.

d) El otorgamiento del régimen retributivo adicional regulado en el título IV, así como la verificación del cumplimiento por parte de los titulares de las instalaciones de las condiciones exigibles para tener derecho a su percepción y, en su caso, la revocación de dicho derecho.

e) Regular la organización y funcionamiento del despacho de producción de energía eléctrica, los términos en que se ha de desarrollar la gestión económica y técnica de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares y el sistema de liquidaciones y garantías de pago en estos sistemas.

Artículo 10. *Requisitos generales de autorización, inscripción y despacho.*

Las instalaciones de producción incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto, con independencia del régimen económico que les sea aplicable, deberán cumplir con lo establecido a continuación:

a) Obtener las autorizaciones administrativas para la puesta en funcionamiento, modificación, transmisión, cierre temporal y cierre definitivo que les sean de aplicación, cuyos procedimientos serán establecidos por la administración competente.

b) Una vez obtenida la autorización de explotación, deberán inscribirse en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en los términos definidos en este título.

c) Los titulares de las instalaciones deberán solicitar el reconocimiento de sus datos técnicos y, en su caso, económicos, que serán los utilizados en el despacho de producción, de acuerdo con lo previsto en los artículos 11,12 y 13.

Artículo 11. *Reconocimiento de los datos técnicos de las instalaciones de producción.*

1. Los datos técnicos de las instalaciones de producción indicados en este artículo serán aprobados por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, con carácter previo o simultáneo a la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y de acuerdo con el procedimiento previsto en el anexo II.1.

2. Los datos técnicos de las instalaciones categoría A que precisan de aprobación son los siguientes:

a) Potencia bruta y neta.

b) Mínimo técnico ordinario y extraordinario. Se entenderá por mínimo técnico ordinario y extraordinario el definido por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

c) Rampas de subida y bajada de potencia.

d) Tiempos de arranque.

e) En su caso, datos técnicos de despacho definidos en los artículos 62 y 63: A (i), B (i), C (i), A'(i) y B'(i).

Los datos técnicos de las centrales de cogeneración tendrán en cuenta su funcionamiento condicionado al proceso de calor asociado.

3. Los datos técnicos de las instalaciones de producción categoría B que precisan de aprobación serán la potencia bruta, neta y mínima.

Para estas instalaciones de producción, para las que no se hayan definido las pruebas de potencia neta, bruta y mínima en la normativa específica, se tomará como valor de la potencia neta la potencia instalada definida en el artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, o en su caso, en la disposición transitoria primera.5 de dicho real decreto, y no será necesaria la aprobación de la potencia bruta y mínima.

4. Por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se aprobará el procedimiento para la realización de la prueba de mínimo técnico ordinario y extraordinario de las instalaciones categoría A en los territorios no peninsulares. La citada resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

Artículo 12. *Reconocimiento de los datos económicos y mezclas de combustible.*

1. Los datos económicos de despacho y las mezclas de combustibles definidos en el anexo II.2 de las instalaciones de producción categoría A serán aprobados por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, con carácter previo o simultáneo a la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

2. A estos efectos, con carácter previo o simultáneo a la presentación de la solicitud de inscripción definitiva en el registro, los titulares de las instalaciones categoría A deberán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas el reconocimiento de los datos económicos de despacho en los términos definidos en el anexo II.2, presentando una propuesta de los valores que deben tomar dichos datos basándose en las características de la instalación.

Artículo 13. *Modificación y revisión de los datos técnicos y económicos.*

1. La modificación de los datos técnicos y económicos definidos en los artículos 11 y 12 deberá previamente ser autorizada por la Dirección General de Política Energética y Minas. La resolución de modificación se comunicará al interesado, a la Comunidad Autónoma afectada y al operador del sistema e implicará su modificación en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

La modificación de los datos técnicos requerirá la realización de las pruebas correspondientes. A estos efectos, los titulares deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas los resultados de las citadas pruebas.

2. Los datos técnicos y económicos de despacho (A (i), B (i), C (i), A'(i) y B'(i), D(i) y $O\&M_{VDi)}$ serán revisados de acuerdo a lo establecido en el anexo III.1.

Artículo 14. *Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.*

1. En los territorios no peninsulares, se inscribirán de manera independiente en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica cada uno de los grupos generadores que conformen una central de producción.

2. En lo no contemplado en este real decreto serán de aplicación los capítulos I y II del Título VIII del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, y el capítulo II del título V del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Artículo 15. *Inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares.*

1. Todas las instalaciones de producción de energía eléctrica, una vez que hayan obtenido la autorización de explotación, deberán solicitar su inscripción, con carácter previo, en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

2. La inscripción previa en el registro será condición necesaria para poder realizar las pruebas de potencia bruta, neta, de mínimo técnico y de rendimiento de la central.

3. La formalización de la inscripción previa en el registro incluirá una anotación al margen que indique su pertenencia a un territorio no peninsular y deberá ser notificada al interesado y comunicada al operador del sistema y, en su caso, al órgano competente para autorizar la instalación.

Artículo 16. *Inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.*

1. Para la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, los titulares de instalaciones que deseen operar en el despacho de producción de los territorios no peninsulares deberán presentar, adicionalmente de lo previsto en la normativa citada en el artículo 14.2, una certificación emitida por el operador del sistema de cumplimiento de los requisitos técnicos para poder ser dado de alta

en el despacho y de cumplimiento con los procedimientos de liquidaciones y garantías de pago que rigen en estos sistemas. A estos efectos no se requerirá que su titular adquiera la condición de sujeto del mercado.

2. Será requisito imprescindible para la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción correspondiente, con independencia del órgano que resulte competente, que, con carácter previo a la misma, se hayan aprobado los datos técnicos y, en su caso, económicos de conformidad con lo dispuesto en este real decreto.

La resolución de inscripción definitiva ordenará la anotación en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de los datos técnicos y, en su caso, económicos de despacho y las mezclas de combustibles aprobadas que correspondan e incluirá una anotación al margen que indique su pertenencia a un territorio no peninsular.

3. La inscripción definitiva en el registro deberá ser notificada al interesado y comunicada al operador del sistema y, en su caso, al órgano competente para autorizar la instalación.

Artículo 17. *Cancelación de la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.*

1. La cancelación de la inscripción definitiva podrá producirse a instancia del interesado o de oficio. En este último caso, será precisa la instrucción de un procedimiento con audiencia al interesado.

2. En los casos en que resulte competente la Dirección General de Política Energética y Minas, el plazo máximo para resolver este procedimiento y notificar su resolución será de seis meses. Durante la instrucción del procedimiento se solicitará informe al operador del sistema y a la comunidad autónoma o ciudad autónoma afectada.

Asimismo, se dará traslado de la cancelación de la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo a la comunidad autónoma o ciudad autónoma correspondiente a los efectos oportunos.

3. Serán causas de cancelación de la inscripción definitiva el cese de la actividad como instalación de producción y la revocación por el órgano competente de la autorización de la instalación, de acuerdo con la normativa aplicable. A estos efectos, el titular de la instalación deberá solicitar la cancelación en el registro en el plazo de un mes desde que se produzca el hecho que la motive.

Asimismo, será causa de cancelación de la inscripción definitiva la falta de comunicación de haber solucionado las causas que motivaron el incumplimiento de una orden de arranque en los términos previstos en el artículo 30.4.

4. No se podrá producir la cancelación de la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de aquellas instalaciones que se consideren imprescindibles para garantizar el suministro en un sistema eléctrico aislado, hecho que deberá haber sido indicado por el operador del sistema en el informe establecido en el apartado 2.

TÍTULO IV

Régimen retributivo adicional para las instalaciones categoría A

CAPÍTULO I

Definición del régimen retributivo adicional

Artículo 18. *Definición del régimen retributivo adicional.*

1. El régimen retributivo adicional regulado en este título constituye la retribución por inversión y por explotación de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y será de aplicación a todas las instalaciones categoría A que tengan reconocido dicho régimen.

2. El régimen retributivo adicional de cada grupo generador aplicable a las instalaciones categoría A estará compuesto por la suma de la retribución por costes fijos y la retribución

por costes variables de generación definidas en los artículo 22 y 31, respectivamente, sin perjuicio de las limitaciones establecidas en el artículo 52.3 y de lo previsto en los siguientes apartados.

3. El régimen retributivo adicional de los grupos que hubieran sido adjudicatarios de un concurso de nueva capacidad de acuerdo con lo previsto en los artículos 55 y 56, será el que resulte de dicho concurso.

4. Se podrá otorgar un régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones realizadas en un grupo inscrito en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, vaya o no a finalizar su vida útil regulatoria. Este régimen retributivo será el definido en el artículo 19.

5. Asimismo, se podrá otorgar nuevamente un régimen retributivo adicional a los grupos que vayan a finalizar su vida útil regulatoria, aunque no realicen nuevas inversiones de acuerdo con lo previsto en el artículo 54. Este régimen retributivo será el definido en el artículo 20.

6. Cuando un sistema eléctrico pierda su carácter de aislado, el régimen retributivo adicional o específico que haya sido otorgado con posterioridad a la entrada en vigor de este real decreto a las instalaciones ubicadas en dicho sistema, pasará a ser el mismo que el establecido para las centrales ubicadas en el territorio peninsular. Las resoluciones de reconocimiento del régimen retributivo adicional que se dicten desde la entrada en vigor de este real decreto deberán recoger esta salvedad.

7. El operador del sistema calculará los valores de la retribución que corresponda percibir a cada instalación de acuerdo con lo dispuesto en este título.

Artículo 19. *Régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones.*

1. A los efectos de este real decreto, tendrán la consideración de nuevas inversiones, las inversiones por renovación, modificación o mejora del rendimiento de un grupo inscrito en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, vaya o no a finalizar su vida útil regulatoria. En ningún caso tendrán la consideración de nuevas inversiones aquellas asociadas a modificaciones que no precisen de la autorización administrativa previa establecida en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, ni aquellas cuya cuantía sea inferior al 5 por ciento del valor de la inversión reconocida al grupo sobre el que se realiza la nueva inversión.

Asimismo, tendrán la consideración de nuevas inversiones las inversiones en sistemas automáticos de control de generación necesarios para ofrecer el servicio de banda de regulación.

El procedimiento de otorgamiento del régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones será el establecido en el artículo 53.

2. El régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones que culminen con la inscripción de un nuevo grupo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica será el establecido en el presente título, como si de un grupo nuevo se tratara.

3. A los grupos que tengan reconocido con carácter previo un régimen retributivo adicional y que realicen nuevas inversiones cuya vida útil regulatoria sea inferior a la anterior, se les podrá reconocer la retribución de acuerdo con lo establecido a continuación:

a) La retribución por costes variables de generación será la que resulte de aplicar el capítulo III de este título de acuerdo a la instalación tipo que le corresponda teniendo en cuenta la nueva inversión durante la vida útil regulatoria que tuvieran reconocida previamente.

b) La anualidad de la retribución por inversión se verá incrementada por la anualidad de la retribución de la nueva inversión durante la vida útil regulatoria de dicha nueva inversión. Asimismo, la retribución por costes fijos será la que resulte de aplicar el capítulo II con las particularidades establecidas en el anexo IV.5 durante la vida útil regulatoria que tuvieran reconocida previamente.

4. Los grupos a los que se les reconozca el régimen retributivo adicional por nuevas inversiones cuya vida útil regulatoria supere la anterior, percibirán la retribución por costes

variables de generación y la retribución por costes fijos establecida en el apartado anterior durante la vida útil regulatoria de la nueva inversión.

5. En aquellos casos en que los datos técnicos y económicos de despacho se vean modificados por la realización de una nueva inversión, éstos deberán ser autorizados de acuerdo con lo previsto en el presente real decreto.

Artículo 20. *Retribución de los grupos que les sea otorgado un régimen retributivo adicional tras la finalización de su vida útil regulatoria.*

Para los grupos de generación cuya vida útil regulatoria haya finalizado y se les haya otorgado nuevamente el régimen retributivo adicional sin realizar nuevas inversiones se estará a lo dispuesto a continuación:

1.º La vida útil regulatoria durante la cual el grupo tendrá derecho a percibir el régimen retributivo adicional será de 5 años.

2.º La anualidad de la retribución fija definida en el artículo 24 se compondrá exclusivamente del término de la retribución por costes fijos de operación y mantenimiento.

3.º La retribución por costes variables de generación será la que resulte de aplicar el capítulo III de este título.

El procedimiento de otorgamiento de un nuevo régimen retributivo adicional a los grupos que vayan a finalizar su vida útil regulatoria será el establecido en el artículo 54.

Artículo 21. *Establecimiento de parámetros técnicos y económicos para el cálculo del régimen retributivo adicional en cada periodo regulatorio.*

1. Los periodos regulatorios serán consecutivos y tendrán una duración de seis años.

Antes del 15 de julio del año anterior al del inicio de cada periodo regulatorio, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se establecerá el conjunto de parámetros técnicos y económicos de cada una de las instalaciones tipo que se utilizarán para el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante todo el periodo regulatorio siguiente.

A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, remitirá un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo antes del 15 de febrero del último año de cada periodo regulatorio. Dicho informe incluirá una propuesta del conjunto de parámetros de cada instalación tipo.

2. Las empresas titulares de los grupos deberán presentar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del 30 de abril de cada año los valores auditados de los costes incurridos en el año anterior de acuerdo con los criterios para la realización de auditorías de los grupos de generación en estos sistemas que hayan sido aprobados por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. La Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia podrán solicitar a los titulares de los grupos la información económica que pudiera ser necesaria para la revisión de los parámetros de las instalaciones tipo.

Para la revisión de los valores de los parámetros técnicos y económicos de liquidación utilizados para el cálculo de los componentes de la retribución por costes variables de generación se tendrá en cuenta lo indicado en los artículos 38 y 39.

3. Durante el periodo regulatorio no podrán ser revisados los parámetros técnicos y económicos que se relacionan a continuación. En todo caso, para que surtan efecto en el referido periodo regulatorio, conforme a lo dispuesto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la revisión se llevará a cabo antes del inicio del mismo.

Los parámetros técnicos y económicos que podrán ser revisados antes del inicio de cada periodo regulatorio son los siguientes:

a) Los valores unitarios de referencia y el coeficiente de corrección para el cálculo del valor estándar de la inversión definidos en el capítulo II de este título, aplicables a aquellos

grupos para los que no se haya dictado resolución de reconocimiento del régimen retributivo adicional.

b) Los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijo y los factores de corrección definidos en el capítulo II de este título.

c) Los valores de los parámetros técnicos de liquidación (a(i), b(i), c(i), a'(i) y b'(i)) y económicos de liquidación (O&MVLI y d) utilizados para el cálculo de los componentes de la retribución por costes variables de generación establecidos en el artículo 31.

4. La tasa de retribución financiera anual se revisará de acuerdo con lo establecido en el artículo 28 antes del inicio de cada periodo regulatorio.

CAPÍTULO II

Determinación de la Retribución por costes fijos

Artículo 22. *Retribución por costes fijos.*

La retribución por costes fijos de cada grupo de generación i se calculará para cada periodo anual n como el mínimo del término de anualidad de la retribución fija y la suma en cada hora de la retribución por coste horario fijo en esa hora afectada por la disponibilidad en esa hora del grupo, conforme a la expresión siguiente.

$$RCF_n(i) = min(CF_n(i), \sum_{h=Yi}^{h=Xi} P_{disponible}(i,h) * CF_n(i,h))$$

Siendo:

RCF_n (i): Retribución por costes fijos para el grupo i en el año n, expresada en euros.

CF_n (i): Anualidad de la retribución fija del grupo i, en el año n expresada en euros.

Pdisponible (i,h): Potencia disponible del grupo i en la hora h, expresada en MW.

CF_n (i, h): Retribución por coste horario fijo del grupo i en la hora h del año n, expresada en €/MW.

Xi= Nº de horas total del año, que tomará el valor de 8760 en año normal y 8784 en año bisiesto, excepto para el último año de vida útil regulatoria del grupo i

Para el último año de retribución por costes fijos del grupo i, Xi será el número total de horas comprendidas desde el día uno de enero de ese año hasta el día en el que finaliza la vida útil regulatoria de dicho grupo i.

Yi=1, excepto para el primer año de retribución por costes fijos del grupo i, que será el número total de horas comprendidas desde el día uno de enero de ese año hasta el día en el que se inicia la vida útil regulatoria de dicho grupo i.

Artículo 23. *Componentes de la retribución por costes fijos.*

1. La potencia disponible de cada grupo en cada hora expresada en MW (Pdisponible (i,h)) vendrá determinada por la diferencia entre la potencia neta del grupo i expresada en MW y la potencia indisponible del grupo i en dicha hora, expresada en MW. La potencia neta del grupo será la que conste en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. El valor de la potencia indisponible de cada grupo i en cada hora será establecida por el operador del sistema de acuerdo con lo previsto en la normativa de aplicación.

2. El valor de la retribución por coste horario fijo para cada grupo en una hora concreta de un año determinado se calculará de la siguiente forma:

$$CF_n(i,h) = \frac{CF_n(i)}{PN(i) \cdot Hi} festh$$

Donde:

CF_n (i,h): retribución por coste horario fijo del grupo i en la hora h del año n, expresado en €/MW

PN(i): potencia neta del grupo i en MW obtenida del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

CF_n (i): Anualidad de la retribución fija del grupo i, en el año n expresada en euros.

f est_h: Factor de estacionalidad horario para cada uno de los territorios no peninsulares y para cada periodo horario, punta, llano y valle, que tomará el valor establecido en el anexo V.

El operador del sistema controlará, mediante la aprobación de los planes de indisponibilidad programada, que no se produzca un exceso de revisiones programadas en un determinado período estacional.

Hi: Horas anuales de funcionamiento estándar del grupo i, teniendo en cuenta las horas anuales estándar de fallo y mantenimiento del grupo. Las horas anuales de funcionamiento estándar de cada grupo, en función de la tecnología y tamaño, serán los indicados en el anexo V.

La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del operador del sistema, podrá revisar los periodos de punta, valle y llano, los valores del factor de estacionalidad f est para cada uno de los bloques definidos en función de la evolución de las curvas de carga de cada sistema y de sus niveles de reserva de capacidad; así como las horas anuales de funcionamiento estándar de cada grupo, estableciendo diferentes valores en función de la tecnología, combustible y tamaño. Esta resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

Artículo 24. *Anualidad de la retribución fija.*

1. La anualidad de la retribución fija de cada grupo se calculará como suma de un término de retribución por inversión y de un término de retribución por costes fijos de operación y mantenimiento, conforme a la expresión siguiente:

$$CF_n\ (i) = CI_n\ (i) + OMF_n\ (i)$$

Donde:

CI_n (i): es la anualidad de la retribución por inversión de un grupo i, en el año n, expresada en euros.

OMF_n(i): es la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo, en el año n, del grupo i, expresada en euros, que se calculará de acuerdo con lo previsto en el artículo 29.

2. La anualidad de la retribución por inversión se compone de la retribución por amortización y la retribución financiera, y se calculará de acuerdo con la siguiente formula:

$$CI_n\ (i) = Ai_n + Ri_n$$

Donde:

Ai_n: Retribución por amortización de la inversión del grupo i en el año n, expresada en euros, que se calculará de acuerdo con lo previsto en el artículo 25.

Ri_n: Retribución financiera en el año n de la inversión del grupo i, expresada en euros, que se calculará de acuerdo con lo previsto en el artículo 27.

3. Por resolución del Director General de Política Energética y Minas se aprobará anualmente el valor de la anualidad de la retribución por inversión (CIn) correspondiente a cada una de las instalaciones categoría A que tengan reconocido el régimen retributivo adicional para ese año. Esta resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

Artículo 25. *Retribución por amortización de la inversión.*

1. La retribución por amortización de la inversión de cada grupo i en un año n, Ain, expresada en euros, se obtendrá a partir del valor de la inversión reconocida y de su vida útil, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Ain = \frac{\alpha in \cdot VIi}{VUi}$$

Donde:

a) αin, es el coeficiente que refleja el número de meses en el año n en los cuales el grupo i devenga retribución por amortización, que, vendrá determinado por la siguiente fórmula:

$$\alpha in = \frac{\alpha im}{12}$$

Siendo αim:

En el primer año: el conjunto de meses completos comprendidos entre el día en el que se inicia la vida útil regulatoria del grupo i y el 1 de enero del año siguiente al de la inscripción definitiva en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica.

En el último año de vida útil regulatoria del grupo su valor será igual al número de meses completos de ese año que restan hasta la finalización de la vida útil regulatoria dicho grupo.

En el resto de años αim es igual a 12.

b) Vli: valor de la inversión reconocida al grupo i, expresada en euros, definida en el artículo 26.

c) VUi: vida útil regulatoria del grupo i, expresada en años, que comenzará a computar desde el día uno del mes siguiente a la fecha de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Se considerará una vida útil regulatoria de 25 años para las instalaciones térmicas y equipos de instalaciones hidroeléctricas y de 65 años para la obra civil de instalaciones hidroeléctricas.

Artículo 26. *Cálculo del valor de la inversión reconocida.*

1. El valor de la inversión reconocida al grupo i, *Vli* expresada en euros será aprobado en la resolución de reconocimiento del régimen retributivo adicional de acuerdo con lo previsto en el artículo 57 y se calculará mediante su comparación con el valor estándar de la inversión, sin perjuicio de lo establecido en la disposición adicional segunda para el primer periodo regulatorio, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$VIi = VIi, auditada + \frac{1}{2}(VIi, estándar - VIi, auditada) - AYi$$

Donde:

a) $VI_{i,\ auditada}$: valor auditado de inversión del grupo i. No obstante lo anterior, se establece un tope al valor máximo de $VI_{i,\ auditada}$ que será el 125 por ciento del valor estándar de la inversión.

b) $VI_{i,\ estándar}$: valor estándar de la inversión del grupo i en el año de su puesta en servicio calculado multiplicando los valores unitarios de referencia en función de su tecnología y potencia, por la potencia neta del grupo que conste en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

c) AYi: valor de las ayudas públicas percibidas por el grupo i. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido.

2. En los supuestos en los que el valor auditado sea superior al estándar, de tal manera que

$$\left(\frac{VIi,auditada - VIi,estándar}{VIi,auditada}\right) > 0{,}1$$

se deberá aportar una auditoría técnica que justifique que los costes incurridos son superiores a los valores unitarios de referencia por sus especiales características..

Asimismo, en los casos en los que el valor de la inversión auditado sea inferior al valor de la inversión estándar, la expresión ($VI_{i,\ estándar} - VI_{i,\ auditada}$) podrá tomar como valor máximo el 25 por ciento de $VI_{i,\ auditada}$.

Los valores unitarios de referencia, expresados en €/MW serán aprobados por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, de acuerdo a lo establecido en el artículo 21 y deberán representar el valor medio de inversión en cada sistema eléctrico aislado de los territorios no peninsulares, desglosado en función de la tecnología y la potencia del grupo. Los valores unitarios de referencia estarán afectados por un coeficiente de corrección en aquellos supuestos en los que se instalen nuevos grupos de generación aprovechando infraestructuras existentes.

Para la determinación de los valores unitarios de referencia y para la obtención del valor auditado de inversión no se tendrán en cuenta aquellos impuestos indirectos que sean deducibles o recuperables conforme a la normativa fiscal vigente y aquellos tributos a los que se hace referencia en el artículo 16.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Asimismo, para la obtención del valor auditado de inversión, se descontarán las instalaciones financiadas y cedidas por terceros, así como los conceptos que no sean susceptibles de ser amortizados.

Artículo 27. *Retribución financiera de la inversión.*

1. La retribución financiera de la inversión de cada grupo i, Rin, expresada en euros, se calculará cada año n a partir del valor neto de la inversión y la tasa de retribución financiera, de acuerdo con lo siguiente:

a) Para todos los años de la vida útil del grupo con excepción del primer y último año:

$$R_{in} = VNI_{in} \bullet Trn$$

b) Para el primer y último año de la vida útil del grupo:

$$R_{in} = VNI_{in} \bullet [(1 + Trm)^{mes} - 1]$$

Siendo:

1.º VNIin: valor neto de la inversión del grupo i en el año n, expresada en euros, calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 2.

2.º Trn: tasa de retribución financiera del año n a aplicar al grupo durante el periodo regulatorio calculada de acuerdo a lo dispuesto en el apartado 3.

3.º Trm: tasa de retribución financiera mensual equivalente a la tasa de retribución financiera anual, que se calculará mediante la siguiente expresión:

$$Trm = e^{\frac{Ln\,(1+Trn)}{12}} - 1$$

4.º mes:

En el año 1 su valor será igual al número de meses completos comprendidos desde el inicio de la vida útil regulatoria del grupo i y el 1 de enero del año siguiente al de la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

En el último año de vida útil regulatoria de la central su valor será igual al número de meses completos de ese año que restan hasta la finalización de la vida útil regulatoria de la central.

2. El valor neto de la inversión del grupo i en el año n ($VNIi_n$) se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$VNIi_n = VIi - Aai_{n-1}$$

Donde:

VIi: valor de la inversión reconocida del grupo i, expresada en euros, aprobado en la resolución de reconocimiento del régimen retributivo adicional.

Aai_{n-1}: amortización acumulada hasta el año n-1 del grupo i, expresada en euros, calculada de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Aai_{n-1} = \sum_{x=0}^{n-1} Aix$$

Siendo Aix: retribución por amortización de la inversión del grupo i en el año x, expresada en euros.

3. La tasa de retribución financiera anual, Trn, se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones mensuales en el mercado secundario de las obligaciones del Estado a diez años de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio, incrementada en un diferencial que se calculará de acuerdo con lo previsto en el siguiente artículo y estará vigente durante todo el periodo regulatorio.

Artículo 28. *Revisión de la tasa de retribución financiera.*

1. La tasa de retribución financiera podrá modificarse antes del inicio de cada periodo regulatorio de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y según el procedimiento establecido en este artículo.

Para el cálculo del diferencial, antes del 1 de enero del último año del período regulatorio correspondiente, el Ministro de Industria, Energía y Turismo, elevará al Consejo de Ministros un anteproyecto de ley en el que se recogerá una propuesta del valor que tomará el diferencial en el periodo regulatorio siguiente.

Para fijar este valor, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá recabar informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que deberá emitirse antes del 1 de julio del penúltimo año del periodo regulatorio correspondiente, así como contratar los servicios de una entidad especializada.

Asimismo, y antes del 1 de marzo del penúltimo año del periodo regulatorio correspondiente, los interesados podrán remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo de forma detallada y motivada una propuesta que deberá incluir una cuantificación numérica del resultado de la misma con los datos conocidos en ese momento, indicando qué información es estimada o supuesta y cuál se deriva de datos reales auditados de la empresa proponente o del sector.

2. De acuerdo a lo previsto en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, para la determinación de la propuesta del valor que tomará el diferencial se atenderá a los siguientes criterios:

a) Retribución adecuada para una actividad de bajo riesgo considerando la situación financiera del sistema eléctrico y la situación cíclica de la economía española.

b) Coste de financiación de las empresas de producción de energía eléctrica de nuestro entorno con regímenes retributivos regulados, basados en el reconocimiento de una retribución financiera a la inversión y unos gastos operativos de empresas eficientes y bien gestionadas.

En ningún caso, la propuesta de variación de la tasa de retribución financiera empleada entre dos años consecutivos podrá ser superior en valor absoluto a 50 puntos básicos. En el caso de que resultara una variación superior, la propuesta de cambio del valor en la tasa de

retribución se efectuará en el número de años que resulte necesario a fin de no superar dicho límite.

Artículo 29. *Método de cálculo de la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo.*

1. La anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo de un grupo, OMFn(i), retribuirá los siguientes conceptos de costes operativos de la central que son independientes de la producción, soportados por una empresa eficiente y bien gestionada: los costes de personal, costes de mantenimiento y conservación, costes de seguros, alquileres, costes de naturaleza recurrente, inversiones por modificaciones no sustanciales de la central y otros gastos de explotación.

La anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo de un grupo, OMFn(i), se calculará, para cada grupo, como el producto de los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de la instalación tipo por la potencia neta de dicho grupo que conste en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y, en su caso, por los factores de corrección a aplicar en aquellos grupos que estén ubicados en la misma central de producción.

2. Los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de la instalación tipo, expresados en €/MW, y los factores de corrección serán aprobados, antes del inicio de cada periodo regulatorio de acuerdo a lo establecido en el artículo 21.

3. La anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo de los grupos que presenten indisponibilidades totales, tanto programadas como fortuitas, en un año superiores al 30 por ciento de las horas será nula para ese año.

A estos efectos, con anterioridad al 1 de febrero de cada año, el operador del sistema remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas un listado de los grupos que presenten dicho nivel de indisponibilidad. El Director General de Política Energética y Minas, previo trámite de audiencia, resolverá en la resolución por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional y la cuantía de los costes de generación de las instalaciones que tengan reconocido un régimen retributivo específico a la que hace referencia el artículo 72.3.e), los grupos cuya anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo sea nula al amparo de lo previsto en este apartado.

Artículo 30. *Órdenes de arranque.*

1. De acuerdo a lo establecido en la disposición adicional primera de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, el operador del sistema dará en cualquier momento y sin necesidad de preaviso instrucciones de arranque-parada a aquellas instalaciones de producción categoría A en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares que presenten un índice de funcionamiento reducido para comprobar su correcto funcionamiento.

2. Los criterios por los que se considera que un grupo tiene un índice de funcionamiento reducido deben ser aprobados por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas y publicados en el «Boletín Oficial del Estado». Asimismo, deben ser aprobadas por resolución de dicha Dirección General, en su caso, los grupos a los que el operador del sistema deba remitir estas instrucciones y el plazo en el que deben darse las mismas.

3. Ante una instrucción de arranque del operador del sistema el grupo deberá cumplir dicha instrucción con una desviación máxima del 10 por ciento respecto del dato técnico de tiempo de arranque que tuviera aprobado.

El grupo deberá, asimismo, mantener durante 24 horas adicionales una potencia equivalente de, al menos, el 60 por ciento de su potencia neta y durante al menos 1 hora, a instrucción del operador del sistema, el 100 por cien de su potencia neta. Tras la prueba, el operador del sistema deberá remitir un informe de cumplimiento a la Dirección General de Política Energética y Minas y a los órganos competentes de las comunidades autónomas y ciudades autónomas afectadas.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas declarará el incumplimiento de la instrucción de arranque, previa la tramitación de un procedimiento que garantizará, la audiencia al interesado. El plazo máximo para resolver este procedimiento y notificar su resolución será de un año. El incumplimiento de la instrucción de arranque conllevará la

supresión de la retribución por costes fijos durante un periodo mínimo de un año desde la notificación del incumplimiento de acuerdo con lo previsto a continuación.

En el caso de que el productor corrigiera las causas que motivaron su incumplimiento, deberá notificar este hecho a la Dirección General de Política Energética y Minas. Dicho grupo podrá percibir, en su caso, retribución por costes fijos, una vez transcurrido el plazo mínimo de un año de supresión, y previa comprobación del cumplimiento de las instrucciones de arranque-parada por parte del operador del sistema. La comisión de un segundo incumplimiento supondrá la pérdida definitiva del derecho al cobro de la retribución por costes fijos.

En el caso de que en el plazo máximo de un año a contar desde la notificación de la resolución de declaración del incumplimiento, el productor no haya solucionado las causas que motivaron el incumplimiento, el productor deberá solicitar la baja del grupo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en el plazo máximo de un mes a contar desde la finalización del citado plazo para solucionar las causas que motivaron el incumplimiento de la instrucción de arranque.

En el caso de que en el plazo máximo de un año a contar desde la notificación de la resolución de declaración del incumplimiento, el productor no notifique a la Dirección General de Política Energética y Minas que se han solucionado las causas que motivaron el incumplimiento y el productor no haya solicitado la baja en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en el plazo dado en el párrafo anterior, se procederá de oficio a cancelar la inscripción de la instalación en el registro administrativo de instalaciones de producción, previa incoación de un procedimiento que garantizará la audiencia al interesado.

Todo ello sin perjuicio de la concurrencia de las sanciones que pudieran corresponder de acuerdo a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

CAPÍTULO III

Metodología de determinación de la retribución por costes variables

Artículo 31. *Retribución por costes variables de generación.*

1. La retribución por costes variables de generación, expresada en euros, se calculará para cada uno de los grupos generadores que conformen una central de producción y estará compuesta por la suma de los siguientes componentes:

a) La retribución por combustible.

b) La retribución por costes variables no asociados al combustible, que incluye la retribución por costes variables de operación y mantenimiento de funcionamiento, la retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque y otros costes operativos de la central.

c) La retribución por costes de los derechos de emisión.

2. La retribución por combustible estará compuesta por la suma de los siguientes conceptos:

a) La retribución por costes variables de funcionamiento.

b) La retribución por costes de arranque asociados al combustible.

c) La retribución por costes de banda de regulación.

3. Las empresas titulares de las centrales deberán remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con copia al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en el primer trimestre del año posterior a la entrega del combustible, copia de las facturas correspondientes a los suministros, así como, copia de la totalidad de los contratos de aprovisionamiento de combustible correspondientes a los suministros del año incluyendo aquellos que estén firmados con otras empresas del mismo grupo empresarial. Esta información se presentará en formato electrónico que permita su tratamiento en hoja de cálculo.

4. **(Suprimido)**

5. Los parámetros utilizados para el cálculo de la retribución por costes variables de generación para cada grupo serán los establecidos para la instalación tipo que tengan asignada.

6. La retribución por costes variables de funcionamiento en los periodos en que el grupo haya funcionado como consecuencia de circunstancias ajenas al resultado del despacho económico realizado por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en el artículo 60.3, y que no vengan derivadas del cumplimiento de las obligaciones establecidas en la normativa estatal, se realizará valorando la energía cedida a la red al precio horario de venta de la energía en el sistema aislado j, Phventa (j), definido en el Anexo I.

7. Para la determinación de los parámetros de la retribución por costes variables de generación de las instalaciones tipo de cogeneración o residuos se tendrá en cuenta, según corresponda, lo siguiente:

a) Los ingresos estándares indirectamente procedentes de la producción de calor útil asociado, para las instalaciones de cogeneración.

b) Los ingresos o costes evitados estándares, para las instalaciones cuya fuente de energía primaria sean residuos.

La determinación de estos ingresos o costes evitados estándares se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Artículo 32. *Retribución por costes variables de funcionamiento.*

La retribución por costes variables de funcionamiento de cada grupo generador i es la asociada a los consumos de combustibles derivados del funcionamiento del grupo. Para un periodo determinado, se calculará como sumatorio de la retribución por costes variables de funcionamiento de dicho grupo en cada hora h de dicho periodo.

La retribución por costes variables de funcionamiento de cada grupo generador i en cada hora h del sistema eléctrico aislado j, CcombL(i,h,j), expresado en €, se calcularán de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CcombL(i,h,j) = [a(i) + b(i) * p(i,h,j) + c(i) * p^2(i,h,j)] * pr(i,h,j)$$

Siendo:

p(i,h,j): Potencia horaria en MW en barras de central en la hora h aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en estado de marcha.

a(i), b(i) y c(i): Parámetros técnicos de liquidación de la instalación tipo, expresados en th/h, th/h.MW y th/h.MW^2, respectivamente, que serán aprobados de acuerdo con lo establecido en el artículo 21.3.

pr(i,h,j): Precio medio de la termia de los combustibles utilizados en estado de marcha por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h, valorado en €/th PCI, calculado de acuerdo con lo indicado en el artículo 40.

Artículo 33. *Retribución por costes de arranque asociados al combustible.*

1. La retribución por costes de arranque asociados al combustible es la relativa al consumo de combustible en el proceso por el cual un grupo pasa de un estado de marcha en condiciones de carga mínima, a otro estado de marcha en las mismas condiciones, con un estado intermedio de paro.

2. La retribución por costes de arranque asociados al combustible se obtiene de multiplicar los valores unitarios de arranque de combustible de liquidación por el número de arranques del grupo, excluidos los arranques realizados por desacoplamiento debido a averías de los grupos.

Los valores unitarios de arranque de combustible de liquidación de un grupo i del sistema eléctrico aislado j, CarL(i,j), expresados en €/arranque, se calculan de acuerdo a la siguiente formulación:

$$CarL\ (i,j) = a'(i) * [1- \exp(-t/b'\ (i))] * prar\ (i,\ j)$$

Donde:

t: tiempo transcurrido desde la última parada, en horas. En aquellos casos en que dicho valor sea superior a 14 horas, se tomará un valor de t constante igual a 14 horas. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se podrá modificar este valor tope de 14 horas. Asimismo, por orden ministerial, se podrá establecer y modificar un valor tope diferente del general para distintas instalaciones tipo.

a'(i) y b'(i): Parámetros técnicos de liquidación de la instalación tipo, expresados en th y h, respectivamente, que serán aprobados para cada periodo regulatorio de acuerdo con lo establecido en el artículo 21.

prar(i,j): Precio medio de la termia de los combustibles utilizados en periodos de arranque parada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en ese arranque, valorado en €/th PCI, calculado de acuerdo con lo indicado en el artículo 40.

Artículo 34. *Retribución por costes de banda de regulación.*

1. La retribución por costes de banda de regulación en una hora se corresponde con el sobrecoste de explotación de un grupo generador por la banda de potencia a subir y a bajar asignada por el operador del sistema para la regulación del equilibrio entre generación y demanda.

2. La retribución por costes de banda de regulación en una hora CbrL(i,h,j), será el 1% de la retribución por costes variables de funcionamiento, CcombL(i,h,j), del grupo.

Artículo 35. *Retribución por costes variables de operación y mantenimiento.*

1. La retribución por costes variables de operación y mantenimiento de funcionamiento es la destinada a cubrir a los costes de materiales y de los trabajos realizados en relación con las revisiones programadas de cada grupo, que se realizan en función de sus horas de funcionamiento, teniendo en cuenta el régimen de funcionamiento y de acuerdo con los planes de mantenimiento de los mismos. Se incluyen en este concepto los consumos de fungibles y aditivos.

La retribución por costes variables de operación y mantenimiento de funcionamiento de un grupo, expresados en euros, se calculará para un periodo determinado como producto de la energía generada medida en barras de central en dicho periodo por los valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación de la instalación tipo.

Los valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación de la instalación tipo, O&MVLI, se expresarán en €/MWh, y serán, para cada periodo regulatorio, los aprobados de acuerdo con lo establecido en el artículo 21.

2. La retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque es la asociada al coste adicional de operación y mantenimiento derivado del arranque del grupo.

La retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque se obtiene de multiplicar el parámetro económico «d» por el número de arranques del grupo, excluidos los arranques realizados por desacoplamiento debido a averías de los grupos, siendo «d» el parámetro que refleja la retribución por costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque de la instalación tipo, valorado en euros.

El parámetro económico d de la instalación tipo será aprobado para cada periodo regulatorio de acuerdo con lo establecido en el artículo 21.

Artículo 36. *Retribución por otros costes operativos.*

La retribución por otros costes operativos incluye los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica resultantes de la aplicación de la normativa en vigor, los pagos para la financiación del operador del sistema y, en su caso, del mercado y del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

A estos efectos, los titulares de las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas junto con la solicitud de aprobación de la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación establecida en el artículo 72.3.c) los costes auditados en los que incurran los grupos por

estos conceptos. Estos costes adicionales serán reconocidos, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, en la resolución del Director General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación a la que hace referencia el artículo 72.3.e).

El Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, sólo se reconocerá una vez acreditado el pago del mismo mediante la presentación, en el supuesto de domiciliación bancaria, del documento de presentación de la autoliquidación y el justificante de pago bancario, y en el caso de adeudo en cuenta, del NRC facilitado por la entidad bancaria que consta en el documento de autoliquidación.

Artículo 37. *Retribución por costes de los derechos de emisión.*

1. La retribución por costes de los derechos de emisión de un grupo, expresado en euros, para un periodo determinado, se calculará como sumatorio de la retribución por costes de los derechos de emisión horario, C_{CO2Lh}.

2. La retribución por costes de los derechos de emisión horario en € es:

$$C_{CO2\,Lh} = p(i,h,j) * P_{CO2L} * fie * Cor_p * Cor_e$$

Siendo:

p(i,h,j): Potencia horaria en MW en barras de central en la hora h aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en estado de marcha.

P_{CO2L}: Precio de los derechos de emisión de liquidación, expresado en €/tCO_2. La Dirección General de Política Energética y Minas aprobará el precio de los derechos de emisión de liquidación, que se calculará anualmente como la media del precio diario de las subastas de dichos derechos en el mercado secundario de derechos de emisión de la plataforma Común celebradas en el año para el que se efectúa la liquidación.

fie: Factores de emisión (fie) establecidos en el apartado 4.a) del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012, aprobado por Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, o norma que lo sustituya.

Cor_p: Factor de correlación entre energía bruta, a la que están referidos los anteriores factores de emisión (fie), y la energía neta referenciada a barras de central, siendo estos valores de correlación los establecidos en el anexo XVII.

Cor_e: Factor de correlación entre los anteriores factores de emisión (fie) establecidos en el apartado 4.a) del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012, y los niveles de emisiones que registran los grupos de generación. Estos valores serán aprobados mediante orden ministerial.

3. Esta retribución no será de aplicación a las tecnologías no definidas en el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero vigente.

Artículo 38. *Revisión de parámetros técnicos de liquidación. Pruebas de rendimiento de las centrales.*

1. La revisión de parámetros técnicos de liquidación de la instalación tipo se realizará a partir del resultado de las pruebas de rendimiento correspondientes siguiendo el procedimiento establecido en el anexo III.2 y de acuerdo a lo establecido a continuación.

A estos efectos se tendrán en cuenta los resultados de las pruebas de rendimiento realizadas sobre los grupos cuyos informes de supervisión de las pruebas hayan sido remitidos a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia durante los 6 años anteriores al 30 de septiembre del penúltimo año del periodo regulatorio.

La revisión de los parámetros técnicos de liquidación se realizará por tecnología y rango de potencia, es decir, se tomarán los resultados obtenidos de las pruebas de rendimiento de todos los grupos asignados a instalaciones tipo de igual tecnología y rango de potencia, con independencia del territorio no peninsular en el que estén ubicados. Los valores revisados de los parámetros técnicos de cada tecnología y rango de potencia serán aplicables a todas las instalaciones tipo de dicha tecnología y rango de potencia.

2. Los parámetros técnicos de liquidación se calcularán atendiendo a los siguientes principios, de acuerdo con la metodología establecida en el anexo III:

a) Los parámetros técnicos de la retribución por costes variables de funcionamiento, a, b y c, se calcularán a partir de los ensayos de consumo específico realizados a los distintos grupos de igual tecnología y rango de potencia y una curva de consumo específico estándar, de acuerdo con lo establecido en el anexo III.2.

b) Los parámetros técnicos de los valores unitarios de arranque de combustible, a' y b', se calcularán mediante el ajuste exponencial de la curva de coste en termias frente a tiempo de arranque, a partir de los ensayos de coste de arranque de los grupos de igual tecnología y rango de potencia.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrán solicitar al operador del sistema la información técnica necesaria para el cálculo de estos parámetros, obtenida de las pruebas de rendimiento y del funcionamiento ordinario de los grupos.

El operador del sistema realizará un seguimiento de los costes del despacho de producción, analizando las diferencias de los costes resultantes entre la aplicación de los parámetros técnicos de liquidación y los datos técnicos de despacho de las centrales.

4. Cualquier actuación tendente a la alteración o falseamiento del resultado de las pruebas de rendimiento por parte del titular de la instalación será, en su caso, sancionada de acuerdo con el régimen sancionador previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Artículo 39. *Revisión de parámetros económicos de liquidación.*

1. En la revisión de los parámetros económicos de liquidación se tendrán en cuenta los conceptos de coste indicados en este real decreto en los que incurriría una empresa eficiente y bien gestionada.

Los valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación, y el parámetro económico «d» de la retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque, se revisarán según lo establecido en el anexo III. 2 y teniendo en cuenta las auditorías de coste presentadas por las empresas titulares de las instalaciones de generación indicadas en el artículo 21.

2. Para la revisión de estos parámetros la Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrán solicitar al operador del sistema la información técnica necesaria obtenida tanto en las pruebas de rendimiento, como en el funcionamiento ordinario de los grupos.

Artículo 40. *Cálculo de los precios de combustible.*

1. El precio medio de la termia de los combustibles, pr(i,h,j), y el precio medio de la termia de los combustibles utilizados en periodos de arranque parada, prar(i,j), serán calculados, a partir del consumo de cada uno de los combustibles utilizados y de su poder calorífico, según lo indicado en el anexo VI.1.

La mezcla de combustible autorizadas por la Dirección General de Política Energética y Minas para el estado de funcionamiento normal y la mezcla de combustible para el arranque de cada uno de los grupos serán las que se reconozcan en el proceso de programación del despacho y de liquidación de la retribución por costes de generación de las centrales.

A estos efectos, los sujetos productores deberán declarar mensualmente al operador del sistema los combustibles almacenados, las adquisiciones y los consumos de combustible de cada grupo junto con los resultados de los análisis de comprobación de las especificaciones técnicas de cada partida de producto adquirida. Las desviaciones respecto a las mezclas aprobadas serán puestas en conocimiento de la Dirección General de Política Energética y Minas por parte del operador del sistema. A los efectos de la infracción muy grave tipificada en el artículo 64.38 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la utilización de un combustible distinto del autorizado será considerada como una manipulación tendente a alterar el precio de la energía eléctrica.

2. Excepcionalmente, en aquellos grupos para los que no sea posible determinar a priori una mezcla de combustible habitual, al utilizar combustibles procedentes de otros procesos

asociados o combustibles cuyas características técnicas no sean estándares, la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrá autorizar la utilización de una mezcla de combustible variable dentro de un rango. En este caso, el titular de la instalación deberá declarar al operador del sistema la mezcla de combustible que se prevea utilizar en cada hora, la cual será utilizada tanto a efectos de despacho como de liquidación.

3. Sin perjuicio de lo anterior, cuando un sujeto generador detecte la necesidad de utilizar, en cualquiera de sus unidades generadoras, un combustible o mezcla de combustibles distinta de las autorizadas para mantener el programa previsto de producción, lo pondrá en conocimiento del operador del sistema indicando las características del combustible o mezcla de combustible y la duración prevista del cambio. Excepcionalmente el operador del sistema podrá autorizar temporalmente el uso de un combustible o mezcla de combustible distinta de la autorizada de acuerdo a lo establecido en el anexo VI.2.

El operador del sistema deberá notificar anualmente a la Dirección General de Política Energética y Minas las autorizaciones de uso excepcional de combustible indicando las causas que motivaron el cambio de combustible o mezcla, las características técnicas del combustible o mezcla autorizada y la duración de la autorización.

4. En el caso de restricciones en la utilización de combustibles derivadas de normativa autonómica o local que supongan unos mayores costes de generación, el titular de la instalación de producción podrá establecer convenios u otros mecanismos con las Administraciones Autonómicas y locales para cubrir el sobrecoste ocasionado.

En caso contrario, el titular de la instalación de producción deberá comunicarlo al operador del sistema y declarar indisponible el grupo en todos los periodos en que se produzca este sobrecoste. El operador del sistema solo podrá programar estos grupos cuando resulte imprescindible para la garantía de suministro, reconociéndose, en este caso, el sobrecoste derivado.

5. Los componentes del precio de los combustibles fósiles a efectos de liquidación, prc (c,i,h,j), entre los que se incluirá la retribución por costes de logística, y la metodología para la determinación de dicho precio y su poder calorífico inferior pci(i,h,j), serán aprobados por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, teniendo en cuenta las diferentes tecnologías implantadas en cada sistema y la información remitida por los titulares de las instalaciones de producción correspondientes a las facturas del suministro de combustible.

Para la determinación del citado precio del combustible fósil se llevaran a cabo subastas de combustible.

El precio de combustible a utilizar a efectos de despacho será el que se establezca por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

6. El precio del combustible prc(c,i,h,j) a efectos de despacho y a efectos de liquidación, así como el poder calorífico inferior pci(i,h,j) de los combustibles de biomasa, biogás y residuos serán aprobados por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, teniendo en cuentas las diferentes tecnologías implantadas en cada sistema.

Artículo 41. *Procedimiento de subasta para el suministro de combustible fósil.*

1. El suministro de combustible fósil será objeto de un procedimiento de subasta en los términos y supuestos que se establezcan por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo. En todo caso, el procedimiento estará sometido a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación.

El mecanismo de subastas al que hace referencia este artículo deberá cumplir con los siguientes requisitos:

a) El objeto de las subastas será el suministro de combustible y la determinación de su precio.

b) Se realizarán subastas diferenciadas para cada uno de los tipos de combustible utilizados y para cada uno de los territorios no peninsulares.

c) Las empresas propietarias de las centrales de producción presentarán la propuesta de pliego de bases por el que habrá de regirse la convocatoria y del borrador de contrato que haya que suscribirse con el adjudicatario de los que serán responsables.

d) Se establecerá un precio de referencia del combustible a partir del cual se calculará el precio de salida para la realización de la subasta de combustible y que será el subsidiario para la fijación del precio de combustible en aquellos supuestos en los que no se pudiera fijar dicho precio mediante la subasta establecida en el presente artículo.

2. Los componentes del precio de referencia de cada uno de los combustibles utilizados y la metodología para su determinación serán aprobados por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, teniendo en cuenta las diferentes tecnologías implantadas en cada sistema y la información remitida por los titulares de las instalaciones de producción a los que hace referencia el artículo 31.

Asimismo, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se designará el gestor encargado de la tramitación y gestión de las subastas.

3. En los supuestos en los que la subasta quedara desierta los sujetos productores deberán proceder a la contratación particular del suministro. En estos casos el precio del combustible a retribuir será el precio de referencia del combustible a partir del cual se haya calculado el precio de salida para la realización de la subasta.

Artículo 42. *Excepciones de aplicación de la subasta para el suministro de combustible fósil.*

Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se podrán establecer excepciones a la adquisición de determinados combustibles mediante el mecanismo de subastas definido en el artículo anterior para aquellas instalaciones cuyo combustible no represente un volumen significativo para llevar a cabo dicho proceso. En estos supuestos el titular deberá presentar a la Secretaría de Estado de Energía al menos tres presupuestos de suministro de combustible, a partir de los cuales se determinará el suministro y el precio del combustible. En todo caso, el procedimiento de determinación del precio estará sometido a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación.

CAPÍTULO IV

Procedimientos relativos al otorgamiento y revocación del régimen retributivo adicional

Sección 1.ª Procedimientos aplicables y cobertura de la demanda

Artículo 43. *Procedimientos de otorgamiento del régimen retributivo adicional.*

1. El otorgamiento del régimen retributivo adicional se llevará a cabo mediante procedimientos de concurrencia competitiva.

2. Cuando sea necesaria la instalación de nueva potencia para cubrir un déficit de potencia en el largo plazo, se realizará una convocatoria de un procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad, que se realizará conforme a lo dispuesto en la sección 2.

Los grupos que obtengan resolución favorable de compatibilidad tendrán derecho a la percepción del régimen retributivo adicional, en los términos regulados en el presente título.

En este procedimiento podrán participar instalaciones nuevas e instalaciones inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica que, bien realicen nuevas inversiones, o bien, finalizando su vida útil regulatoria pretendan que les sea otorgado nuevamente el régimen retributivo adicional porque supongan un ahorro para el sistema sin realizar nuevas inversiones. Las solicitudes relativas a estos tres tipos de instalaciones se valorarán de forma conjunta.

3. Sin perjuicio de lo anterior, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se podrán convocar concursos para el otorgamiento del régimen retributivo adicional, con la finalidad de reducir los costes del sistema eléctrico conforme a lo dispuesto en la sección 3.

Artículo 44. *Informe anual de cobertura de la demanda.*

Conforme a lo previsto en el artículo 2.4 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, el operador del sistema remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y al organismo competente

en materia de energía de la comunidad autónoma o ciudad autónoma que corresponda, en la primera quincena del mes de enero de cada año, un informe anual de la cobertura de la demanda, que abarcará un horizonte temporal de 5 años desde el año siguiente al del informe.

En este informe, el operador del sistema determinará las potencias necesarias para garantizar la cobertura de la demanda, teniendo en cuenta las redes existentes y planificadas y la implantación prevista de instalaciones de generación y, en su caso de bombeos.

Para la elaboración de este informe, se seguirán los criterios previstos en el anexo VII.1.

Artículo 45. *Riesgos de cobertura de la demanda en el corto plazo.*

En aquellos casos en los que el operador del sistema detecte riesgos sobre la seguridad y continuidad de suministro en el horizonte anual, remitirá un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y al organismo competente en materia de energía de la comunidad autónoma o ciudad autónoma que corresponda, que ponga de manifiesto esta situación así como la propuesta concreta de equipos de generación necesarios. En estos casos se procederá de acuerdo a lo establecido en el artículo 59.

Para la elaboración del informe, se tendrá en cuenta la metodología prevista en el anexo VII.2.

Sección 2.ª Procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad

Artículo 46. *Convocatoria del procedimiento para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad.*

1. Cuando el operador del sistema ponga de manifiesto en su informe anual de cobertura la existencia de un riesgo de falta de cobertura en el horizonte del análisis, el Secretario de Estado de Energía convocará previo informe de las comunidades autónomas y ciudades autónomas afectadas, mediante resolución, un procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad para instalaciones de producción de energía eléctrica categoría A.

El informe solicitado a las comunidades autónomas y ciudades autónomas afectadas deberá ser evacuado en el plazo de 15 días desde la recepción de la solicitud.

En la resolución de la convocatoria el Secretario de Estado de Energía establecerá la potencia prevista adicional térmica y en su caso, de instalaciones hidroeléctricas no fluyentes que deba ser instalada para asegurar la cobertura de la demanda en cada uno de los sistemas eléctricos aislados para cada uno de los siguientes 5 años. Asimismo, en esta resolución se podrán dar señales de localización por nudos y se podrán establecer limitaciones técnicas relativas, entre otros aspectos, al tamaño y tecnología de los grupos.

Dicha resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

2. El procedimiento se desarrollará conforme a lo dispuesto en los artículos siguientes y será resuelto por la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. La resolución favorable de compatibilidad tendrá los efectos a los que hace referencia el artículo 2.1 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Artículo 47. *Presentación de solicitudes y criterios de admisión.*

1. Tras la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la resolución de convocatoria del procedimiento de concurrencia competitiva, los titulares de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica categoría A, los titulares de grupos de la categoría A inscritos en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica que realicen nuevas inversiones y los titulares de grupos de la categoría A que finalicen su vida útil regulatoria y pretendan que se les conceda nuevamente el régimen retributivo sin realizar nuevas inversiones, podrán solicitar el otorgamiento de la resolución de compatibilidad favorable a efectos de reconocimiento del régimen retributivo adicional a la Dirección General de Política Energética y Minas.

El plazo de presentación de la solicitud será de dos meses desde la publicación de la citada resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

La solicitud deberá incluir la información establecida en el anexo VIII.1, así como cualquier otra información que pudiera incluirse en la resolución de convocatoria, y deberá ir acompañada del resguardo de la Caja General de Depósitos acreditativo de haber depositado la garantía económica establecida en el artículo 50.

2. La titularidad de las instalaciones para las que se solicite la resolución de compatibilidad estará sujeta a las limitaciones establecidas en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

3. Solo se admitirán a trámite en el procedimiento aquellas instalaciones a las que se les pueda asignar una de las instalaciones tipo incluidas en la disposición final primera u otras que pudieran establecerse por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo y que tenga aprobados, con carácter previo a la finalización del plazo de presentación de solicitudes, los parámetros técnicos y económicos de su instalación tipo que determinen la retribución por costes variables de generación y por costes fijos.

Artículo 48. *Tramitación de las solicitudes.*

1. En el plazo máximo de un mes desde la finalización del plazo de recepción de las solicitudes, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará la relación provisional de admitidos y excluidos de la convocatoria. En dicha resolución, que se publicará en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, se señalará un plazo de diez días hábiles para subsanar, en su caso, los defectos que hubieran motivado la exclusión u omisión.

2. Finalizado dicho plazo, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará la relación definitiva de admitidos y excluidos de la convocatoria, publicando dicha resolución en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Asimismo remitirá para informe las solicitudes admitidas a trámite al operador del sistema y a las comunidades autónomas o ciudades autónomas afectadas.

3. El operador del sistema, en el plazo máximo de 45 días desde la recepción de la solicitud de informe, deberá emitir un informe en el cual se analizarán las cuestiones indicadas en el anexo VIII.2.

Para la elaboración del informe, el operador del sistema podrá requerir a las empresas solicitantes información adicional en cuyo caso podrá solicitar una ampliación de plazo para la emisión del informe a la Dirección General de Política Energética y Minas.

El operador del sistema remitirá el informe junto con la información adicional que en su caso haya solicitado a la Dirección General de Política Energética y Minas.

4. En el plazo máximo de 15 días desde la recepción del informe del operador del sistema, la Dirección General de Política Energética y Minas solicitará informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, adjuntando a dicha solicitud toda la documentación presentada y el citado informe del operador del sistema.

La citada Comisión, en el plazo máximo de 45 días desde la recepción de la solicitud, remitirá su informe a la Dirección General de Política Energética y Minas. La Comisión deberá incluir en el informe un análisis de los aspectos puestos de manifiesto por el operador del sistema y realizará una valoración económica de la afección de cada solicitud de grupo generador nuevo, o de nuevas inversiones de grupos ya inscritos en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, o del otorgamiento nuevamente del régimen retributivo adicional en el caso de grupos que vayan a finalizar su vida útil regulatoria, sobre los costes del sistema eléctrico definidos en el artículo 13 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que se vean afectados y sobre los costes de generación y servicios de ajuste definidos en el artículo 71 en el medio y largo plazo.

5. Las comunidades autónomas o ciudades autónomas dispondrán de un plazo de dos meses desde la recepción de la solicitud para remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas el informe solicitado para que puedan realizar observaciones en lo que pudiera afectar al concreto ejercicio de sus competencias, las cuales se harán constar en la referida resolución de compatibilidad de la Dirección General de Política Energética y Minas. Dicho informe valorará de forma justificada al menos dos aspectos, la posible existencia de

alguna normativa urbanística o medioambiental que impida la construcción de la instalación en las inmediaciones de los nudos de conexión propuestos y si existe algún obstáculo administrativo para el cumplimiento de las fechas previstas de inscripción definitiva en el registro y de obtención de la autorización administrativa previa.

Artículo 49. *Resolución del procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad.*

1. Recabados los informes indicados en el artículo 48, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá el procedimiento, previo trámite de audiencia a los interesados. La Dirección General de Política Energética y Minas aplicará los criterios definidos en el anexo VIII.3 para la determinación de los grupos a los que procede el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad.

Asimismo, de acuerdo a lo previsto en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, no podrá otorgarse resolución favorable de compatibilidad a las solicitudes que supongan un aumento de capacidad de empresas o grupos empresariales que posean un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40 % en ese sistema.

No obstante lo anterior, se podrá otorgar resolución favorable de compatibilidad a los titulares del apartado anterior cuando no se superen los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de la demanda y cuando no hubiera otra empresa interesada en promover instalaciones.

2. El plazo para dictar y notificar la resolución del procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad será de seis meses desde la finalización del plazo de recepción de las solicitudes. Esta resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado» con los efectos previstos en el artículo 59.6.b) de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

3. En los casos en los que no se cubra la potencia necesaria con las instalaciones a las que se les conceda la resolución favorable de compatibilidad, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se podrán convocar concursos de nueva capacidad en los términos establecidos en el artículo 55.

Artículo 50. *Garantías.*

1. Para la participación en el procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad será necesaria la presentación, ante la Dirección General de Política Energética y Minas, del resguardo de la Caja General de Depósitos acreditativo de haber depositado una garantía económica por un valor del 2 por ciento del valor estándar de la inversión que corresponde asignar al nuevo grupo, $VI_{i,\ estándar}$ en la fecha de solicitud de la resolución favorable de compatibilidad o, en el caso de las nuevas inversiones, de la inversión prevista.

La garantía se constituirá en la modalidad de efectivo o aval prestado por entidades de crédito o sociedades de garantía recíproca, de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 161/1997, de 7 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de la Caja General de Depósitos.

El objeto de la garantía será la inscripción del grupo generador con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo cumpliendo, en todo caso, los requisitos establecidos en el anexo VIII.4.

La persona o entidad que constituya la garantía deberá coincidir con el solicitante de la resolución favorable de compatibilidad.

Deberá indicarse expresamente en el resguardo de constitución de la garantía que esta es depositada a los efectos del cumplimiento de lo establecido en el presente artículo.

2. Con anterioridad a que la Dirección General de Política Energética y Minas resuelva el procedimiento de concurrencia competitiva, el interesado podrá desistir de su solicitud y solicitar la cancelación de la garantía.

3. Asimismo, si el solicitante no responde en el plazo de tres meses a los requerimientos de la Administración de información o actuación, se entenderá por desistida la solicitud. En el

requerimiento de información se recogerá expresamente dicho extremo en aplicación del artículo 92 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

4. La inadmisión o desestimación de la solicitud de participación en el procedimiento de concurrencia competitiva se considerará razón suficiente para la cancelación de la garantía, debiendo solicitarse dicha cancelación por el interesado ante la Dirección General de Política Energética y Minas.

5. Una vez dictada la resolución favorable de compatibilidad para un grupo, el desistimiento en la construcción del mismo supondrá la ejecución de la garantía.

Ello no obstante, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá exceptuar la ejecución de la garantía depositada por el titular de una instalación, si el desistimiento en la construcción de la misma viene dado por circunstancias impeditivas ni directa ni indirectamente imputables al interesado y así fuera solicitado por este a la Dirección General de Política Energética y Minas con anterioridad a la fecha límite para realizar la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Artículo 51. *Contenido de la resolución del procedimiento de concurrencia competitiva.*

1. La resolución del procedimiento de concurrencia competitiva recogerá expresamente, al menos, la siguiente información relativa a cada grupo al que se otorgue la resolución favorable de compatibilidad:

a) Año previsto de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, que se denominará en lo sucesivo, A_{REG}.

b) Potencia autorizada, en adelante, P_{aut}

c) Tecnología.

d) Nudo de conexión.

e) Código de identificación de la resolución de compatibilidad, CIC.

2. En el caso de las nuevas inversiones, se incluirá, además de la información anterior que le sea de aplicación, el valor de la nueva inversión autorizada y la vida útil regulatoria de la nueva inversión.

3. Para las solicitudes de nuevo otorgamiento del régimen retributivo adicional de grupos que vayan a finalizar su vida útil y que no vayan a realizar nuevas inversiones se recogerá exclusivamente la potencia autorizada, P_{aut}.

Artículo 52. *Efectos de la resolución favorable de compatibilidad.*

1. La resolución favorable de compatibilidad otorgará al titular el derecho a percibir el régimen retributivo adicional regulado en este título, condicionado al cumplimiento de los requisitos establecidos en el anexo VIII.4. Dicho derecho se otorgará durante la vida útil regulatoria del grupo proyectado y para un determinado valor de potencia, en los términos previstos en este artículo.

Aquellos grupos que obtengan una autorización administrativa previa sin la resolución favorable de compatibilidad no tendrán derecho al régimen retributivo adicional, percibiendo el régimen económico establecido en el artículo 8.

2. El titular de la instalación estará obligado a comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas cualquier acto administrativo que imposibilite la ejecución del proyecto, en el plazo de un mes desde que le haya sido notificado. A los efectos de las infracciones tipificadas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre el incumplimiento de esta obligación en el plazo establecido será considerado como la no presentación en forma y plazo de cualquier dato, al objeto de la determinación o percepción del régimen retributivo de las actividades con retribución regulada, sin perjuicio de la concurrencia de otras sanciones que pudieran corresponder de acuerdo con la citada Ley.

En estos casos procederá la devolución de las garantías presentadas siempre que el titular de la instalación lo notifique en el plazo establecido.

3. El régimen retributivo adicional otorgado al grupo presentará las particularidades establecidas en el anexo VIII.5 motivadas por las diferencias entre la potencia autorizada,

P_{aut}, y la potencia neta inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Artículo 53. *Otorgamiento del régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones.*

1. Las nuevas inversiones sobre grupos inscritos en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, para tener derecho a la percepción de régimen retributivo adicional en los términos previstos en el artículo 19, requerirán de resolución favorable de compatibilidad dictada con carácter previo al otorgamiento por parte del órgano competente de la autorización administrativa previa de la modificación. En los casos en los que se vayan a realizar inversiones en un grupo que vaya a finalizar su vida útil regulatoria, la solicitud se realizará, además, antes de la finalización de dicha vida útil regulatoria.

Las solicitudes de reconocimiento de las nuevas inversiones se realizarán en el procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad regulado en esta sección.

Aquellas instalaciones en las que se realicen nuevas inversiones que obtengan una autorización administrativa previa sin la citada resolución favorable no tendrán derecho al régimen retributivo adicional, percibiendo el régimen económico establecido en el artículo 8.

2. No se reconocerán aquellas inversiones derivadas de la falta de mantenimiento de la central. A estos efectos, con carácter previo a la emisión de la resolución de compatibilidad se realizará una inspección de las instalaciones con el fin de comprobar su efectivo mantenimiento.

Todo ello sin perjuicio de las sanciones que pudieran establecerse por el incumplimiento, por parte del titular de las instalaciones, de su obligación de mantenerlas en adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, según lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

3. El procedimiento para el otorgamiento del régimen retributivo adicional para aquellas nuevas inversiones que culminen con la inscripción de un nuevo grupo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica se realizará según lo establecido en el presente capítulo, como si de un grupo nuevo se tratara.

4. El procedimiento para el otorgamiento del régimen retributivo adicional para las nuevas inversiones de un grupo inscrito en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica que no impliquen la inscripción de un nuevo grupo en el citado registro administrativo se realizará según lo establecido en el presente capítulo, con las salvedades reguladas en el anexo VIII.6.

5. El reconocimiento del régimen retributivo adicional de estas instalaciones estará a lo dispuesto en el artículo 57.

Artículo 54. *Otorgamiento del régimen retributivo adicional para instalaciones cuya vida útil regulatoria vaya a finalizar y no vayan a realizar nuevas inversiones.*

1. Los grupos que superen su vida útil regulatoria dejarán de tener derecho a percibir el régimen retributivo adicional, percibiendo por su energía generada el régimen económico establecido en el artículo 8.

2. No obstante lo establecido en el apartado anterior, el titular de la instalación podrá solicitar que se le otorgue nuevamente el régimen retributivo adicional. Dicha solicitud se realizará antes de la finalización de su vida útil regulatoria, en el procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad establecido en esta sección.

Las resoluciones favorables de compatibilidad que se dicten tendrán los efectos indicados en el artículo 52, no siéndoles de aplicación los condicionados establecidos en el anexo VIII.4. Asimismo, no se requerirá la presentación de la garantía económica establecida en el artículo 50.

En aquellos casos en los que la potencia autorizada en la resolución favorable de compatibilidad coincida con la potencia inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá de oficio el reconocimiento del régimen retributivo adicional.

En el resto de casos, una vez otorgada la resolución favorable de compatibilidad, el titular de la instalación deberá solicitar el reconocimiento del régimen retributivo adicional, de acuerdo con el procedimiento previsto en este capítulo.

Sección 3.ª Concursos para la reducción de costes

Artículo 55. *Concursos para la reducción de costes.*

1. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se podrán establecer concursos para la instalación de nueva potencia de producción de la categoría A en un sistema eléctrico aislado que, aun superando la potencia prevista adicional, reduzca los costes de generación en dicho sistema.

Dichos concursos podrán incluir señales económicas de localización para la resolución de restricciones técnicas zonales.

La citada orden establecerá los términos en que se desarrollará el concurso, las garantías exigibles, el régimen retributivo aplicable a las instalaciones adjudicatarias y los requisitos exigibles a las instalaciones para la percepción de dicho régimen retributivo. Asimismo determinará si resulta de aplicación lo previsto en los apartados a y b del anexo VIII.7, y, en caso negativo, el procedimiento aplicable, y definirá el modelo de declaración responsable a presentar por los titulares junto con la solicitud de reconocimiento del régimen retributivo adicional, de acuerdo con lo previsto en el anexo VIII.7.c.

Cuando el procedimiento afecte a una sola comunidad autónoma o ciudad autónoma, se solicitará la emisión de informe a la misma, otorgando un plazo de 15 días para que pueda realizar observaciones, en aquello que pudiera afectar al concreto ejercicio de sus competencias, que se harán constar en la resolución de adjudicación del concurso.

2. La resolución de adjudicación del concurso dará cumplimiento al requisito establecido en el artículo 2.1 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Al amparo de lo previsto en el artículo 1.3 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, cuando no se superen los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de la demanda, y cuando no hubiera otra empresa interesada en promover instalaciones, con carácter extraordinario y en los términos que se establezcan en la orden definida en el apartado 1, se podrá adjudicar el concurso a una empresa o grupo empresarial que posea un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40 por ciento en ese sistema.

3. Este mecanismo se podrá utilizar eventualmente para el otorgamiento del régimen retributivo a nueva potencia cuando el operador del sistema ponga de manifiesto esta necesidad en el informe anual de cobertura.

Sección 4.ª Particularidades del procedimiento de otorgamiento del régimen retributivo adicional a las instalaciones de bombeo derivadas de un procedimiento de concurrencia competitiva.

Artículo 56. *Procedimiento de otorgamiento del régimen retributivo adicional a las instalaciones de bombeo derivadas de un procedimiento de concurrencia competitiva.*

1. Cuando la construcción de una instalación de bombeo derive de un procedimiento de concurrencia competitiva convocado en los términos establecidos en el artículo 55, la titularidad de la misma corresponderá al adjudicatario de dicho concurso, de acuerdo con lo previsto en el artículo 5.2 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre.

2. Con el fin de garantizar la realización de las inversiones, el solicitante deberá presentar, junto con su oferta para participar en el procedimiento de concurrencia competitiva al que hace referencia el párrafo anterior, una propuesta de calendario para la construcción de la instalación así como el resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado un aval por una cuantía del 2 por ciento del presupuesto de la instalación proyectada, con el valor mínimo que se establezca en la convocatoria del concurso.

3. El calendario de ejecución será aprobado conjuntamente con la resolución de adjudicación del concurso, previo informe de las Administraciones y organismos afectados y

previa audiencia al interesado, quedando los efectos de la citada resolución condicionados al cumplimiento del calendario.

El incumplimiento de cualquiera de los hitos del calendario determinará, previo trámite de audiencia y mediante resolución motivada, la ejecución del aval y la declaración de la imposibilidad de percepción del régimen retributivo establecido en este título para esta instalación por la empresa titular o por cualquier sociedad del grupo definido según lo establecido en artículo 42 del Código de Comercio.

Ello no obstante, el órgano competente para resolver el procedimiento podrá, previa solicitud justificada del interesado y mediante resolución motivada, modificar en todo o en parte los hitos del calendario cuando su cumplimiento se vea obstaculizado a resultas de la inobservancia por las Administraciones Públicas, o en su caso el operador del sistema, de los plazos a que normativamente vienen sujetas en la tramitación y resolución de los distintos procedimientos.

4. El aval será cancelado cuando el titular de la instalación de bombeo obtenga la resolución de reconocimiento de régimen retributivo adicional de la instalación. Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de información de la Administración en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución del aval.

5. El procedimiento de reconocimiento de datos técnicos y económicos y de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de las instalaciones reguladas en este artículo se realizará de acuerdo con lo previsto en el título III. El reconocimiento del régimen retributivo adicional de dichas instalaciones estará a lo dispuesto en el artículo 57.

6. Sin perjuicio de lo establecido en el título VII, las instalaciones de bombeo no incluidas en los supuestos contemplados en este artículo no tendrán derecho al régimen retributivo adicional, percibiendo por su energía vendida el régimen económico establecido en el artículo 8.

Sección 5.ª Reconocimiento y revocación del régimen retributivo adicional.

Artículo 57. *Reconocimiento del régimen retributivo adicional.*

1. Para contar con el reconocimiento del régimen retributivo adicional, el titular de la instalación deberá remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas la documentación definida en el anexo VIII.7 que acredite el cumplimiento de los condicionados establecidos.

La falta de remisión de la citada documentación en los plazos establecidos producirá la caducidad de la resolución favorable de compatibilidad, extinguiéndose el derecho a la percepción del régimen retributivo adicional.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas, previa comprobación del cumplimiento de los requisitos exigidos, resolverá reconocer el régimen retributivo adicional del grupo, y en los casos en que proceda, dictar de oficio la orden de cancelación de la garantía o, en su caso, de la fracción de la garantía correspondiente. En caso contrario resolverá desestimar la solicitud de reconocimiento del régimen retributivo adicional, produciéndose la extinción del derecho a su percepción.

3. En los casos en que proceda la ejecución de la garantía de acuerdo con lo previsto en este capítulo, la Dirección General de Política Energética y Minas iniciará de oficio un procedimiento cuyo objeto será la ejecución de la garantía o fracción de la garantía que corresponda.

4. La resolución de reconocimiento del régimen retributivo adicional aprobará, en su caso:

a) El valor de la inversión reconocida a cada grupo i.

b) La vida útil regulatoria durante la cual el grupo tendrá derecho a percibir el régimen retributivo adicional.

c) la instalación tipo asignada necesaria para la determinación de los parámetros técnicos y económicos de liquidación.

d) La potencia sobre la que se reconoce el régimen retributivo adicional y, en su caso, el factor M definido en el anexo VIII.5 que determine la minoración del régimen retributivo

adicional derivada de las desviaciones entre la potencia neta inscrita en el registro y la potencia autorizada.

5. El plazo para dictar y notificar la resolución de reconocimiento del régimen retributivo adicional del grupo será de tres meses. La Dirección General de Política Energética y Minas notificará dicha resolución al interesado, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, al órgano competente para autorizar la instalación y al operador del sistema.

6. La resolución de reconocimiento del régimen retributivo adicional del grupo será requisito necesario para la aplicación a dicho grupo del régimen retributivo adicional regulado en el presente real decreto.

El régimen retributivo adicional se devengará desde el primer día del mes siguiente al de la inscripción del grupo con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Durante el periodo de tiempo comprendido entre el inicio del vertido y la inscripción del grupo con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica el grupo percibirá, por su energía generada el régimen económico establecido en el artículo 8.

El régimen retributivo adicional de los grupos a los que se les haya concedido nuevamente dicho régimen, sin realizar nuevas inversiones, al haber finalizado su vida útil regulatoria, se devengará desde el primer día del mes siguiente al de la finalización de la extinta vida útil regulatoria. Hasta ese momento, las instalaciones tendrán derecho a la percepción del régimen retributivo adicional que venían percibiendo con anterioridad.

El régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones sobre grupos inscritos en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica devengará desde el inicio de la vida útil regulatoria de la nueva inversión de acuerdo con lo establecido en el anexo IV.

7. Durante el periodo de tiempo comprendido entre la inscripción del grupo con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la aprobación de la resolución de reconocimiento del régimen retributivo adicional, el grupo será liquidado por su energía generada exclusivamente por la cuantía establecida en el artículo 72.1.c)

8. En los informes de cobertura de la demanda, no se tendrá en cuenta la potencia de aquellas instalaciones cuyo régimen retributivo adicional haya sido extinguido al amparo de lo previsto en este artículo y en el artículo 52, salvo que dichas instalaciones continúen disponibles y participen en el despacho de producción.

Artículo 58. *Revocación del derecho a la percepción del régimen retributivo adicional.*

1. Si en cualquier momento se constatara el incumplimiento de los condicionados y requisitos establecidos en el artículo 52 y en el anexo VIII, de los requisitos exigidos a las instalaciones adjudicatarias del concurso definido en el artículo 55, o de cualesquiera otros requisitos exigidos en este real decreto para la percepción del régimen retributivo adicional, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá iniciar el procedimiento de revocación del derecho a la percepción del régimen retributivo adicional de acuerdo con lo previsto en este artículo.

2. Asimismo, serán motivos para la revocación del derecho a la percepción del régimen retributivo adicional los siguientes:

a) Si como consecuencia de una inspección o de cualquier otro medio válido en derecho, quedase constatado que no se mantienen las condiciones que sirvieron para otorgar el régimen retributivo adicional.

b) Si en cualquier momento se constata que existe falsedad en las declaraciones responsables o en la restante documentación presentada a la Administración con relación a la percepción del régimen retributivo adicional.

c) El incumplimiento de las demás obligaciones y requisitos previstos en este real decreto.

3. La revocación del derecho a la percepción del régimen retributivo adicional se producirá a instancia del interesado o de oficio, previa instrucción de un procedimiento que garantizará, en todo caso, la audiencia al interesado.

El plazo máximo para resolver este procedimiento y notificar su resolución será de seis meses desde la fecha del acuerdo de iniciación dictado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

La Dirección General de Política Energética y Minas comunicará la resolución de revocación del derecho a la percepción del régimen retributivo adicional a la comunidad autónoma o ciudad autónoma afectada, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al operador del sistema.

4. La revocación del derecho a la percepción del régimen retributivo adicional surtirá efectos desde la fecha en que no se hayan cumplido los requisitos para tener derecho a su percepción y supondrá, en su caso, la devolución de las cantidades indebidamente percibidas con los intereses de demora correspondientes. Estas cantidades serán reintegradas y consideradas para la reducción del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, todo ello sin perjuicio del régimen sancionador aplicable.

A estos efectos, el operador del sistema calculará la cuantía correspondiente a la diferencia entre las cantidades percibidas y los derechos de cobro que hubieran correspondido a la instalación si no hubiera sido perceptora de régimen retributivo especifico o adicional, calculado de acuerdo con lo previsto en el artículo 8 y lo comunicará al órgano encargado de las liquidaciones del sistema eléctrico, quien procederá a liquidar, en su caso, las cantidades indebidamente percibidas.

5. En los informes de cobertura de la demanda, no se tendrá en cuenta la potencia de aquellas instalaciones cuyo régimen retributivo adicional haya sido revocado al amparo de lo previsto en este artículo, salvo que dichas instalaciones continúen disponibles y participen en el despacho de producción.

TÍTULO V

Adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro

Artículo 59. *Retribución por adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro.*

1. En aquellos casos en los que el operador de sistema ponga de manifiesto riesgos de cobertura de la demanda en el corto plazo, la comunidad o ciudad autónoma afectada deberá, en virtud de lo establecido en el artículo 7.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, solicitar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo el reconocimiento de las repercusiones económicas para la adopción de medidas para la garantía del suministro, con carácter previo a su adopción.

Junto con la solicitud, la comunidad o ciudad autónoma deberá indicar el periodo de tiempo, la potencia necesaria, la ubicación de los grupos y en su caso, la tecnología necesaria para cubrir el riesgo de cobertura de la demanda.

2. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se reconocerá, en su caso, las repercusiones económicas que pudieran derivarse de la adopción de estas medidas extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro para una potencia determinada, según las características técnicas y económicas aprobadas y por un periodo de tiempo determinado.

3. La autorización administrativa previa de la instalación por parte del órgano competente deberá tener en cuenta la orden indicada en el apartado anterior y tendrá una duración limitada.

4. Estas instalaciones no serán inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción, ni se incluirán para calcular la cobertura de la demanda y solo serán despachadas en aquellos momentos en que exista riesgo cierto para la seguridad del suministro, por lo que no requerirán las resoluciones de reconocimiento de datos técnicos o económicos reguladas en los artículos 11 y 12.

5. La comunidad o ciudad autónoma a la que se le hayan reconocido las repercusiones económicas que pudieran derivarse de la adopción de estas medidas extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro, dará traslado a la Dirección General de Política

Energética y Minas, con carácter anual, de la solicitud del titular de la instalación de reconocimiento de dichas repercusiones económicas, junto con una auditoría de los costes en que se haya incurrido. A estos efectos, sólo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la generación de energía eléctrica.

La Dirección General de Política Energética y Minas, previa comprobación del cumplimiento de los requisitos establecidos en la orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, procederá a aprobar, si procede, en la resolución definida en el artículo 72.3.e), la cuantía definitiva de los costes de la instalación de grupos por adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro. En dicha cuantía se podrá incorporar el coste financiero motivado por el retraso entre el cierre de la liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico del ejercicio en el que se aprobaron las medidas extraordinarias, de acuerdo a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y la fecha de aprobación de la liquidación definitiva de dicho ejercicio. El valor empleado para el cálculo de los costes financieros será el valor del Euríbor a un año del último día hábil del mes anterior a que se produzca la firma de la resolución incrementado en 50 puntos básicos.

La energía correspondiente a estas instalaciones y sus costes se integrará como un servicio de ajuste por garantía de suministro y seguridad en cada sistema.

El órgano encargado de las liquidaciones del sector eléctrico integrará en sus liquidaciones este coste como extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

TÍTULO VI

Procedimiento de despacho y liquidación de la generación.

Artículo 60. *Despacho de producción.*

1. A las instalaciones de producción ubicadas en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares les será de aplicación, siempre que estos territorios no se integren en el mercado de producción peninsular, lo establecido en el presente real decreto relativo al despacho de producción.

2. Sin perjuicio de lo establecido en el Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico para el sistema eléctrico aislado Mallorca-Menorca parcialmente conectado con la península, se establece en cada uno de los sistemas aislados de los territorios no peninsulares un despacho por costes variables en el que participarán las instalaciones de producción, los comercializadores y consumidores directos, directamente o a través de sus representantes.

El despacho consistirá en una programación semanal, diaria, intradiaria y de desvíos en tiempo real, que darán como resultado una programación final del despacho de producción.

3. El despacho de unidades de producción se gestionará por el operador del sistema según un orden de mérito económico de los costes variables de despacho de los grupos, teniendo en cuenta las restricciones técnicas de cada sistema, las particularidades en el despacho de producción establecidas para las instalaciones de bombeo, así como las reservas de potencia necesarias para garantizar la calidad del servicio, y, en su caso, las limitaciones de funcionamiento autorizadas a los grupos.

Las limitaciones de funcionamiento de los grupos serán autorizadas por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previa solicitud justificada del titular de los grupos. En la resolución se establecerá el tipo de limitación aplicable, y el periodo en el que dicha limitación tendrá efectos.

La indisponibilidad derivada del cumplimiento de las limitaciones de funcionamiento que hayan sido autorizadas no se computarán a efectos de determinar la retribución por costes fijos establecida en los artículos 22 y 29, ni para calcular el índice de funcionamiento reducido.

Asimismo, podrá requerirse informe de valoración técnica y económica del operador del sistema.

4. Por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se establecerá un incentivo al operador del sistema, positivo o negativo, que fomente la eficiencia y calidad en la gestión del despacho de estos sistemas.

A estos efectos, se define un Indicador de Eficiencia en la gestión del despacho y un Indicador de Calidad de Servicio, así como un objetivo mínimo de eficiencia y unos objetivos mínimos de calidad que se obtendrán de acuerdo con lo establecido en el anexo IX.

Las desviaciones positivas o negativas entre el Indicador de Eficiencia en el año n y el objetivo mínimo de eficiencia para dicho año derivadas de la explotación real, y entre los indicadores de calidad de servicio y los objetivos mínimos de calidad, serán la base de cálculo del incentivo, considerándose para incrementar o disminuir la retribución del operador del sistema.

Artículo 61. *Costes variables de generación a efectos de despacho.*

1. El coste variable de generación a efectos de despacho de cada grupo será el coste que se utilizará por el operador del sistema en la realización del despacho de unidades de producción.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 26.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, la de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración, ya sean de categoría A o de categoría B, tendrán prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad del sistema establecidos en este real decreto.

2. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado 5, el coste variable de generación a efectos de despacho de los grupos de la categoría A de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares que tengan reconocido el régimen retributivo adicional, está compuesto por los siguientes conceptos de coste:

a) Costes variables de combustible de despacho.
b) Costes de arranque de despacho.
c) Costes variables de operación y mantenimiento de despacho.
d) Costes de banda de regulación de despacho.
e) Coste de los derechos de emisión de despacho.
f) Reducción de costes variables por ingresos o costes evitados ajenos a la producción eléctrica, en su caso. En aquellas tecnologías en las que se establezca una reducción de la retribución por ingresos ajenos a la producción eléctrica, el coste variable de generación a efectos de despacho tendrá en cuenta una reducción de costes variables por ingresos ajenos a la producción eléctrica, en los términos que se establezcan por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

3. Para las instalaciones categoría B se establece un coste variable instrumental de despacho de 10 €/MWh producido. Este valor podrá actualizarse por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo en función de la variación de los costes de explotación de estas tecnologías.

4. Los costes variables de despacho de las instalaciones categoría A que no tengan derecho a la percepción del régimen retributivo adicional serán los valores que los titulares de dichas instalaciones comuniquen al operador del sistema a estos efectos.

5. Los costes variables de despacho de las centrales cuyo régimen retributivo adicional haya sido otorgado al amparo de los concursos para instalación de nueva capacidad establecidos en los artículos 55 y 56, serán los que se determinen en la resolución de dicho concurso.

Artículo 62. *Costes variables de combustible de despacho.*

Los costes variables de combustible de despacho de cada grupo i, para un periodo determinado, se calcularán como sumatorio de los costes variables de combustible de despacho de dicho grupo en cada hora h de dicho periodo.

Los costes variables de combustible de despacho de cada grupo generador i en cada hora h del sistema eléctrico aislado j, CcombD(i,h,j), expresado en €, se calcularán de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CcombD(i,h,j) = [A(i) + B(i) * p(i,h,j) + C(i) * p^2(i,h,j)] * pr(i,h,j)$$

Siendo:

p(i,h,j): Potencia horaria prevista en MW en barras de central en la hora h por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en estado de marcha.

A (i), B (i) y C (i): Datos técnicos de despacho, expresados en th/h, th/h.MW y th/h.MW2, respectivamente. Serán los coeficientes de la curva de funcionamiento según el nivel de carga y tomarán los valores incluidos en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

pr(i,h,j): Precio medio de la termia de los combustibles utilizados por el grupo i en estado de marcha del sistema eléctrico aislado j en la hora h, valorado en €/th PCI, calculado de acuerdo con lo indicado en el artículo 40.

Artículo 63. *Costes de arranque de despacho.*

Los costes de arranque de cada grupo i, son los asociados al proceso por el cual el grupo pasa de un estado de marcha en condiciones de carga mínima, a otro estado de marcha en las mismas condiciones, con un estado intermedio de paro. Este concepto incluye tanto el consumo de combustible como el coste adicional de operación y mantenimiento asociado al arranque del grupo.

Los costes de arranque de despacho se obtienen de multiplicar los costes unitarios de arranque de despacho por el número de arranques del grupo.

Los costes unitarios de arranque de despacho de un grupo i del sistema eléctrico aislado j, CarD(i,j), expresados en €/arranque, se calculan de acuerdo a la siguiente formulación:

$$CarD\ (i,j) = A'(i) * [1- \exp(-t/B'\ (i))] * prar\ (i,\ j) + D(i)$$

Siendo:

t: Tiempo transcurrido desde la última parada, en horas.

A'(i) y B'(i): Datos técnicos de despacho, expresados en th y h, respectivamente. Serán los coeficientes de la curva de arranque de cada grupo i y tomarán los valores incluidos en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

D(i): Dato económico que refleja los costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque, valorado en €/arranque. Será el aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas de acuerdo con lo establecido en el artículo 12.

prar(i,j): Precio medio de la termia de los combustibles utilizados por el grupo i en periodos de arranque parada, valorado en €/th PCI, calculado de acuerdo con lo indicado en el artículo 40.

Artículo 64. *Costes variables de operación y mantenimiento de despacho.*

Los costes variables de operación y mantenimiento de despacho son los asociados a los costes de las revisiones programadas de cada grupo que se realizan en función de sus horas de funcionamiento. Se incluyen en este concepto los consumos de fungibles y aditivos.

Los costes variables de operación y mantenimiento de despacho de un grupo, expresados en euros, se calcularán para un periodo determinado como producto de la energía generada prevista medida en barras de central en dicho periodo por los costes variables de operación y mantenimiento unitarios del grupo.

Los costes de operación y mantenimiento unitarios de despacho de cada grupo, $O\&M_{VDi}$, expresados en €/MWh, serán los aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas de acuerdo con lo establecido en el artículo 12.

Artículo 65. *Costes de banda de regulación de despacho.*

Los costes de banda de regulación de despacho en una hora, h, para cada grupo i del sistema j, CbrD(i,h,j), serán el 1 por ciento del coste variable de combustible de despacho, CcombD(i,h,j), del grupo.

Artículo 66. *Coste de los derechos de emisión de despacho.*

El coste de los derechos de emisión de despacho de un grupo, expresado en euros, para un periodo determinado, se calculará como sumatorio del coste de los derechos de emisión de despacho horario, (C_{CO2Dh}).

El coste de los derechos de emisión de despacho horario en euros es:

$$C_{CO2Dh} = p(i,h,j) * P_{CO2D} * fie * Cor_p * Cor_e_D$$

Siendo:

p(i,h,j): Potencia horaria prevista en MW en barras de central en la hora h aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en estado de marcha.

P_{CO2D}: Precio de los derechos de emisión de despacho, expresado en €/tCO_2. El precio de los derechos de emisión de despacho será publicado por el operador del sistema y se calculará mensualmente como la media del precio diario de las subastas de dichos derechos en el mercado secundario de derechos de emisión de la plataforma Común celebradas en el año móvil precedente.

fie: Factores de emisión (fie) establecidos en el apartado 4.a del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012, aprobado por Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, o norma que lo sustituya.

Este coste no será de aplicación a las tecnologías no definidas en el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero vigente.

Cor_p: Factor de correlación entre energía bruta, a la que están referidos los anteriores factores de emisión (fie), y la energía neta referenciada a barras de central, siendo estos valores de correlación los establecidos en el anexo XVII.

Cor_e_D: Factor de correlación entre los anteriores factores de emisión (fie) establecidos en el apartado 4.a) del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012, y los niveles de emisiones que registran los grupos de generación. Estos valores a efectos de despacho, serán aprobados mediante orden ministerial.

Artículo 67. *Funciones del operador del sistema.*

El operador del sistema, para la correcta gestión del despacho de producción, realizará las funciones siguientes:

a) Calcular el coste variable de generación a efectos de despacho de las instalaciones de producción teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 61 y el coste de los servicios de ajuste.

b) Realizar las programaciones semanales, diarias, intradiarias y finales del despacho de producción en cada sistema eléctrico aislado, basándose en los costes variables de generación a efectos de despacho.

c) Calcular la disponibilidad de cada grupo generador que intervenga en el despacho de producción, verificar la potencia disponible y aprobar los planes de indisponibilidad programada.

d) Asegurar la cobertura de la demanda en tiempo real, gestionando las reservas de regulación y resolviendo las restricciones técnicas que pudieran existir.

e) Calcular el coste de generación de liquidación de cada grupo de acuerdo con lo indicado en el artículo 72.3.a.

f) Calcular el precio final horario de generación en cada sistema eléctrico aislado, según lo establecido en el artículo 71 y publicarlo en su sede electrónica.

g) Calcular la retribución por costes variables de generación y la energía programada de cada grupo, para cada hora en el primer, segundo y tercer despacho de la programación semanal, diaria, intradiaria y final.

h) Informar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Dirección General de Política Energética y Minas de los costes de generación de liquidación y la energía programada de cada grupo para cada hora en el primer, segundo y tercer despacho de la programación semanal, diaria, intradiaria y final, con una periodicidad mensual para la retribución por costes variables y anual para la retribución por costes fijos. La información estará desagregada en función de cada uno de los componentes que determinan cada concepto de coste especificando el número de arranques de cada grupo.

i) Realizar la liquidación del despacho de producción y la comunicación de los pagos y cobros.

j) Verificar que las instalaciones cumplen con los requisitos técnicos para poder estar dadas de alta en el despacho y gestionar las garantías por las compras y ventas de energía de los sujetos que intervengan en cada sistema eléctrico aislado de acuerdo con lo establecido en la normativa de aplicación.

k) Comunicar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Dirección General de Política Energética y Minas las liquidaciones definitivas de la energía adquirida por el conjunto de la demanda de cada sistema eléctrico aislado en cada hora, así como la energía generada en cada hora por cada uno de los grupos que participen en el despacho de producción. Asimismo especificará los desvíos tanto de generación como de demanda respecto a las previsiones por unidad de programación.

l) Remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información relativa al Indicador de Eficiencia y a los indicadores de calidad establecidos en el artículo 60.

m) Revisar, coordinar y aprobar los planes de mantenimiento de las instalaciones de generación y transporte, así como comunicar a las comunidades autónomas de Canarias y las Illes Balears y a las ciudades de Ceuta y Melilla sus planes correspondientes.

n) Elaborar y coordinar los planes de seguridad, emergencia y reposición del servicio, entre otros.

ñ) Realizar cualesquiera otras funciones que en estos sistemas se le asignen por la normativa vigente.

Artículo 68. *Información a facilitar al operador del sistema para el despacho de producción.*

1. Las empresas productoras de energía eléctrica comunicarán al operador del sistema para cada uno de los grupos de generación, con la periodicidad prevista en el artículo 69.2, la información necesaria para el ejercicio de sus funciones que, al menos, será la siguiente:

a) En el caso de los grupos de la categoría A:

1.º Disponibilidad horaria, incluyendo la indisponibilidad por limitaciones medioambientales o condicionantes adicionales en el funcionamiento de los generadores para el horizonte de programación.

2.º Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación primaria, secundaria y terciaria.

3.º En los grupos de bombeo, adicionalmente a la información anterior, remitirán las cotas y volúmenes almacenados en los embalses.

4.º En su caso, necesidades de modificación de la mezcla de combustible autorizada según lo contemplado en el artículo 40.

5.º Para las instalaciones de cogeneración, la potencia máxima a entregar con el mínimo consumo compatible con el proceso industrial asociado y mínima potencia a entregar compatible con el proceso asociado al funcionamiento en régimen normal.

La información de la potencia neta, el mínimo técnico ordinario y extraordinario, las rampas de subida y bajada de potencia, los tiempos de arranque, las curvas de arranque de despacho, las curvas de costes variables de combustible de despacho, los costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque de despacho y los costes de operación y mantenimiento unitarios de despacho de cada grupo, utilizada por el operador del sistema para llevar a cabo el despacho de producción será la que conste en el registro

administrativo de las instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Los titulares de las instalaciones de producción deberán comunicar al operador del sistema las modificaciones autorizadas que se produzcan en dicho registro.

b) En el caso de instalaciones categoría B:

1.º Disponibilidad horaria.

2.º Potencia neta o, para aquellas instalaciones para las que no se haya definido dicha potencia en la normativa, la potencia instalada definida en el artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

La potencia neta será la aprobada por la Dirección General de Política Energética y Minas. Para los casos en que sea necesario, se tomará la potencia instalada incluida en el registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

3.º Los programas horarios previstos para el horizonte de programación.

2. Los comercializadores, los consumidores directos y los generadores para su consumo de servicios auxiliares cuando el saldo neto sea comprador en esa hora, que actúen en cada sistema eléctrico aislado, deberán comunicar al operador del sistema sus previsiones de demanda para cada período de programación horario en el horizonte de programación.

3. El operador del sistema podrá establecer los medios adecuados para el intercambio de información, los cuales serán publicados en su sede electrónica.

Artículo 69. *Procedimiento de despacho de la generación.*

1. El operador del sistema programará los grupos hidráulicos no fluyentes, con el objetivo de lograr la optimización económica del sistema a largo plazo, para ello se incorporará como dato de entrada la información proveniente del valor del agua en los embalses.

2. Programación semanal, diaria e intradiaria:

El operador del sistema realizará una programación semanal de los grupos para cada uno de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, que será redefinida en programaciones diarias e intradiarias.

Los desvíos generación-demanda previstos por el operador del sistema o comunicados por los sujetos dentro del propio día, con un horizonte superior a dos horas, darán lugar a la programación intradiaria. La programación intradiaria se comunicará a los sujetos afectados con una antelación superior a una hora. Las modificaciones del despacho diario deberán ser justificadas por el operador del sistema.

Las programaciones se realizarán partiendo de la programación de los grupos de bombeo y de los grupos hidráulicos no fluyentes indicados en el apartado anterior, así como de los datos indicados en el artículo 68, que serán comunicados al operador del sistema por los sujetos con una periodicidad semanal para la programación semanal, diaria para la programación diaria, y, en su caso, horaria para la programación intradiaria. Los citados datos deberán ser remitidos un día antes para la programación semanal y diaria y al menos dos horas antes para la intradiaria.

3. Las programaciones indicadas en el apartado anterior serán el resultado de aplicar el procedimiento de despacho definido en el anexo X, que incluirá:

a) Un primer despacho, realizado con criterio exclusivamente económico y considerando, en su caso, la limitación de horas de funcionamiento autorizadas de los grupos.

b) Un segundo despacho, realizado con criterio económico y de seguridad.

c) Un tercer despacho, teniendo en cuenta las posibles restricciones impuestas por la red de transporte.

En los sistemas eléctricos aislados conectados con la península, la energía que circule a través de dichos enlaces será integrada en el respectivo despacho de producción según lo establecido en la normativa de aplicación.

4. Resolución de desvíos generación-demanda en tiempo real.

Los desvíos en tiempo real serán resueltos por el operador del sistema haciendo uso de las asignaciones de reserva de regulación secundaria y terciaria.

5. La programación final del despacho de producción será la resultante de los ajustes necesarios realizados sobre el tercer despacho de producción diario, y en su caso intradiario,

como consecuencia de la resolución de los desvíos en tiempo real definidos en el apartado anterior.

Artículo 70. *Cálculo del precio de adquisición de la demanda.*

1. Los comercializadores, los consumidores directos y los generadores para su consumo de servicios auxiliares cuando el saldo neto sea comprador en esa hora, y en su caso, los representantes, adquirirán la energía horariamente en el despacho de producción al precio horario de adquisición de la demanda $Ph_{demanda}(j)$, expresado en €/MWh, definido en el anexo I.

2. Adicionalmente al precio de adquisición antes definido, se añadirán los costes de desvíos en los que incurran dichos sujetos, los costes por mecanismos de capacidad, los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y los costes para la financiación de la retribución del operador del mercado y del operador del sistema, en los términos previstos en el anexo XI, así como aquellos que se establezcan reglamentariamente.

Artículo 71. *Cálculo del precio final horario de generación y del extracoste en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares.*

1. El precio final horario de generación de cada sistema aislado, Ph(j), vendrá determinado por el cociente entre la suma de los costes de servicios de ajuste y de generación de las centrales ubicadas en dicho sistema aislado y el total de la energía por ellas generada, medida en barras de central.

Los costes de generación y de servicios de ajuste se calcularán considerando los siguientes conceptos:

a) Los costes de generación de liquidación obtenidos de aplicar el régimen retributivo adicional definido en el artículo 18 a todas las centrales categoría A con derecho a dicho régimen retributivo.

b) Los costes de generación definidos en el artículo 7 para las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo específico.

c) Los costes de generación definidos en los apartados 1 y 2 del artículo 8 de las centrales que participen en el despacho de producción que no tengan reconocido ningún régimen retributivo adicional o específico.

d) Los costes de los servicios de ajuste.

2. El extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares será la suma del extracoste de generación en cada uno de los sistemas aislados de dichos territorios no peninsulares, que vendrá determinado por la diferencia entre los costes de generación y de servicios de ajuste referidos en el apartado anterior y los ingresos remanentes derivados de la adquisición de energía por parte de la demanda una vez descontados los conceptos con destino específico de acuerdo a lo establecido en el artículo 72.1.a.

Artículo 72. *Procedimiento de liquidaciones.*

1. Para la liquidación de la energía en cada uno de los despachos de producción de los territorios no peninsulares, el operador del sistema procederá de acuerdo a lo establecido en este artículo y en el anexo XI:

a) Los ingresos obtenidos en el despacho de producción procedentes de la demanda que tengan un destino específico, tales como los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, los costes para la financiación de la retribución del operador del mercado y del operador del sistema y aquellos otros que pudieran establecerse, serán descontados del total de los ingresos obtenidos en el despacho procedentes de la demanda.

b) El operador del sistema liquidará con los ingresos remanentes que se obtengan tras detraer los ingresos con destino específico de acuerdo con lo previsto en el párrafo anterior, a los grupos generadores que operen en estos sistemas y que no que tengan reconocido un régimen retributivo adicional o específico, al régimen económico establecido en el artículo 8.

c) Una vez realizado lo anterior, el operador del sistema liquidará el resto de ingresos entre las instalaciones de producción que tengan reconocido un régimen retributivo adicional o específico proporcionalmente a su energía generada medida en barras de central, con la limitación de ingresos correspondientes a los conceptos de los párrafos a) y c) del artículo 7.1 o, en su caso, los párrafos a) y c) de la disposición adicional décima.1 para las instalaciones con régimen retributivo específico.

El operador del sistema calculará y publicará las liquidaciones mensuales del despacho de producción y sus avances diarios, con la periodicidad, frecuencia y condiciones generales establecidas en los procedimientos del sistema de liquidaciones y garantías de pago de los sistemas eléctricos no peninsulares.

2. Conforme a lo establecido en la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

La cuantía consignada en los Presupuestos Generales del Estado para la compensación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares se liquidará de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

La cuantía para la compensación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con cargo al sistema eléctrico se liquidará de acuerdo a lo establecido en este artículo.

3. Para cada año natural, a los efectos de la liquidación del extracoste de generación se seguirá el procedimiento recogido a continuación:

a) El operador del sistema calculará:

1.º) Los costes de generación de liquidación obtenidos de aplicar el régimen retributivo adicional definido en el artículo 18 a todas las centrales categoría A con derecho a dicho régimen retributivo sin aplicar la corrección por factura de combustible definida en el artículo 31 e incluyendo una estimación de la retribución por otros costes operativos recogidos en el artículo 36, así como, en su caso, del impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

2.º) El concepto definido en los párrafos a) y c) del artículo 7.1 de los derechos de cobro de las instalaciones categoría B que tengan reconocido un régimen retributivo específico, así como los costes de desvíos en los que incurran dichas instalaciones.

3.º) Asimismo publicará las liquidaciones definitivas del despacho de producción realizadas, por dicho operador, a cada una de las unidades de programación de producción que integren las citadas instalaciones correspondiente a los 12 meses del año n en un plazo máximo de un mes contado a partir de la publicación del cierre de medidas definitivas.

b) El operador del sistema remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para cada año natural, la información indicada en el párrafo a) anterior, tanto de costes de generación y de servicios de ajuste como de liquidaciones definitivas, en un plazo no superior a tres meses desde la publicación de la liquidación de despacho definitiva.

c) Los titulares de las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional solicitarán a la Dirección General de Política Energética y Minas que apruebe la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para sus instalaciones en el plazo máximo de un mes desde la publicación por parte del operador del sistema de las liquidaciones con base en medidas definitivas. Esta solicitud irá acompañada de la información requerida en el presente real decreto y será remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para informe.

d) El organismo encargado de las liquidaciones del sector eléctrico calculará los derechos de cobro definidos en el párrafo b) del artículo 7.1 correspondientes a cada una de

las instalaciones generadoras que tengan reconocido el régimen retributivo específico realizadas con medidas definitivas así como el resto de conceptos establecidos en el presente real decreto.

e) La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y previo informe favorable de la Intervención General de la Administración del Estado, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, procederá a aprobar la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional, así como la cuantía de los costes de generación de las instalaciones que tengan reconocido un régimen retributivo específico, la cuantía de los costes de los servicios de ajuste y la cuantía del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares definido en el artículo 71.2, así como la desviación entre el extracoste reconocido y la compensación que haya sido entregada a cuenta por este concepto, diferenciando las partidas con cargo a Presupuestos Generales del Estado y al sistema eléctrico.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aplicará en su propuesta la corrección por factura de combustible definida en el artículo 31, calculará la retribución por otros costes operativos, teniendo en cuenta la documentación que acredite el pago del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivados de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, e integrará los derechos de cobro definidos en el artículo 7.1 b) correspondientes a las instalaciones generadoras que tengan reconocido el régimen retributivo específico a los cálculos realizados por el operador del sistema de acuerdo a lo establecido en el apartado 3.a).

f) Emitida la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, el organismo encargado de la liquidación del sector eléctrico procederá a liquidar la desviación entre el extracoste reconocido y la compensación que haya sido entregada a cuenta por este concepto de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto y la normativa de liquidaciones del sector eléctrico.

4. Con carácter mensual, se realizarán liquidaciones provisionales a cuenta de la definitiva por el organismo encargado de la liquidación del sector eléctrico de acuerdo con lo establecido en la normativa reguladora del procedimiento de liquidación y lo establecido en este apartado.

a) El operador del sistema calculará los costes definidos en los apartado 3.a).1º y 3.a).2º y publicará las liquidaciones mensuales del despacho de producción realizadas por dicho operador a cada una de las unidades de programación de producción que integren las citadas instalaciones.

Asimismo, remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información indicada en el párrafo anterior.

b) En cada liquidación mensual el organismo encargado de la liquidación del sector eléctrico abonará con cargo al sistema eléctrico, para cada empresa generadora, la cuantía correspondiente a la diferencia entre la retribución acumulada hasta ese mes, la cuantía liquidada en el despacho de producción por el operador del sistema y la cuantía con cargo a los Presupuestos Generales del Estado correspondiente a los mismos meses conforme a lo previsto en el artículo 4.b) del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto.

En todo caso, la cuantía con cargo al sistema eléctrico no podrá superar la parte proporcional acumulada de la cantidad prevista en la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo que apruebe los peajes de acceso de energía eléctrica del correspondiente año.

TÍTULO VII

Régimen económico y administrativo de las instalaciones de bombeo asignadas al operador del sistema en los territorios no peninsulares

Artículo 73. *Definición de las instalaciones de bombeo asignadas al operador del sistema en los territorios no peninsulares.*

Las instalaciones de bombeo asignadas al operador del sistema conforme a lo establecido en el artículo 5 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, serán consideradas a todos los efectos activos pertenecientes a la actividad de operación del sistema, y por tanto, no se inscribirán en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y a su producción no le serán de aplicación los peajes de generación.

Artículo 74. *Procedimiento de asignación de la titularidad.*

1. Cuando se detecte la necesidad de instalar bombeos en un sistema eléctrico aislado por garantía del suministro, seguridad del sistema o integración de energías renovables no gestionables, el operador del sistema lo solicitará a la Dirección General de Política Energética y Minas acompañado de un informe justificativo al efecto.

En este informe, tomando como base las instalaciones de generación existentes, las instalaciones de transporte existentes y planificadas y la demanda prevista, se valorará técnicamente la oportunidad de instalar una central de bombeo y se realizarán diferentes escenarios de implantación de energías renovables conforme establece el anexo VII.3. Asimismo el informe incluirá una propuesta de los valores de la inversión de la instalación, los valores unitarios de operación y mantenimiento variable y de los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de la instalación.

2. Tras la recepción del informe definido en el apartado anterior, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo solicitará informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Dicho informe analizará la oportunidad de instalar bombeos en un sistema eléctrico aislado por garantía del suministro, seguridad del sistema o integración de energías renovables no gestionables teniendo en cuenta todos los datos disponibles y en particular, los diferentes escenarios propuestos por el operador del sistema analizándolos desde un punto de vista económico y de afección a los costes del sistema eléctrico, de acuerdo con lo establecido en el anexo VII.3.

3. Asimismo, tras la recepción del informe definido en el apartado 1, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo solicitará informe a la comunidad autónoma o ciudad autónoma afectada, que deberá ser evacuado en el plazo de un mes desde la recepción de la solicitud, para que, en el ejercicio de sus competencias, analice los diferentes escenarios contemplados.

4. Teniendo en cuenta los informes definidos en los apartados anteriores, el Consejo de Ministros declarará, en su caso, que la instalación de bombeo propuesta sea de titularidad del operador del sistema, al tener como finalidad principal la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares.

Una vez declarada por el Consejo de Ministros la necesidad de instalar bombeos de titularidad del operador del sistema conforme a lo establecido en el artículo 5 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se aprobará la potencia de la instalación, las particularidades de su retribución y los siguientes parámetros retributivos:

a) El valor de la inversión de la instalación en el año de su puesta en servicio, VI_i, diferenciando las inversiones con distinta vida útil regulatoria. Este valor de inversión tendrá la consideración, en su caso, de valor estándar de la inversión de la instalación.

b) El valor unitario de operación y mantenimiento variable.

c) El valor unitario de la anualidad de costes de operación y mantenimiento fijos.

En ningún caso se podrán aprobar valores de la inversión de la instalación, valores unitarios de operación y mantenimiento variable, ni valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de la instalación que sean superiores a los especificados en

la propuesta remitida por el operador del sistema al amparo de lo previsto en el apartado 1.5. Si transcurrido un periodo superior a un año desde la aprobación de la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo de fijación de parámetros retributivos, no se hubiera dictado autorización administrativa y se hubieran producido circunstancias o hechos que alterasen las condiciones bajo las cuales se dictó la citada orden, el operador del sistema podrá solicitar la modificación de dichos parámetros.

A tal efecto, el operador del sistema remitirá solicitud motivada aportando en su caso una nueva propuesta de valor de inversión, de valor unitario de operación y mantenimiento variable y de valor unitario de la anualidad de costes de operación y mantenimiento fijos.

Artículo 75. *Régimen de autorización.*

1. A las instalaciones de bombeo que sean asignadas al operador del sistema en los territorios no peninsulares, de acuerdo con el establecido en este título, les serán de aplicación los derechos de acceso y conexión así como el régimen de autorizaciones administrativas establecidas para el resto de instalaciones de bombeo.

2. Cuando la competencia para la autorización de estas instalaciones sea de la comunidad o ciudad autónoma, ésta deberá comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas la fecha de la autorización de explotación de la instalación, remitiendo copia de todas las autorizaciones otorgadas por la citada comunidad o ciudad autónoma.

Artículo 76. *Régimen de funcionamiento.*

La energía correspondiente a estas instalaciones de bombeo se integrará como un servicio de ajuste por garantía de suministro y seguridad en cada sistema.

Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se fijaran los criterios de explotación de estas instalaciones para su integración en los servicios de ajuste. A estos efectos, el operador del sistema solicitará comentarios a los representantes de todos los sujetos que actúen en el sistema definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y propondrá los criterios de explotación al Ministerio de Industria, Energía y Turismo acompañados del citado informe de los sujetos.

Mensualmente el operador del sistema informará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia sobre la aplicación de estos criterios en el funcionamiento de las citadas instalaciones de bombeo en cada sistema.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia realizará, anualmente, un informe en el que se analice la aplicación de la orden que fije los criterios de explotación de estas instalaciones para su integración en los servicios de ajuste y que, en su caso, proponga modificaciones en la citada norma de tal forma que se salvaguarde la independencia del operador del sistema en su labor de gestor de la red de transporte de electricidad.

Artículo 77. *Régimen retributivo.*

En el plazo máximo de seis meses desde la fecha de la autorización de explotación de la instalación, el operador del sistema deberá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas el reconocimiento del régimen retributivo de la misma.

Dicha solicitud deberá ir acompañada de la auditoría sobre la inversión realizada así como la documentación que considere necesaria para fijar su retribución. En cualquier caso, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar al operador del sistema la información adicional que considere necesaria.

En la citada resolución se aprobará:

a) El valor de la inversión reconocida al grupo i, calculada, en su caso, según lo establecido en el artículo 26.

b) La vida útil regulatoria durante la cual la instalación tendrá derecho a percibir la retribución prevista en este título.

Artículo 78. *Procedimiento de liquidación.*

El operador del sistema declarará en sus liquidaciones y de forma separada los costes de estas instalaciones. El órgano encargado de las liquidaciones del sector eléctrico integrará en sus liquidaciones este coste como extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares.

Disposición adicional primera. *Primer periodo regulatorio.*

1. De acuerdo con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el primer periodo regulatorio se iniciará a la entrada en vigor del presente real decreto y finalizará el 31 de diciembre de 2019.

2. La tasa de retribución financiera a aplicar a todas las instalaciones de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares categoría A que tengan retribución por inversión durante el primer periodo regulatorio, se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las obligaciones del Estado a diez años de los meses de abril, mayo y junio de 2013 incrementada en 200 puntos básicos, de conformidad con la disposición adicional décima.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, quedando fijada en 650,3 puntos básicos.

3. De acuerdo con lo anterior, el valor de la anualidad de la retribución por inversión para el año 2015 (CI_n) de las instalaciones que tienen reconocido el valor de la inversión a la entrada en vigor del presente real decreto será, desde su entrada en vigor, la establecida en el anexo XII.1

Disposición adicional segunda. *Valores unitarios de inversión del primer periodo regulatorio.*

1. Durante el primer periodo regulatorio, la inversión prevista para el cálculo de las garantías definidas en el artículo 50 será la obtenida de multiplicar la potencia neta proyectada del grupo por los valores unitarios máximos fijados en el anexo XII.2. En las tecnologías no indicadas en el citado anexo por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se aprobarán los valores unitarios de referencia definidos en el artículo 26.

2. El valor de la inversión que se reconozca, en su caso, a las instalaciones con autorización de explotación definitiva de fecha posterior a la entrada en vigor de este real decreto y durante el primer periodo regulatorio, será establecido de la siguiente forma:

a) El valor de la inversión reconocida al grupo i será el valor real de la inversión realizada debidamente auditada, más el 50 por ciento de la diferencia entre el límite máximo y dicho valor real, cuando este sea inferior al límite.

b) El límite máximo se determinará multiplicando la potencia neta del grupo inscrito en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica por el valor unitario máximo que le corresponda de acuerdo con lo establecido en el anexo XII.2.

Si la citada diferencia fuera negativa, el valor reconocido de la inversión realizada será el que resulte de multiplicar la potencia neta inscrita por el valor unitario máximo fijado en el citado anexo.

El procedimiento para determinar el valor de la inversión reconocida de los grupos cuya tecnología no esté contemplada en el anexo XII.2 se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Disposición adicional tercera. *Valores unitarios de la anualidad de los costes de operación y mantenimiento fijos del primer periodo regulatorio.*

Los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de la instalación tipo definidos en el artículo 29 a aplicar durante el primer periodo regulatorio serán los establecidos en el anexo XII.3, sin factor de corrección.

Los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos y los factores de corrección a aplicar a los grupos cuya instalación tipo no esté contemplada en el anexo XII.3 se establecerán por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Disposición adicional cuarta. *Retribución por costes variables durante el primer periodo regulatorio.*

1. Los parámetros técnicos de liquidación, a, b y c de las instalaciones tipo, aplicables durante el primer periodo regulatorio, son los establecidos en el anexo XII.4.

2. Los parámetros a'(i), b'(i) de las instalaciones tipo, aplicables durante el primer periodo regulatorio, son los establecidos en el anexo XII.5.

3. La retribución por costes variables de operación y mantenimiento de funcionamiento definida en el artículo 35.1, se calculará, en el primer periodo regulatorio, a partir de los valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación de las instalaciones tipo definidos en el anexo XII.6.

4. Los parámetros económicos «d» de las instalaciones tipo aplicables durante el primer periodo regulatorio, son los establecidos en el anexo XII.7.

5. Los valores de los parámetros técnicos y económicos de liquidación de las instalaciones tipo que no estén contemplados en los citados anexos se definirán por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Disposición adicional quinta. *Liquidación de los ejercicios 2012, 2013 y 2014.*

El operador del sistema calculará los costes de generación de liquidación definidos en el artículo 71 para cada uno de los grupos en cada territorio no peninsular, para los años 2012, 2013 y 2014 aplicando la metodología y parámetros establecidos en la disposición transitoria séptima y los comunicará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el plazo máximo de tres meses desde la fecha de entrada en vigor de este real decreto.

Disposición adicional sexta. *Mandatos a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

1. En el plazo de seis meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá a la Secretaría de Estado de Energía una propuesta de valores unitarios de referencia para el cálculo del valor estándar de inversión, y de datos técnicos y económicos que determinan los costes fijos y variables de generación de despacho y de parámetros técnicos y económicos de la instalación tipo a aplicar a las instalaciones de producción compuestas por turbinas de gas que comparten alternador.

2. Asimismo, en el plazo de un año desde la entrada en vigor del presente real decreto, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá a la Secretaría de Estado de Energía:

a) Una propuesta de costes de logística de los combustibles en cada uno de los sistemas eléctricos aislados, acompañada de un estudio que los justifique. A la vista de dicha propuesta, por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio se revisarán los costes de logística establecidos en la disposición transitoria tercera.5.

b) Una propuesta de incentivo al operador del sistema y una propuesta de objetivos mínimos de calidad (OCSNIEPI, OCSTIEPI,) para cada sistema aislado j según la definición del anexo IX, a los efectos de lo establecido en el artículo 60.

Disposición adicional séptima. *Mandatos al operador del sistema.*

1. En el plazo de seis meses desde la entrada en vigor de este real decreto, el operador del sistema deberá remitir a la Secretaría de Estado de Energía:

a) Una propuesta de procedimiento de prueba de mínimo técnico ordinario y extraordinario de las centrales según la definición dada en la disposición adicional segunda de la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

b) Una propuesta de procedimiento de pruebas de rendimiento para la determinación de los datos técnicos de los costes variables de las instalaciones de producción compuestas por turbinas de gas que comparten alternador, pertenecientes a los sistemas eléctricos de los

territorios no peninsulares, de forma que se tenga en cuenta la influencia mutua que se produce en el funcionamiento de estas turbinas debido a dicha configuración.

c) Una propuesta de perfiles a aplicar a los consumidores que no dispongan de medida horaria en cada territorio no peninsular.

d) Una propuesta de los períodos horarios y de los factores de estacionalidad que se aplican para la determinación del valor de la retribución por coste horario fijo para cada grupo en una hora concreta.

e) Una propuesta de la metodología para obtener el precio de la energía en la hora h a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor en cada territorio no peninsular de acuerdo a lo establecido en la disposición final cuarta.

f) A los efectos de lo establecido en el artículo 60.4, el operador del sistema informará a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,, del consumo específico de cada grupo generador para cada hora del mes, en termias por kilovatio hora producido, y del consumo específico estimado de dichos grupos, en termias por kilovatio hora, teniendo exclusivamente en cuenta la energía despachada para cubrir la demanda, esto es, sin tener en cuenta las reservas de potencia, regulación, control de tensión, previsión de desvíos en los programas de generación y en demanda y restricciones de redes, para los años 2012, 2013 y 2014.

Asimismo el operador del sistema informará a la a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia del número de interrupciones imprevistas superiores a 3 minutos asociadas a generación y de la duración de dichas interrupciones por mes, durante los años 2012, 2013 y 2014.

2. El operador del sistema deberá remitir igualmente, en el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de este real decreto:

a) Una metodología para la elaboración de los informes de cobertura de la demanda, del informe de necesidad de bombeos y para la determinación de la potencia necesaria propuesta, la potencia adicional propuesta y las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación, en el que incluya el método estadístico utilizado y las variables a tener en cuenta, de tal forma que se garantice que dicho cálculo se puede replicar. Dicha metodología deberá cumplir lo indicado en el anexo VII.

b) El primer informe anual de cobertura de la demanda, sin perjuicio de los plazos establecidos en el artículo 44.

3. En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto, el operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía:

a) Un certificado con la relación de los grupos que, estando inscritos con carácter provisional en el registro administrativo de instalaciones de producción del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, cumplen con los requisitos técnicos para poder estar dado de alta en el despacho y con los procedimientos del sistema de liquidaciones y garantías de pago que rigen en estos sistemas, al objeto de que se proceda a inscribir con carácter definitivo en el citado registro a aquellos grupos que cumplan los requisitos establecidos.

b) Una propuesta de modificación de los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares cuyo contenido sea necesario adaptar para recoger las modificaciones introducidas por el presente real decreto. Dicha propuesta incluirá el plazo necesario para adaptar los sistemas de información del operador del sistema y de los sujetos.

4. En el plazo de un mes desde la entrada en vigor de este real decreto, el operador del sistema remitirá a la a la Secretaría de Estado de Energía:

a) La relación de grupos que constituyen cada central de generación en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, entendiendo por central aquella cuyos grupos comparten línea de evacuación y puntos de conexión.

b) Una propuesta de procedimiento de liquidación de la energía en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares que desarrolle los principios introducidos por este real decreto.

Disposición adicional octava. *Instalaciones de producción que hayan finalizado su vida útil.*

1. Los titulares de instalaciones de producción que habiendo finalizado su vida útil regulatoria en la fecha de la convocatoria del primer procedimiento de concurrencia competitiva, según su definición dada en la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, continúen en explotación, deberán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas que se les otorgue nuevamente el régimen retributivo adicional en el plazo de dos meses desde la publicación de la primera resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se efectúe la convocatoria para el otorgamiento de resolución favorable de compatibilidad y establezca la potencia necesaria a que se refiere la disposición transitoria primera.2.

Aquellas instalaciones que no soliciten que se les otorgue nuevamente el régimen retributivo adicional en el plazo establecido perderán, desde dicho momento, el derecho al régimen retributivo adicional, percibiendo por su energía generada el régimen económico establecido en el artículo 8.

El procedimiento para el otorgamiento, en su caso, de la resolución de favorable compatibilidad será el establecido en la citada disposición transitoria primera, con las particularidades previstas en los artículos 53 y 54 para las instalaciones que realizan nuevas inversiones y que finalizan su vida útil regulatoria, respectivamente.

2. A estos efectos, los titulares de las instalaciones de producción que hayan finalizado su vida útil deberán remitir junto con la solicitud, las nuevas inversiones que, en su caso, hayan realizado desde el 1 de enero de 2012, debidamente auditadas.

3. Aquellas instalaciones que no obtengan la resolución favorable de compatibilidad dejarán de tener derecho a percibir el régimen retributivo adicional, desde la fecha de la resolución, percibiendo por su energía generada el régimen económico establecido en el artículo 8.

4. Si el informe anual de cobertura de la demanda establecido en la disposición adicional séptima.2.b) pone de manifiesto que no es necesaria potencia adicional en un sistema eléctrico aislado, no se convocará el procedimiento de concurrencia competitiva y las instalaciones de producción que hayan finalizado su vida útil perderán el derecho al régimen retributivo adicional, percibiendo por su energía generada el régimen económico establecido en el artículo 8. La pérdida del derecho al régimen retributivo adicional será declarada por el Director General de Política Energética y Minas mediante resolución desfavorable de compatibilidad, previo trámite de audiencia.

5. Desde que entre en vigor el presente real decreto y hasta que surta efectos la resolución de compatibilidad, los titulares de las instalaciones percibirán la retribución por costes variables de generación y la retribución por operación y mantenimiento fijo definida en el título IV este real decreto.

Disposición adicional novena. *Remisión de información.*

1. Los sujetos que realicen cualquiera de las actividades con retribución regulada, de acuerdo a lo dispuesto en el presente real decreto y sus normas de desarrollo, deberán facilitar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la información que les sea requerida por éstos para el ejercicio de sus funciones, en formato electrónico que permita el tratamiento de los datos en hoja de cálculo y con el desglose que se establezca por Resolución del Director General de Política Energética y Minas o mediante circular de la citada Comisión.

En particular, deberán facilitar la información relativa a las condiciones que determinaron el otorgamiento de sus retribuciones, así como la información relativa a los costes que sea necesaria para el adecuado establecimiento y revisión de los mismos.

2. En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto, los titulares de instalaciones de producción en los territorios no peninsulares deberán remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los valores auditados a partir de 1 de enero de 2011 definidos en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 1 de diciembre de 2010, por la que se establecen los criterios para la realización de auditorías de los grupos de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos

insulares y extrapeninsulares, incluyendo además el detalle de los márgenes añadidos por las operaciones intragrupo.

3. La información económica auditada que se remita en virtud de las resoluciones vigentes que establezcan los criterios para la realización de auditorías de los grupos de generación en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, detallarán los gastos y comisiones que la empresa del grupo añade, en su caso, al coste de las facturas de los proveedores para las operaciones realizadas con otras empresas del grupo, en particular, los aprovisionamientos de combustible.

Disposición adicional décima. *Retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica con régimen económico primado otorgado con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y de las instalaciones con régimen retributivo específico al amparo de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.*

1. A las instalaciones que a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, tuvieran derecho a un régimen económico primado, así como a aquellas a las que les sea otorgado el régimen retributivo específico al amparo de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, no les serán de aplicación los conceptos retributivos del régimen económico previstos en el artículo 7.1.

Estas instalaciones percibirán los siguientes conceptos retributivos:

a) El producto de la energía vendida en la hora h medida en barras de central por el grupo generador por el precio resultante de calcular la media ponderada del precio marginal horario del mercado diario y de los precios marginales horarios de cada una de las sesiones del mercado intradiario.

b) En su caso, el régimen retributivo específico establecido en el título IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

c) En su caso, las contraprestaciones económicas que se establezcan por su participación en los servicios de ajuste de estos sistemas.

2. A efectos del cálculo del precio horario de generación de cada sistema eléctrico aislado definido en el artículo 71.1 de este real decreto, para las instalaciones definidas en el apartado anterior, se aplicarán, en lugar de los costes de generación definidos en el artículo 7, los establecidos en los apartados a) y b) anteriores.

Disposición adicional undécima. *Conformidad con el ordenamiento comunitario.*

El régimen retributivo y el procedimiento de despacho previstos en los títulos IV, VI y VII, y en las correspondientes disposiciones de la parte final de este real decreto quedarán subordinados en su plena y definitiva eficacia a la inexistencia de objeciones por parte de la Comisión Europea en lo que a su compatibilidad con el ordenamiento comunitario concierne.

Disposición adicional duodécima. *Comunicación y notificación por vía electrónica.*

1. Conforme a lo previsto en el artículo 27.6 de la Ley 11/2007, de 22 de junio, de acceso electrónico de los ciudadanos a los Servicios Públicos, las solicitudes, escritos y comunicaciones relativas a los distintos procedimientos relacionados en el apartado 2, se presentarán exclusivamente por vía electrónica, con certificado electrónico, en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Esta obligación comprenderá la práctica de notificaciones administrativas por medios electrónicos, de conformidad con los artículos 32.1 y 40 del Real Decreto 1671/2009, de 6 de noviembre, por el que se desarrolla parcialmente la Ley 11/2007, de 22 de junio, de acceso electrónico de los ciudadanos a los servicios públicos, que se realizará mediante comparecencia electrónica en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, accesible por los interesados mediante certificado electrónico.

En aquellos casos en que sea obligatoria la comunicación a través de medios electrónicos y no se utilicen dichos medios, el órgano administrativo competente requerirá la

correspondiente subsanación, advirtiendo que, de no ser atendido el requerimiento, se tendrá al interesado por desistido de su petición de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 32.3 del Real Decreto 1671/2009, de 6 de noviembre, careciendo de validez o eficacia aquella comunicación en la que haya tenido lugar tal incumplimiento.

2. Los procedimientos administrativos a los que resultará de aplicación lo dispuesto en el apartado anterior son los siguientes:

a) Procedimientos de inscripción, modificación y cancelación en el registro de régimen retributivo específico definido en el artículo 27 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, así como cualesquiera otros procedimientos regulados en la normativa de aplicación relacionados con dicho registro y con el régimen retributivo específico.

b) Procedimientos de inscripción, modificación y cancelación en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica definido en el artículo 21 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

c) Cualquier procedimiento relativo a la actividad de comercialización de energía eléctrica y gestores de carga regulados en la normativa de aplicación, entre los que se encuentran los de comunicación de inicio de la actividad y declaración responsable, modificación de las anteriores y cese en el desempeño de la actividad. En el caso de las comercializadores de energía eléctrica, procedimientos relativos al envío de información sobre consumidores finales de electricidad en aplicación de la Orden ITC/606/2011, de 16 de marzo, por la que se determina el contenido y la forma de remisión de la información sobre los precios aplicables a los consumidores finales de electricidad al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, así como los procedimientos relativos a la extinción de la habilitación para ejercer como comercializador de energía eléctrica y traspaso de clientes a un comercializador de referencia.

A estos efectos, los anexos con los modelos correspondientes de comunicación y de declaración responsable estarán disponibles para su cumplimentación y envío por vía electrónica en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

d) Remisión de información relativa a calidad de servicio, que de acuerdo con la normativa estatal establecida deban ser remitidos por las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

e) Cualquier procedimiento de solicitud de autorización de configuraciones de medida que precisen de autorización de acuerdo con la normativa de aplicación.

f) Cualquier procedimiento relativo a las solicitudes de exención de aplicación de los peajes de acceso en virtud de lo establecido en el Real Decreto 1164/2001 de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

g) Cualquier procedimiento relativo a la solicitud de reconocimiento del régimen retributivo adicional regulado en el presente real decreto.

h) Los recursos administrativos y las solicitudes de revisión de oficio que pudieran derivarse de los procedimientos anteriormente citados.

i) Las reclamaciones de responsabilidad patrimonial del Estado de competencia del Ministerio de Industria, Energía y Turismo que pudieran derivarse de la aplicación de la regulación del sector eléctrico.

Disposición adicional decimotercera. *Régimen económico de las energías renovables.*

1. Las instalaciones de la categoría B definidas en el artículo 2 que, de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, tengan reconocido el régimen económico de energías renovables, percibirán los siguientes conceptos:

a) El precio a percibir definido en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre.

b) En su caso, las contraprestaciones económicas que se establezcan por su participación en los servicios de ajuste.

Los derechos de cobro de las instalaciones de producción obtenidos según lo anterior se verán afectados por los costes de desvíos en los que incurran dichas instalaciones, así como

por aquellos que pudieran establecerse, en los términos que se determinen por orden ministerial.

2. Reglamentariamente se definirá el procedimiento de liquidación aplicable a las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables ubicadas en los territorios no peninsulares.

3. Sin perjuicio de lo anterior, lo previsto en este real decreto en relación con las instalaciones con el régimen retributivo específico ha de ser aplicado también a las instalaciones con el régimen económico de las energías renovables definido en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, salvo lo regulado expresamente.

Disposición transitoria primera. *Resolución de la primera convocatoria del procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares.*

1. Quedan exceptuadas de la aplicación de lo dispuesto en los artículos 47, 48, 49, 51 y 52 de este real decreto, las instalaciones definidas en la disposición transitoria primera.1 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y en la disposición adicional decimonovena de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

No obstante lo anterior, sí resultarán aplicables dichos artículos para el reconocimiento de nuevas inversiones o para que les sea otorgado nuevamente el régimen retributivo adicional cuando vayan a finalizar su vida útil regulatoria.

2. Si el informe anual de cobertura de la demanda establecido en la disposición adicional séptima.2.b pone de manifiesto que existe un riesgo de falta de cobertura en el horizonte del análisis en un sistema eléctrico aislado, el Secretario de Estado de Energía convocará, mediante resolución, un procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad.

En dicha resolución del Secretario de Estado de Energía se establecerá la potencia prevista adicional que debe ser instalada, en su caso, para asegurar la cobertura de la demanda en cada uno de los sistemas eléctricos aislados para cada uno de los siguientes cinco años. Asimismo, en esta resolución se podrán dar señales de localización por nudos y se podrán establecer limitaciones técnicas relativas, entre otros aspectos, al tamaño y tecnología de los grupos.

El procedimiento para el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad será el establecido en los artículos 47, 48 y 49 con las particularidades descritas en esta disposición.

3. Las solicitudes de resolución de compatibilidad presentadas desde la entrada en vigor de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, y hasta la entrada en vigor de este real decreto serán tramitadas según el procedimiento establecido en los artículos 47, 48 y 49 con las particularidades descritas en esta disposición.

En el plazo de dos meses desde la publicación de la resolución definida en el apartado anterior, los titulares de las instalaciones citadas en el párrafo anterior deberán complementar su solicitud presentando la información relativa a cada una de las instalaciones proyectadas con el desglose establecido en el anexo VIII.1 de este real decreto, adjuntando asimismo el resguardo de la Caja General de Depósitos acreditativo de haber depositado la garantía económica establecida en el artículo 50.

3bis. Las solicitudes de resolución de compatibilidad presentadas con anterioridad a la finalización del plazo de dos meses desde la publicación de la resolución de convocatoria del procedimiento de concurrencia competitiva definida en el apartado 2, se acumularán a las solicitudes presentadas al amparo del apartado anterior, a excepción de aquellas que resulten inadmitidas.

4. Si el informe anual de cobertura de la demanda establecido en la disposición adicional séptima.2.b pone de manifiesto que no es necesaria potencia adicional en un sistema eléctrico aislado, no se convocará el procedimiento de concurrencia competitiva en dicho sistema y las solicitudes presentadas desde la entrada en vigor de la Ley 17/2013, de 29 de octubre y hasta la entrada en vigor de este real decreto para ese sistema serán resueltas desfavorablemente por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo trámite de audiencia.

5. Las solicitudes de resolución de compatibilidad presentadas al amparo de lo previsto en los apartados 2 y 5 de la disposición transitoria primera de la Ley 17/2013, de 29 de octubre serán resueltas por la Dirección General de Política Energética y Minas previo informe del operador del sistema y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Disposición transitoria segunda. *Mezcla de combustible.*

1. En tanto no se autoricen las mezclas de combustible habitual por la Dirección General de Política Energética y Minas, los costes variables de combustible de despacho y del coste de arranque de despacho de las instalaciones de producción categoría A, se calcularán teniendo en cuenta el combustible principal del grupo, y en la liquidación de estos grupos se reconocerá la mezcla de combustible utilizada, previa inspección.

Estos costes adicionales serán reconocidos en la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional y la cuantía de los costes de generación de las instalaciones que tengan reconocido un régimen retributivo específico a la que hace referencia el artículo 72.3.e).

2. No obstante lo anterior, a efectos de lo establecido en los artículos 12 y 40, en el plazo de un mes desde la entrada en vigor de este real decreto los titulares de las instalaciones de producción categoría A que vayan a percibir el régimen retributivo adicional deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas la mezcla de combustible habitual utilizada en cada uno de sus grupos, tanto en estado de marcha normal como en los arranques.

En el caso de que no se presentara la citada información en el plazo establecido, el combustible a utilizar a efectos de despacho y de liquidación será el combustible principal indicado en el anexo XIII.

Disposición transitoria tercera. *Determinación del precio de combustible hasta la entrada en vigor de la orden definida en el artículo 40.5.*

1. Hasta la entrada en vigor de la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo en la que se definan los componentes del precio de cada uno de los combustibles fósiles utilizados y la metodología para la determinación de dicho precio definida en el artículo 40.5, se estará a lo dispuesto en la presente disposición.

2. Los combustibles fósiles que se considerarán en los territorios no peninsulares a efectos de retribución por zonas geográficas son los siguientes:

Baleares: Hulla importada, Fuel Oil BIA (1 por ciento de azufre), Gas Natural y Gasoil.

Canarias: Fuel Oil BIA (1 por ciento de azufre), Fuel Oil BIA (0,73 por ciento de azufre), Fuel Oil BIA (0,3 por ciento de azufre), Diésel Oil y Gasoil.

Ceuta y Melilla: Fuel Oil BIA (1 por ciento de azufre), Diésel Oil y Gasoil.

En el caso de que se utilizaran nuevos combustibles fósiles no contemplados en la relación anterior, el Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá aprobar, en su caso, su utilización y determinar el método de cálculo del precio correspondiente al nuevo combustible.

3. El precio del combustible se calculará como la suma del precio del producto definido en el siguiente apartado y la retribución por costes de logística establecida en el apartado 5, a excepción del gas natural, cuyo precio del combustible se calculará de acuerdo con el método establecido en al Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Adicionalmente, el precio del combustible incluirá, en su caso, los costes derivados de la aplicación del impuesto especial sobre el carbón y del impuesto sobre hidrocarburos definidos en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

4. Los precios del producto por tipo de combustible se aprobarán semestralmente por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, serán publicados en el «Boletín Oficial del Estado» y se calcularán como media aritmética de las cotizaciones mensuales, correspondientes a los seis meses inmediatamente anteriores, de los índices y cotizaciones siguientes:

a) Para la hulla importada, será igual al índice API#2 publicado por el Coal Daily de Energy Argus.

b) Para el Fuel Oil BIA (1 por ciento), consumido en los territorios no peninsulares de Baleares, Melilla y Ceuta será igual a la media aritmética de las medias mensuales del rango bajo de cotizaciones de Fuel Oil 1 por ciento en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera), publicada en el Platts European Marketscan. Para el Fuel Oil BIA (1 por ciento y 0,3 por ciento), consumido en el territorio no peninsular de Canarias será igual a la media aritmética de las medias mensuales del rango bajo de cotizaciones de Fuel Oil 1 por ciento en el mercado CIF NWE publicada en el Platts European Marketscan.

c) El precio del producto para el Fuel Oil BIA 0,73 por ciento del territorio no peninsular de Canarias se calculará como la media aritmética de las medias mensuales del rango bajo de cotizaciones en el mercado CIF NWE del Fuel Oil 1 por ciento publicadas en el Platts European Marketscan más un coeficiente que se calculará como el 67,5 por ciento de la diferencia entre las medias mensuales del rango bajo de cotizaciones en el mercado FOB NWE del Fuel Oil 0,5-0,7 por ciento publicadas en el Platts European Marketscan y las medias mensuales del rango bajo de cotizaciones de Fuel Oil 1 por ciento en el mercado FOB NWE publicada en el Platts European Marketscan.

d) Para el Diésel Oil del territorio no peninsular de Canarias, se establecerá por composición porcentual en peso de la media aritmética de las medias mensuales del rango bajo de cotizaciones de Gasoil 0,1 por ciento (83 por ciento) y Fuel Oil 3,5 por ciento (17 por ciento) en el mercado CIF NWE publicadas en el Platts European Marketscan. Para el Diésel Oil del Territorio no peninsular de Ceuta, se establecerá por composición porcentual en peso de la media aritmética de las medias mensuales del rango bajo de cotizaciones de Gasoil 0,1 por ciento (83 por ciento) y Fuel Oil 3,5 por ciento (17 por ciento) en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera), publicada en el Platts European Marketscan.

e) Para el Gasoil 0,1 por ciento consumido en los territorios no peninsulares de Baleares, Melilla y Ceuta se calculará como la media aritmética de las medias mensuales del rango bajo de cotizaciones de Gasoil 0,1 por ciento en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera) publicada en el Platts European Marketscan. Para el Gasoil 0,1 por ciento consumido en el territorio no peninsular de Canarias se calculará como la media aritmética de las medias mensuales del rango bajo de cotizaciones de Gasoil 0,1 por ciento en el mercado CIF NWE publicada en el Platts European Marketscan.

Para la conversión de dólares USA a euros se tomará la media de los tipos de cambio diarios dólar USA-euro publicada por el Banco Central Europeo y correspondiente al periodo de cálculo del precio del combustible.

5. La retribución por costes de logística a efectos de liquidación y de despacho, en función de la ubicación del grupo generador, será la siguiente:

Costes logística

€/tm	Hulla	Fuel Oil BIA 1% 0,7-0,73%	Fuel Oil BIA 0,3%	Diésel Oil	Gasoil
BALEARES					
Mallorca	13,06	39,80			43,06
Menorca		32,62			41,08
Ibiza-Formentera		34,38			42,84
CANARIAS					
Tenerife		20,49	31,76	20,49	20,49
Gran Canaria		24,83	42,36	31,09	31,09
Fuerteventura		24,83	42,36	37,35	37,35
Lanzarote		24,83	42,36	34,85	34,85
La Palma, Hierro y Gomera		37,35	54,87	54,90	34,85
CEUTA Y MELILLA					
Ceuta		32,71		36,30	36,30
Melilla		58,62			64,35

6. El precio de producto a efectos de despacho de producción de la hulla, Fuel Oil BIA (1 por ciento), Fuel Oil BIA (0,3 por ciento), Fuel Oil BIA 0,73%, Diésel Oil y Gasoil 0,1% será el último valor publicado para cada territorio no peninsular y se obtendrá según lo indicado en esta disposición.

Para el combustible gas natural, el precio de combustible a efectos de despacho será el establecido en la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio.

A efectos del cálculo de los costes de generación de liquidación de cada grupo generador categoría A que tengan reconocido un régimen retributivo adicional, se procederá a regularizar la retribución por costes variables de generación por la diferencia entre los precios reales de los valores obtenidos según lo indicado en el apartado 3 en dicho año y los utilizados para realizar el despacho.

7. Los valores del poder calorífico inferior del combustible fósil utilizado por un grupo i del sistema eléctrico j, pci(i,h,j), a efectos de despacho de producción y a efectos de liquidación serán los establecidos en el anexo VI.

8. De acuerdo con lo establecido en el apartado 6, el precio de los combustibles fósiles a efectos de despacho se obtendrá, desde la entrada en vigor del presente real decreto y hasta que sean sustituidos de acuerdo con lo establecido en esta disposición transitoria, a partir de los siguientes precios de producto y retribución por costes de logística:

	Precios del producto €/Tm				
	Hulla	Fuel Oil BIA 1% S /0,3 %S	Fuel Oil BIA 0,73% S	Diésel Oil	Gasoil 0,1% S
CANARIAS	–	385,94	423,34	560,98	601,03
BALEARES	57,33	394,08	–	–	602,22
CEUTA Y MELILLA	–	394,08	–	564,40	602,22

La retribución por costes de logística a aplicar en el despacho de producción, en función del territorio donde esté ubicado el grupo, será la establecida en el apartado 5.

9. De acuerdo con lo establecido en el párrafo tercero del artículo 2.4 de la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, el precio del combustible gas natural a efectos de despacho desde la entrada en vigor del presente real decreto y hasta que sea actualizado de acuerdo a lo establecido en la citada orden será de 392,05 €/t.

Disposición transitoria cuarta. *Determinación de los datos técnicos de despacho en las centrales inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.*

1. Los datos técnicos y económicos de despacho de los grupos inscritos en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica serán los establecidos en el anexo XIII hasta que sean revisados de acuerdo a lo establecido en el presente real decreto.

En aquellos casos en los que los datos del registro no coincidan con los indicados en el citado anexo XIII, se procederá a regularizar el registro de acuerdo con estos valores.

2. En tanto no se definan los datos técnicos de despacho de las turbinas de gas que comparten alternador, se utilizarán los datos técnicos que le correspondan a cada grupo por separado.

Disposición transitoria quinta. *Régimen transitorio para determinadas instalaciones de producción categoría A.*

1. Aquellas instalaciones categoría A que con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto no tuvieran derecho a la percepción del régimen retributivo específico aplicable a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos y tuvieran reconocido un régimen retributivo distinto del contemplado en la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo y la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, continuarán percibiendo dicha retribución de forma transitoria en los términos previstos en esta disposición.

2. Los titulares de las instalaciones de producción definidas en este apartado deberán remitir las nuevas inversiones que, en su caso, se hayan realizado desde el 1 de enero de 2012, debidamente auditadas.

3. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se aprobarán los datos técnicos y económicos, así como los parámetros técnicos y económicos de liquidación a partir de los

resultados de las pruebas de rendimiento que se realicen a los grupos y los datos de costes auditados.

Disposición transitoria sexta. *Regímenes retributivos de instalaciones con autorización de explotación definitiva de fecha anterior al 1 de enero de 2012 solicitados con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto.*

En virtud de lo establecido en el artículo 37 del Real Decreto–ley 20/2012, de 13 de julio, la retribución por costes fijos y variables definida en este real decreto aplicará a las centrales de generación que tenían la condición de régimen ordinario hasta la entrada en vigor de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en los territorios no peninsulares desde el 1 de enero de 2012.

En virtud de lo anterior y no obstante lo establecido en la disposición derogatoria única.1.c) de este real decreto, en las solicitudes de reconocimiento del régimen retributivo adicional para las instalaciones con autorización de explotación definitiva de fecha anterior al 1 de enero de 2012, el valor de la inversión reconocida y su vida útil regulatoria se determinarán según el método de cálculo establecido en la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo.

Disposición transitoria séptima. *Determinación de los costes de generación de liquidación hasta la entrada en vigor del presente real decreto.*

1. En virtud de lo establecido en el artículo 37 del Real Decreto–ley 20/2012, de 13 de julio, la retribución por costes fijos y variables de las centrales de generación que tenían la condición de régimen ordinario hasta la entrada en vigor de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en los territorios no peninsulares, desde el 1 de enero de 2012 y hasta la entrada en vigor del presente real decreto será la que resulte de aplicar la presente disposición.

La Dirección General de Política Energética y Minas aprobará por resolución la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para los grupos que tengan reconocido un régimen retributivo adicional desde el 1 de enero de 2012 hasta la entrada en vigor del presente real decreto. Esta resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

2. La retribución por costes variables de generación de los grupos que hubieran participado en el despacho de producción durante el periodo indicado en el párrafo anterior, se obtendrá aplicando, con carácter general, la metodología establecida en el capítulo III del Título IV, con las siguientes particularidades:

a) No será de aplicación el factor de corrección por factura de combustible definido en el artículo 31.

b) La retribución por costes variables de funcionamiento y la retribución por costes de arranque asociados al combustible se calcularán de acuerdo con lo establecido en los artículos 32 y 33, respectivamente, con las siguientes particularidades:

1.º Los parámetros técnicos de liquidación a, b, c, a’ y b’ tomarán los valores establecidos en el anexo XIII para los datos técnicos de despacho A, B, C, A’ y B’, respectivamente.

2.º Para el cálculo del precio medio de la termia de los combustibles utilizados en estado de marcha y en estado de arranque por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h, se estará a lo dispuesto en la disposición transitoria segunda.1.

3.º El precio del combustible se obtendrá de acuerdo a la metodología prevista en la disposición transitoria tercera, resultando los valores establecidos en el anexo XIV.

4.º Los valores del poder calorífico inferior del combustible fósil utilizado por un grupo i del sistema eléctrico j, pci(i,h,j), a efectos de liquidación de generación serán los establecidos en el anexo VI.1.c) a efectos de despacho.

c) La retribución por costes variables de operación y mantenimiento de funcionamiento se calculará de acuerdo con la metodología establecida en la disposición adicional cuarta.3 y con los valores unitarios de operación y mantenimiento variable de las instalaciones tipo, definidos en el anexo XIV.

d) El parámetro «d» en euros por arranque, definido en el artículo 35.2, será el establecido en el anexo XIV.

e) La retribución por costes de banda de regulación se calculará de acuerdo con lo establecido en el artículo 34.

La retribución por costes de los derechos de emisión se calculará de acuerdo con lo establecido en el artículo 37. El precio de los derechos de emisión de liquidación, que se calculará de acuerdo con lo establecido en dicho artículo, será aprobado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. La retribución por costes fijos para el periodo indicado en el apartado 1 se calculará de acuerdo a lo indicado en este apartado y aplicando la siguiente expresión:

$$RCF_n(i) = \sum_{h=Yi}^{h=Xi} P_{disponible}(i,h) * CF_n(i,h)$$

a) La definición de estos parámetros y la metodología de obtención de la retribución por costes fijos, que tendrá la anterior formulación, será la establecida en el capítulo II del título IV.

b) La tasa de retribución financiera a aplicar a todas las instalaciones de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares categoría A que tengan retribución por inversión se corresponderá, de acuerdo a lo establecido en el artículo 37 del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las obligaciones del Estado a diez años incrementada en 200 puntos básicos. Para el año 2012 se utilizará el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las obligaciones del Estado a diez años de los meses comprendidos entre noviembre de 2010 y octubre de 2011; para el año 2013, las equivalentes a los meses comprendidos entre noviembre de 2011 y octubre de 2012; para el año 2014, las equivalentes a los meses comprendidos entre noviembre de 2012 y octubre de 2013; y para los meses de 2015 que sea de aplicación, el rendimiento de las obligaciones comprendidas entre noviembre de 2013 y octubre de 2014.

En virtud de lo anterior, la anualidad de la retribución por inversión CI_n (i) de cada grupo i, será la establecida en el anexo XIV.

c) La anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo de cada grupo se obtendrá de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera, con las siguientes particularidades:

1.º) Los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de las instalaciones tipo para los años 2012, 2013 y 2014 serán los indicados en el anexo XIV.

2.º) La instalación tipo asignada a cada grupo será la indicada en el anexo XIII.

3.º) La potencia neta de cada grupo es la indicada en el anexo XIII.

4. Los grupos que con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto hayan alcanzado la vida útil establecida en la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, y hayan continuado en operación, percibirán durante el periodo indicado en el apartado 1, la retribución por costes variables definida en el apartado 2 y su retribución por costes fijos consistirá en la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo, OMFn(i), de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.c). Su retribución por costes fijos podrá ser incrementada, en su caso, por las nuevas inversiones que se reconozcan de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional octava.

5. La retribución por la instalación de potencia como consecuencia de la necesidad de adoptar medidas de carácter temporal y extraordinario, aconsejadas por razones de seguridad de suministro, consistirá, para el periodo definido en el párrafo 1, en el reconocimiento de los costes en que hayan incurrido los titulares de estas centrales durante su explotación.

6. El valor de la inversión para aquellos grupos a los que a la entrada en vigor de este real decreto no se haya reconocido dicho valor y cuenten con autorización de explotación definitiva de fecha posterior al 31 de diciembre de 2011 y anterior a la entrada en vigor del presente real decreto, se determinará de la siguiente forma:

a) El valor de la inversión reconocida al grupo i será el valor real de la inversión realizada debidamente auditada, más el 50 por ciento de la diferencia entre el límite máximo y dicho valor real, cuando éste sea inferior al límite. Si la citada diferencia fuera negativa, el valor reconocido de la inversión realizada será el que resulte de multiplicar la potencia neta inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica por los valores unitarios máximos fijados en el citado anexo XIV.

b) Los límites máximos se determinarán multiplicando la potencia neta del grupo inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica por los valores unitarios máximos fijados para los diferentes sistemas diferenciados por tecnología de acuerdo con lo establecido en el anexo XIV.

7. Los parámetros a aplicar para el cálculo de la retribución desde el 1 de enero de 2012 hasta la entrada en vigor del real decreto, de acuerdo a la metodología establecida en esta disposición, se establecen en el anexo XIV.

Disposición transitoria octava. *Aplicación transitoria del precio de adquisición de la demanda a los comercializadores de referencia y del precio de la energía en la hora h a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor.*

En tanto no se establezca la metodología para obtener el precio de la energía en la hora h a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, en cada territorio no peninsular, de acuerdo a lo indicado en la disposición final cuarta:

a) El precio de la energía en la hora h a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, en cada territorio no peninsular, Papuntadoh, será el precio medio horario, Pmh, definido en el artículo 10 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y su régimen jurídico de contratación.

b) Los comercializadores de referencia en estos territorios, adquirirán la energía horariamente en el despacho para sus consumidores acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor, al precio horario final peninsular de adquisición de energía de los comercializadores de referencia que adquieren su energía en el mercado de producción peninsular, considerando el término de ajuste Tah definido en el artículo 9 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, y descontados los costes de los mecanismos de capacidad, los costes de desvíos, los costes por intercambios internacionales no realizadas por sujetos de mercado y los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y, en su caso, otros que se establezcan.

Adicionalmente al precio de adquisición antes definido, se deberán cumplir con las obligaciones derivadas de los costes de desvíos en los que incurran dichos sujetos, los costes por mecanismos de capacidad, los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, los costes para la financiación de la retribución del operador del mercado y del operador del sistema y otros que pudieran establecerse, en los términos que se determinen por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Disposición transitoria novena. *Pruebas de potencia y de mínimo técnico.*

1. Hasta la entrada en vigor de la normativa que regule las pruebas para acreditar las potencias bruta y neta de los grupos en los territorios no peninsulares, dichas pruebas se realizarán de acuerdo con lo previsto en el anexo XV.

2. Hasta la aprobación del procedimiento de prueba de mínimo técnico ordinario y extraordinario de los grupos, para el reconocimiento de los datos técnicos de despacho definidos en el artículo 11, se tomarán los valores de mínimo técnico ordinario y extraordinario actualmente utilizados en el despacho de producción declarados por el titular de la instalación. Para la inscripción de nuevos grupos se utilizará el valor declarado por el titular de la instalación.

3. Aquellas instalaciones que a la entrada en vigor de este real decreto estén inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, realizarán las

pruebas de mínimo técnico, cuando sea aprobado su procedimiento, simultáneamente a las pruebas de rendimiento de las centrales definidas en el anexo III.

Disposición transitoria décima. *Parámetros de liquidación de las turbinas de gas que comparten alternador.*

En tanto no se definan los parámetros técnicos de liquidación de las turbinas de gas que comparten alternador, se utilizarán los parámetros de liquidación que le correspondan a cada grupo por separado.

Disposición transitoria undécima. *Regímenes retributivos otorgados con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto.*

1. Aquellas instalaciones que por sus características singulares no puedan incluirse dentro de ninguna de las tecnologías definidas en el artículo 2 y tuvieran concedido un régimen retributivo particular, distinto del contemplado en la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo y la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, mantendrán su régimen retributivo aprobado con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto hasta el final de su vida útil regulatoria.

2. Aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica categoría A que con anterioridad a la entrada en vigor del mismo tuvieran derecho a la percepción del régimen retributivo específico aplicable a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos, continuarán percibiendo dicho régimen en los términos previstos en la normativa de aplicación hasta el final de su vida útil regulatoria. A los efectos establecidos en los títulos IV y VI del presente real decreto estas instalaciones serán consideradas como instalaciones de producción categoría B.

3. Las instalaciones de producción de energía eléctrica categoría A que con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto tuvieran reconocido su valor de la inversión, mantendrán a efectos retributivos dicho valor de inversión hasta el final de su vida útil regulatoria. El método de amortización de la inversión de estas centrales se mantendrá hasta que finalice su vida útil regulatoria de acuerdo con la normativa vigente con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto, partiendo de la amortización acumulada que tuvieran reconocida a la entrada en vigor del presente real decreto. Los citados valores correspondientes a dichas centrales se recogen en el anexo XVI.

A efectos de lo dispuesto en el presente apartado, se entenderá por vida útil regulatoria la vida útil definida en la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo.

Disposición transitoria duodécima. *Comunicación y notificación por vía electrónica.*

1. Los procedimientos administrativos indicados en la disposición adicional duodécima.2 que se hayan iniciado con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto finalizarán su tramitación utilizando los medios existentes con anterioridad a la aprobación de esta disposición adicional.

2. Los procedimientos administrativos indicados en los apartados 2.f) y 2.g) de la disposición adicional duodécima se seguirán rigiendo, hasta que no se desarrollen las aplicaciones necesarias para su tramitación, por la normativa anterior relativa a los medios de tramitación.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

1. Quedan derogados expresamente:

a) El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

b) La Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

c) La Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

2. Asimismo, quedan derogadas todas las disposiciones de igual o inferior rango en cuanto contradigan o se opongan a lo establecido en el presente real decreto.

Disposición final primera. *Instalaciones tipo y correspondencia entre clasificaciones.*

1. Se definen las siguientes instalaciones tipo en función de la tecnología, potencia neta y territorio no peninsular:

Baleares

IT-0001	Grupos Diésel - 2T	Potencia <5
IT-0002	Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12
IT-0003	Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20
IT-0004	Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20
IT-0005	Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24
IT-0006	Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50
IT-0007	Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13
IT-0008	Turbinas de gas heavy duty	13≤Potencia < 25
IT-0009	Turbinas de gas heavy duty	25≤Potencia < 50
IT-0010	Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50
IT-0011	Turbinas de vapor de Carbón	
IT-0012	Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40
IT-0013	Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250
	1TG	
	1TG+1TV	
	2TG+1TV	
IT-0014	Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250
	1TG	
	1TG+1TV	
	2TG+1TV	
	3TG+1TV	

Canarias

IT-0050	Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12
IT-0051	Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20
IT-0052	Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20
IT-0053	Grupos Diésel - 4T	Potencia<2
IT-0054	Grupos Diésel - 4T	2≤Potencia <4
IT-0055	Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14
IT-0056	Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24
IT-0057	Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50
IT-0058	Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13
IT-0059	Turbinas de gas heavy duty	13≤Potencia < 25
IT-0060	Turbinas de gas heavy duty	25≤Potencia < 50
IT-0061	Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50
IT-0062	Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40
IT-0063	Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60
IT-0064	Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80
IT-0065	Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250
	1TG	
	1TG+1TV	
	2TG+1TV	
IT-0066	Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250
	1TG	
	1TG+1TV	
	2TG+1TV	
	3TG+1TV	
IT-0067	Hidráulica	

Ceuta y Melilla

IT-0100	Grupos Diésel - 2T	Potencia <5
IT-0101	Grupos Diésel - 4T	Potencia<2

IT-0102	Grupos Diésel - 4T	2≤Potencia <4
IT-0103	Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14
IT-0104	Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24
IT-0105	Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50
IT-0106	Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13
IT-0107	Turbinas de gas heavy duty	13≤Potencia < 25

Las instalaciones tipo correspondientes a los grupos de generación categoría A que no se encuentren contempladas en la tabla anterior, así como sus parámetros retributivos, serán aprobados por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

2. A efectos de lo previsto en el presente real decreto y en su normativa de desarrollo, las referencias al término «potencia», cuando no se especifique a qué tipo de potencia se refiere, se entenderán realizadas a la potencia neta de las instalaciones.

3. La correspondencia entre la clasificación por familias utilizada en la normativa anterior a la entrada en vigor de este real decreto realizada en función de la potencia bruta y su correspondiente clasificación por instalación tipo utilizada en este real decreto, es la establecida a continuación:

Clasificación por familias (Normativa anterior)		Correspondencia con instalación tipo	
Tecnología	Intervalo potencia bruta (MW)	Tecnología	Intervalo potencia neta (MW)
Grupos Diésel - 2T	Potencia <5	Grupos Diésel - 2T	Potencia <5
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 14	Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12
Grupos Diésel - 2T	14 ≤ Potencia < 24	Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 24	Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20
Grupos Diésel - 4T	Potencia<2	Grupos Diésel - 4T	Potencia<2
Grupos Diésel - 4T	2≤Potencia <5	Grupos Diésel - 4T	2≤Potencia <4
Grupos Diésel - 4T	5 ≤ Potencia < 14	Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 15	Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13
Turbinas de gas heavy duty	15≤Potencia < 25	Turbinas de gas heavy duty	13≤Potencia < 25
Turbinas de gas heavy duty	25≤Potencia < 50	Turbinas de gas heavy duty	25≤Potencia < 50
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60	Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80	Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250

Disposición final segunda. *Desarrollo y aplicación del real decreto.*

1. Se autoriza al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar las disposiciones necesarias para el desarrollo y aplicación de lo dispuesto en este real decreto.

2. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se podrán modificar los anexos incluidos en este real decreto.

3. Las determinaciones incluidas en normas reglamentarias que son objeto de modificación por este real decreto podrán ser modificadas por normas del rango reglamentario correspondiente a la norma en que figuran.

Disposición final tercera. *Establecimiento del precio del gas natural de liquidación y de despacho de los grupos de generación del sistema eléctrico balear.*

Se modifica la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en los siguientes términos:

Uno. Se modifica el artículo 2.2 que pasa a tener la siguiente redacción:

«2. El coste mensual de combustible «C», expresado en €, para cada grupo generador de las islas Baleares alimentado por gas natural, será el resultado de aplicar la siguiente fórmula:

$C(€) = V \times [Pm \times (1 + mr + mt) + ATRv]$

Donde:

V: Volumen mensual del gas natural consumido, expresado en MWh.

Pm: Coste medio mensual de aprovisionamiento del gas natural licuado (GNL) en el mes de consumo, expresado en €/MWh, y publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el «Informe Mensual de supervisión del mercado mayorista del gas».

mr y mt: Mermas de regasificación y transporte en vigor, respectivamente, expresadas en tanto por uno.

ATRv: Componente variable del coste de acceso a las instalaciones gasistas, excluido el término de conducción y expresado en €/MWh, que se calculará como la suma de los peajes y cánones siguientes:

a) Término variable del peaje de regasificación, expresado en €/MWh:

$$\frac{«10 \times T_{vr} \times \%GNL}{(1 - m_t)»}$$

Donde:

Tvr: Término variable del peaje de regasificación en vigor, expresado en cts/kWh.

%GNL: Porcentaje de entradas de gas natural en forma de GNL en el sistema gasista español en relación con el total, expresado en tanto por uno.

b) Peaje de descarga de buques expresado en €/MWh:

$$\left[\frac{T_{fd}}{T_{mbuque}} + 10 \times T_{vd}\right] \times \frac{\%GNL}{(1 - m_r) \times (1 - m_t)}$$

Donde:

Tfd: Término fijo de descarga de buques, planta de Cartagena, expresado en €/buque.

Tvd: Término variable de descarga de buques, planta de Cartagena, expresado en cts/kWh.

Tmbuque: Tamaño medio de buque, expresado en MWh.

c) Canon de almacenamiento de GNL expresado en €/MWh:

$$\frac{«T_v}{100\,(1 - mt)} \times NA_{GNL}»$$

Donde:

Tv: Canon de almacenamiento de GNL, expresado en cts/MWh/día.

NA_{GNL}: Número de días medio de almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación.

d) Coste de almacenamiento subterráneo, expresado en €/MWh y calculado de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$10 \times \left[\frac{12 \times 20 \times T_f}{365} + \left(\frac{8}{365}\right) \times (T_{vi} + T_{ve})\right]$$

Donde:

Tf: Término fijo del canon de almacenamiento subterráneo, expresado cts/kWh/mes.

Tvi: Término variable de inyección del canon de almacenamiento subterráneo, expresado en cts/kWh.

Tve: Término variable de extracción del canon de almacenamiento subterráneo, expresado en cts/kWh.»

Dos. Se modifican los apartados 4, 5 y 6 del artículo 2 que quedan redactados de la siguiente forma:

«4. El precio del gas natural prc(i,h,j) definido en el apartado 1 será fijado semestralmente, en los meses de enero y julio por la Dirección General de Política Energética y Minas.

A efectos del cálculo de la retribución por costes variables para cada grupo generador, se aprobará el valor de prc(i,h,j) para aquellos meses de los que se dispongan datos definitivos, procediéndose a regularizar el coste de combustible por la diferencia entre los precios reales de los valores indicados en dicho mes y los inicialmente previstos para realizar el despacho.

5. Adicionalmente, en las resoluciones que fijen el precio del gas natural se aprobarán las cuantías a reconocer a cada grupo en concepto del componente fijo mensual del coste de acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

El componente fijo mensual del coste de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, CAF se obtendrá como sigue:

CAF= ATRf + FC

a) ATRf: Componente fijo mensual del coste de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, excluido término de conducción y expresado en €, que se calculará como la suma de los peajes y cánones siguientes:

1.º Término fijo del peaje de regasificación, expresado en €:

$$\frac{«T_{fr}}{100} \times \frac{Q_f \times \%GNL}{(1 - m_f)»}$$

Donde:

Tfr: Término fijo del peaje de regasificación en vigor, expresado en cts/kWh/día/mes.

Qf: Caudal diario contratado por el grupo en el punto de salida. Se tomará el caudal aplicado en la facturación del término fijo del término de conducción del peaje de transporte y distribución, expresado en kWh/día.

2.º Término fijo del peaje de reserva de capacidad expresado en €/mes:

$$\frac{T_{fe}}{100} \times \frac{Q_f}{(1 - m_f)}$$

Donde:

Tfe: Término de reserva de capacidad, expresado en cts/kWh/día/mes.

FC: Facturación mensual del término de conducción del peaje de transporte y distribución, expresada en €.

6. A efectos del despacho de costes variables de generación, el valor de prc(i,h,j) a utilizar en el semestre siguiente será el que resulte del cálculo de la media de los últimos valores de prc(i,h,j) aprobados con carácter definitivo de todos los grupos pertenecientes a un mismo territorio no peninsular.»

Disposición final cuarta. *Coste de Producción horario en los territorios no peninsulares a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor.*

1. El coste de producción de la energía a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, CP_h, definido en el artículo 9 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y su régimen jurídico de contratación, se calculará, en los territorios no peninsulares, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CP_h = Papuntado_h + T_{ah} + SA_h + OC_h$$

Donde:

T_{ah}, SA_h y OC_h serán los definidos en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y su régimen jurídico de contratación.

$Papuntado_h$: Precio de la energía en la hora h de cada territorio no peninsular a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, en este territorio.

La metodología para obtener el precio de la energía en la hora h a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, en cada territorio no peninsular será aprobada por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de tal manera que se incorporen las señales de precio eficientes al consumidor establecidas en el artículo 10 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. A estos efectos, la determinación del precio de la energía en la hora h a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor tendrá una estructura análoga a la del precio de adquisición $Ph_{demanda}(j)$, definido en el artículo 70.

2. El precio de la energía en la hora h a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, en cada territorio no peninsular (Papuntadoh), será calculado por el operador del sistema y publicado por dicho operador en su página web el día anterior al del suministro para cada una de las 24 horas del día siguiente.

Disposición final quinta. *Modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

Uno. Se modifica la disposición adicional decimocuarta.2 que queda redactada como sigue:

> «2. No obstante lo anterior, lo establecido en el título IV y en el título V capítulo III no será de aplicación a las instalaciones de cogeneración de más de 15 MW de potencia neta, hidroeléctricas no fluyentes y aquellas que utilicen como energía primaria biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, que estén ubicadas en los territorios no peninsulares, sin perjuicio de lo previsto en la disposición adicional segunda.»

Dos. Se modifica el segundo párrafo de la disposición transitoria octava.1.b) que queda redactada como sigue:

> «En caso de que esta cantidad suponga una obligación de ingreso al sistema de liquidaciones, y supere el límite del 50 por ciento de la suma de la cantidad que resulte de lo dispuesto en el apartado a) anterior y del derecho de cobro de la energía entregada al sistema valorada al precio del mercado diario del mes al que se refiera la liquidación, la cantidad a incorporar como obligación de ingreso al sistema de liquidaciones será el máximo entre dicho límite y la doceava parte de las obligaciones de pago, resultantes de la aplicación de la metodología establecida en el presente real decreto a la energía producida desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, hasta la entrada en vigor de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo régimen retributivo.»

Tres. Se suprime el tercer párrafo de la disposición transitoria octava.1.b).

Cuatro. Se modifica la disposición transitoria octava.1.c) que queda redactada como sigue:

> «c) La cantidad que no se hubiera ingresado por encima de los límites establecidos en el segundo párrafo del apartado b), se añadirá en la siguiente liquidación a la novena parte definida en el primer párrafo de dicho apartado.»

Cinco. Se modifica la disposición transitoria octava.5.a) que queda redactada como sigue:

«a) El órgano encargado de las liquidaciones notificará al operador del mercado el importe del impago de las instalaciones de cada generador, especificando la fecha en la que dicho importe comenzó a devengar intereses de demora.»

Disposición final sexta. *Título competencial.*

El presente real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético.

Disposición final séptima. *Entrada en vigor.*

Este real decreto entrará en vigor el día 1 del mes siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Determinación del precio de adquisición de la demanda y del precio de venta de la energía en el despacho de producción

1. El precio horario de adquisición aplicable a los comercializadores, los consumidores directos, los generadores para su consumo de servicios auxiliares cuando el saldo neto sea comprador en esa hora y, en su caso, a los representantes, en los términos previstos en el artículo 70, se obtendrá según la expresión siguiente:

$$Ph_{demanda}\ (j) = PpeninD * Ah(z)$$

Siendo:

– $Ph_{demanda}$ (j): precio horario de adquisición de la demanda en el sistema eléctrico aislado j, expresado en €/MWh.

– PpeninD: precio medio final diario del mercado peninsular, en €/MWh, de los comercializadores y consumidores directos que adquieren su energía en el mercado de producción peninsular, publicado por el operador del sistema, descontados los costes de los mecanismos de capacidad, los costes de desvíos, los costes por intercambios internacionales no realizados por sujetos de mercado y los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y en su caso, otros costes que se establezcan.

– Ah(z): Apuntamiento en la hora h en el territorio no peninsular z al que pertenece el sistema eléctrico aislado j calculado según la siguiente expresión:

Siendo:

– Dh(z): demanda en la hora h prevista por el operador del sistema en el territorio no peninsular z, expresada en MWh. Dicha demanda se obtendrá como la suma de la demanda horaria prevista por el operador del sistema para llevar a cabo el segundo despacho de la programación diaria de acuerdo a lo establecido en el anexo X en cada uno de los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular z.

– DD(z): Promedio diario de la demanda horaria prevista por el operador del sistema en el territorio no peninsular z, expresada en MWh. Dicha demanda se obtendrá como la media de las demandas horarias de ese día D previstas por el operador del sistema para llevar a cabo el segundo despacho de la programación diaria de acuerdo a lo establecido en el anexo X en los sistemas eléctricos aislados j, en MWh, que constituyen el territorio no peninsular z.

2. El precio horario de venta de la energía en el despacho del sistema eléctrico aislado j, $Ph_{venta}(j)$, aplicable a los productores con derecho a la percepción de régimen retributivo específico y a aquellos que no tengan reconocido ningún régimen retributivo adicional ni específico, en los términos establecidos en los artículos 7 y 8, se obtendrá según la expresión siguiente:

$$Ph_{venta}\ (j) = PMDI_D * Ah(z)$$

Siendo:

Ph_{venta} (j): Precio horario de venta de la energía en el despacho del sistema eléctrico aislado j, expresado en €/MWh

$PMDI_D$: Precio medio diario del mercado diario e intradiario peninsular, en €/MWh, obtenido a partir de la media ponderada de los precios horarios del mercado diario e intradiario del día D.

ANEXO II

Aprobación de los datos técnicos y económicos para la inscripción definitiva

1. Aprobación de los datos técnicos para la inscripción definitiva.

El procedimiento para la aprobación de los datos técnicos para la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica será el siguiente:

a) Con carácter previo o simultáneo a la presentación de la solicitud de inscripción definitiva en el registro de producción:

1.º Los titulares de las instalaciones categoría A deberán solicitar la aprobación de los datos técnicos definidos en los párrafos a) y b) del artículo 11.2, adjuntando los resultados de la prueba de potencia bruta, neta y de mínimo técnico ordinario y extraordinario de la instalación y una propuesta de los datos técnicos definidos en los párrafos c) y d) del citado artículo 11.2.

Las pruebas de potencia bruta y neta se realizarán de acuerdo al procedimiento establecido en el anexo XV.

Adicionalmente, en el caso de instalaciones que vayan a percibir el régimen retributivo adicional, los titulares de las instalaciones deberán presentar una propuesta de los datos técnicos definidos en el párrafo e) del artículo 11.2, basándose en las características técnicas de la instalación.

2.º Los titulares de las instalaciones de producción categoría B deberán solicitar la aprobación de los datos técnicos definidos en el artículo 11.3, adjuntando, en el caso que corresponda, los resultados de la prueba de potencia bruta, neta y mínima de la instalación.

b) La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del operador del sistema, procederá a aprobar los datos técnicos para la inscripción definitiva en el registro. Dicha resolución será notificada al interesado y comunicada a la Comunidad Autónoma o Ciudad Autónoma correspondiente y al operador del sistema.

2. Aprobación de los datos económicos para la inscripción definitiva.

a) En el caso de las instalaciones categoría A que vayan a percibir el régimen retributivo adicional, las mezclas de combustible definidas en el artículo 40 y los datos económicos de despacho definidos en los artículos 63 y 64 y enumerados a continuación deberán ser aprobados por el Director General de Política Energética y Minas, de acuerdo con lo previsto en este anexo:

1.º) costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque de despacho de cada grupo, D(i), valorado en euros/arranque.

2.º) Los costes de operación y mantenimiento unitarios de despacho de cada grupo, $O\&M_{VDi}$ en €/MWh.

3.º) Mezcla de combustible del grupo i para el estado de funcionamiento normal.

4.º) Mezcla de combustible para el arranque del grupo i.

Para las instalaciones de bombeo que hubieran sido adjudicatarias de un procedimiento de concurrencia competitiva de los previstos en el artículo 56, los datos económicos de

despacho que deberán ser aprobados serán los costes variables de operación y mantenimiento unitario de despacho.

La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, resolverá la solicitud de aprobación de los datos económicos citados a partir de los valores propuestos. Para la aprobación de las mezclas de combustible se solicitará también informe al operador del sistema. Dicha resolución será notificada al interesado y comunicada a la Comunidad Autónoma o Ciudad Autónoma correspondiente y al operador del sistema.

b) En el caso de las instalaciones categoría A que hubieran sido adjudicatarias de un concurso de los previstos en el artículo 55 los datos económicos de despacho y las mezclas de combustible serán aprobados por el Director General de Política Energética y Minas, de acuerdo con lo que se establezca en la orden por que se convoque dicho concurso.

ANEXO III

Revisión de datos técnicos y económicos de despacho y de parámetros técnicos y económicos de liquidación

1. Revisión de datos técnicos y económicos de despacho.

a) Para la revisión de los datos técnicos de despacho, las empresas propietarias de los grupos deberán realizar las pruebas de rendimiento correspondientes siguiendo el procedimiento establecido en este anexo y según los procedimientos de pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de despacho de las instalaciones de generación pertenecientes a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares aprobados.

Durante la realización de las pruebas los grupos se considerarán disponibles a los efectos de su retribución.

b) El proceso a seguir será el siguiente:

1.º El operador del sistema remitirá antes del 1 de enero de cada año a la Dirección General de Política Energética y Minas un listado de los grupos de generación a los que se propone realizar las pruebas de rendimiento durante el año, de tal forma que cada 6 años, siempre que la seguridad del sistema se garantice, se realicen las pruebas sobre la totalidad de los grupos inscritos en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre el listado de grupos de generación que deben realizar las pruebas ese año y lo notificará al operador del sistema, a las empresas propietarias de los grupos y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

A estos efectos, el titular de las instalaciones deberá proporcionar al operador del sistema, junto con el resto de documentación inicial establecida en el procedimiento de ensayos aprobado, el histórico de consumos específicos de todos los grupos de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares de los que sea titular a su carga media y, en caso de estar disponible, a plena carga, al 75 por ciento de carga y al mínimo técnico. Asimismo deberá proporcionar el histórico de composición y poder calorífico del combustible de cada grupo.

Las pruebas de rendimiento se realizarán con las mezclas de combustible de funcionamiento y de arranque aprobadas por la Dirección General de Política Energética y Minas según lo indicado en el artículo 12.

Las pruebas de rendimiento de las centrales de cogeneración podrán ser realizadas en un rango determinado de aprovechamiento del calor o en varios escenarios, según lo que se establezca en la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se apruebe el listado de grupos de generación que deben realizar las pruebas ese año.

2.º El titular de la instalación de generación será el responsable de la realización de las pruebas en el plazo de un año desde la resolución del Director General de Política Energética y Minas a la que hace referencia el párrafo 1.º Por resolución del Director General de Política Energética y Minas se podrá determinar que las pruebas sean realizadas por una empresa especializada cuya adjudicación se realice a través de un concurso.

El operador del sistema las supervisará de manera presencial, pudiendo contar con la asistencia de uno o varios técnicos preservando en todo caso la confidencialidad de la información. Esta supervisión corresponderá a las pruebas y ensayos, y también a las medidas, toma de muestras y calibraciones. El operador del sistema informará a la Dirección General de Política Energética y Minas del proceso de licitación del soporte técnico que requiera su función de supervisión así como las empresas que resulten adjudicatarias.

3.º La empresa propietaria de los grupos deberá informar al operador del sistema, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con un mes de antelación de la fecha de realización de las pruebas de cada grupo.

4.º En el plazo de un mes desde la realización de las pruebas de cada grupo, la empresa propietaria enviará al operador del sistema, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el acta de las mismas. En el plazo de un mes desde la recepción de dicha acta, el operador del sistema enviará a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la empresa propietaria de la instalación y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el informe de supervisión de las pruebas.

c) Una vez realizadas las pruebas de rendimiento de las centrales la Dirección General de Política Energética y Minas revisará, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, los datos técnicos de despacho definidos en los artículos 62 y 63, A (i), B (i), C (i), A'(i) y B'(i), a partir del resultado de dichas pruebas.

d) Los costes variables de operación y mantenimiento unitarios de despacho de cada grupo serán revisados, antes del inicio de cada periodo regulatorio teniendo en cuenta todos los conceptos establecidos en el artículo 64, a partir de los valores auditados de dicho grupo desde la fecha de la última revisión. A estos efectos se utilizarán las auditorías remitidas anualmente por los titulares de las centrales de acuerdo con lo establecido en el artículo 21.

e) El dato económico «Di» de los costes de arranque de despacho de cada grupo será revisado, antes del inicio de cada periodo regulatorio de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Di = \frac{CO\&Mari}{n_{arrCCi}}$$

Donde:

CO&Mari: Coste de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque del grupo i expresado en euros desde la última revisión.

narrcci: Número de arranques del grupo i desde la última revisión.

A estos efectos, el titular de las centrales deberá remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas, junto con las auditorías de costes definidas en el artículo 21, la información económica relativa al coste de un ciclo completo de revisiones programadas (inspecciones mayores, inspecciones de combustión, de parte calientes, menores, etc.) y el número de arranques en cada ciclo.

2. Revisión de parámetros técnicos y económicos de liquidación.

a) Los parámetros técnicos de la retribución por costes variables de funcionamiento, serán revisados, de acuerdo con lo establecido en el artículo 38, aplicando la siguiente metodología:

1.º En una primera fase se realizará una regresión cuadrática de las curvas de consumo térmico en th/h frente a potencia aportada a la red en MW obtenida a partir de los ensayos de consumo específico realizados a los distintos grupos de igual tecnología y rango de potencia.

2.º En una segunda fase se realizará una segunda regresión cuadrática a partir de determinados valores de la curva de consumo térmico obtenida en la fase anterior y de la curva de consumo específico estándar de una central eficiente, propuesta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aplicando diferente peso a cada una de las curvas, en los términos especificados a continuación.

Para la realización de esta regresión se tomarán los valores de consumo térmico a potencia nominal, al 75 por ciento de la potencia nominal, al 50 por ciento de la potencia nominal y al mínimo técnico.

En la primera revisión de estos parámetros se aplicará un peso del 90 por ciento sobre la curva de consumo térmico obtenida en la fase primera fase y del 10 por ciento sobre la curva de consumo específico estándar de una central eficiente propuesta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Para las sucesivas revisiones de los parámetros, el peso de la curva eficiente propuesta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se irá incrementando en 5 puntos por cada revisión.

Los parámetros técnicos de liquidación de las centrales de cogeneración tendrán en cuenta su funcionamiento condicionado al proceso de calor asociado.

b) Los valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación, serán revisados, teniendo en cuenta todos los conceptos establecidos en el artículo 35.1, de acuerdo con la siguiente metodología:

1.º Primero se calculará un valor a partir de la media ponderada por la energía generada de los costes variables de operación y mantenimiento unitarios auditados descontando los costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque de cada uno de los grupos que tengan asignada una misma instalación tipo que han operado en los territorios no peninsulares desde la fecha de la última revisión.

2.º Los valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación de cada instalación tipo se obtendrán como la suma del valor indicado en el párrafo anterior con un peso del 90 por ciento y de unos costes variables de operación y mantenimiento estándar por tecnología, rango de potencia y territorio no peninsular que serán propuestos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con un peso del 10 por ciento.

c) La revisión del parámetro d de la retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque se obtendrá, para cada tecnología y rango de potencia, de la siguiente forma:

1.º Primero se calculará un valor a partir de la media de los datos Di de los grupos que tengan asignada la misma instalación tipo obtenidos de acuerdo al apartado 1.e).

2.º El parámetro «d» para cada tecnología y rango de potencia se obtendrá como la suma del valor anterior con un peso del 90 por ciento y de un valor estándar por tecnología, rango de potencia y territorio no peninsular propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con un peso del 10 por ciento.

ANEXO IV

Particularidades de la retribución de las nuevas inversiones

1. La retribución de las nuevas inversiones de un grupo inscrito en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica que culminen con una modificación de la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de un grupo se calculará según lo establecido en el título IV, con las salvedades establecidas a continuación:

El valor de la inversión reconocida al grupo i, expresada en euros, definido en el artículo 26 se corresponderá con el valor auditado de la inversión realizada en la instalación i, $VI_{(i,auditada)}$. No obstante lo anterior, en ningún caso el valor de la inversión reconocida podrá ser superior al valor de la nueva inversión autorizada definido en el artículo 51.

La potencia disponible y la potencia neta utilizadas para calcular la retribución por costes fijos para la nueva inversión del grupo i, serán las correspondientes del grupo i.

La vida útil regulatoria de la nueva inversión de la central comenzará a computar desde el primer día del mes siguiente al de la resolución de modificación de la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de ese grupo.

La vida útil regulatoria de la nueva inversión será la que se establezca en la resolución favorable de compatibilidad de acuerdo con lo previsto en el artículo 51.

2. La retribución de las nuevas inversiones que no impliquen modificaciones en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica se calculará según lo establecido en el título IV con las siguientes particularidades:

El valor de la inversión reconocida al grupo i, expresada en euros, definido en el artículo 26 se corresponderá con el valor auditado de inversión realizada en la instalación i, $VI_{(i,auditada)}$. No obstante lo anterior, en ningún caso el valor de la inversión reconocida podrá ser superior al valor de la nueva inversión autorizada definido en el artículo 51.

La potencia disponible y la potencia neta utilizadas para calcular la retribución por costes fijos para la nueva inversión del grupo i, serán las correspondientes del grupo i.

La vida útil regulatoria de la nueva inversión será la que se establezca en la resolución de favorable de compatibilidad de acuerdo con lo previsto en el artículo 51 y comenzará a computar desde el primer día del mes siguiente al de la autorización de explotación definitiva de la modificación.

ANEXO V

Factores de estacionalidad y horas anuales de funcionamiento estándar

1. Los factores de estacionalidad que se aplicarán en cada territorio no peninsular, $fest_h$, para cada periodo punta, llano y valle son los siguientes:

Período	Factores de estacionalidad			
	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla
Punta	1,15	1,04	1,04	1,07
Llano	1,00	1,00	1,00	1,00
Valle	0,85	0,96	0,96	0,93

2. Los periodos punta, llano y valle que se aplicarán en cada uno de los territorios no peninsulares a efectos de la determinación del factor de estacionalidad, son los siguientes:

Períodos	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla
Punta	Junio, julio, agosto, septiembre	Julio, agosto, septiembre, octubre,	Enero, julio, agosto, diciembre	Julio, agosto, septiembre, diciembre
Llano	Enero, febrero, octubre, diciembre	Enero, junio, noviembre, diciembre	Febrero, septiembre, octubre, noviembre	Enero, febrero, junio, octubre
Valle	Marzo, abril, mayo, noviembre,	Febrero, marzo, abril, mayo.	Marzo, abril, mayo, junio	Marzo, abril, mayo, noviembre

3. Horas anuales de funcionamiento estándar.

a) Los valores de las horas anuales de funcionamiento estándar de cada grupo, Hi, en función de la tecnología y tamaño son, excepto para el primer y último año de vida útil regulatoria del grupo i, las siguientes:

Tecnología	Potencia (MW)	Horas de disponibilidad	
		Año no bisiesto	Año bisiesto
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2	7.998	8.020
	2 ≤ Potencia <4	7.998	8.020
	4 ≤ Potencia < 14	7.709	7.730
	14 ≤ Potencia < 24	7.709	7.730
Grupos Diésel - 2T	Potencia < 5	7.709	7.730
	5 ≤ Potencia < 12	7.709	7.730
	12 ≤ Potencia < 20	7.709	7.730
	Potencia ≥ 20	7.709	7.730
Turbinas de gas aeroderivadas	< 50	7.709	7.730
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	8.252	8.275
	13 ≤ Potencia < 25	8.252	8.275
	25 ≤ Potencia < 50	7.783	7.805
	Potencia ≥ 50	8.046	8.068

Tecnología	Potencia (MW)	Horas de disponibilidad	
		Año no bisiesto	Año bisiesto
Vapor Fuel	≤ 40	7.709	7.730
	> 40 y < 60	7.735	7.756
	≥ 60	7.849	7.870
Ciclo combinado configuración 2x1	≥ 200 y ≤ 250	8.050	8.072
Ciclo combinado configuración 3x1	≥ 200 y ≤ 250	7.709	7.730
Vapor Carbón		7.994	8.016

Para las tecnologías no contempladas en el cuadro anterior, las horas anuales de funcionamiento estándar serán fijadas por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

b) Hi para el primer año de vida útil regulatoria del grupo i será el obtenido a partir de los valores de las horas anuales de funcionamiento estándar de cada grupo establecidos en el apartado anterior multiplicado por el cociente entre el número total de horas comprendidas desde el día en el que se inicia la vida útil regulatoria de dicho grupo i y el final del año, y las horas totales del año en el que se ha iniciado la vida útil del grupo que serán 8760 en año normal y 8784 en año bisiesto.

c) Hi para el último año de vida útil regulatoria del grupo i será el obtenido a partir de los valores de las horas anuales de funcionamiento estándar de cada grupo a los que se refiere el apartado 1, multiplicado por el cociente entre el número total de horas comprendidas desde el día uno de enero de dicho año hasta el día en el que finalice la vida útil regulatoria de la central, y las horas totales del año en el que se está calculando este valor que serán 8760 en año normal y 8784 en año bisiesto.

ANEXO VI

Combustibles

1. El cálculo del precio medio de la termia de combustible se realizará de acuerdo a lo establecido en este apartado:

a) El precio medio de la termia de los combustibles utilizados en estado de marcha por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h, pr(i,h,j), valorado en €/th PCI, se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\mathrm{pr}(i,h,j) = \sum_c (x(c,i,h,j) \cdot prc(c,i,h,j))/(pci(c,i,h,j))$$

Donde:

prc(c,i,h,j): Precio del combustible c utilizado por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h, valorado en €/t, cuyo valor se obtendrá de acuerdo con lo previsto en el artículo 40.5.

pci(c,i,h,j): Poder calorífico inferior del combustible c utilizado por el grupo i del sistema eléctrico aislado j, valorado en th/t en la hora h, cuyo valor se obtendrá de acuerdo con lo previsto en el artículo 40.5.

x(c,i,h,j): Fracción de las termias totales aportadas por el combustible c utilizado por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h.

$$x\left(c,i,h,j\right) = \frac{Q(c,i,h,j).pci(c,i,h,j)}{\sum_c Q(c,i,h,j).pci(c,i,h,j)}$$

Siendo:

Q(c,i,h,j) Consumo horario en toneladas del combustible c por el grupo i en estado de marcha del sistema eléctrico aislado j autorizadas a los sujetos productores en cada hora.

b) El precio medio de la termia de los combustibles utilizados en periodos de arranque parada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en cada arranque, prar(i,j), valorado en €/th PCI, se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{prar}(i,j) = \sum_c (xa(c,i,j) \cdot prc(c,i,h,j))/(pci(c,i,h,j))$$

Donde:

prc(c,i,h,j): Precio del combustible c utilizado por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h en la que se está realizando el arranque, valorado en €/t, cuyo valor se obtendrá de acuerdo con lo previsto en el artículo 40.5.

pci(c,i,h,j): Poder calorífico inferior del combustible c utilizado por el grupo i del sistema eléctrico aislado j, valorado en th/t en la hora h en la que se está realizando el arranque, cuyo valor se obtendrá de acuerdo con lo previsto en el artículo 40.5.

x_a(c,i,j): Fracción de las termias totales aportadas por el combustible c utilizado por el grupo i en estado de arranque del sistema eléctrico aislado j en ese arranque.

$$x_a\left(c,i,j\right) = \frac{Qa(c,i,j).pci(c,i,h,j)}{\sum_c Qa(c,i,j).pci(c,i,h,j)}$$

Siendo:

Qa(c,i,j) Consumo en toneladas del combustible c por el grupo i en estado de arranque del sistema eléctrico aislado j autorizadas a los sujetos productores cada hora.

c) Los valores del poder calorífico inferior del combustible utilizado por un grupo i del sistema eléctrico j (pci(i,h,j)), valorado en th/t, a efectos de despacho de producción serán los siguientes:

	pci(i,h,j) (th/t)
Carbón	6.011
Fuel Oil BIA 1%	9.850
Fuel Oil BIA 0,3%	9.850
Fuel Oil BIA 0,73%	9.850
Gasoil	10.373
Diésel Oil	10.140

Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se podrán modificar estos valores a partir de los valores reales obtenidos de los ensayos realizados sobre los combustibles utilizados.

d) A efectos de la liquidación de la retribución por costes variables de cada grupo generador, el poder calorífico inferior se calculará como la media ponderada de los poderes caloríficos inferiores reales de cada partida de combustible, obtenidos de los análisis realizados en cada partida de combustible consumido en cada central. A estos efectos, los titulares de las centrales deberán declarar mensualmente el valor del poder calorífico inferior de cada partida de combustible al órgano encargado de las liquidaciones, quien realizará inspecciones aleatorias para verificar los datos declarados. A estos efectos deberán presentar los resultados de las pruebas realizadas por una entidad acreditada. Los poderes caloríficos utilizados a efectos de liquidaciones serán publicados por el Director General de Política Energética y Minas.

2. El proceso de autorización de uso excepcional de combustible o mezcla de combustibles no autorizada se realizará de acuerdo a lo indicado en este apartado.

El operador del sistema podrá autorizar el uso excepcional y temporal de un combustible o mezcla de combustibles distintos a los autorizados si la producción de energía eléctrica con el combustible o la mezcla de combustibles distinta de la autorizada resultara imprescindible para la garantía de suministro. En caso contrario, el operador del sistema aceptará dicha solicitud en los siguientes supuestos:

a) En el caso de que la retribución por combustible sea superior al utilizar la nueva mezcla de combustibles que utilizando el combustible o mezcla de combustibles autorizados, la retribución por combustible reconocida se calculará con el combustible o mezcla de combustibles autorizados.

b) En el caso de que la retribución por combustible sea menor con la nueva mezcla propuesta que con el combustible o mezcla de combustibles autorizados, la producción sea retribuida a este menor coste variable.

En caso de que el sujeto no desee producir aceptando estas condiciones, renunciará al cambio autorizado, con la consecuente declaración de limitación de disponibilidad por parte del sujeto generador en la unidad de producción afectada.

ANEXO VII

Informes

1. El informe anual de cobertura de la demanda definido en el artículo 44 pondrá de manifiesto los riesgos sobre la seguridad y continuidad de suministro existentes en cada uno de los sistemas eléctricos aislados, utilizando los indicadores estándar establecidos en el apartado 4.

Asimismo, para aquellos sistemas en los que se pongan de manifiesto riesgos sobre la seguridad y continuidad de suministro, el operador del sistema valorará técnicamente y bajo la hipótesis de nudo único las necesidades de nuevas instalaciones de generación térmica y en su caso, de instalaciones hidroeléctricas no fluyentes.

El operador del sistema indicará la potencia térmica necesaria propuesta, la potencia térmica adicional propuesta y en su caso, de instalaciones hidroeléctricas no fluyentes para cubrir la demanda prevista para cada uno de los años del horizonte del informe. La potencia necesaria propuesta para un año concreto será aquella para la que se obtenga un indicador de probabilidad de déficit de cobertura mensual de menos de un día en 10 años.

Asimismo indicará, en su caso, las limitaciones técnicas que pudieran existir relativas, entre otros aspectos, al tamaño y tecnología de los grupos, a las magnitudes de generación por zonas, y dará señales de localización por nudos, para lo cual tendrá en cuenta las redes existentes y planificadas o previstas en los planes de inversión de distribución aprobados.

A partir de las limitaciones contempladas en el párrafo anterior podrá proponer varios escenarios de potencia adicional propuesta para cubrir la demanda prevista.

La metodología a aplicar por el operador del sistema para la elaboración de este informe tendrá en cuenta los siguientes criterios:

a) Previsión de la demanda horaria para el periodo teniendo en cuenta una senda de puntas de demanda derivadas de las hipótesis de crecimiento económico estimadas por el Ministerio de Economía y Competitividad, teniendo en cuenta además las medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda que sean de aplicación, todo ello, considerando unas condiciones de temperatura desfavorables pero no extremas.

El operador del sistema deberá realizar el análisis de cobertura definido en este apartado para varias previsiones de demanda.

b) Previsión de generación de origen renovable categoría B mediante la generación de escenarios independientes de producción con base en datos históricos y en la senda de potencia instalada (real y futura), teniendo en cuenta la potencia inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, las instalaciones inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, así como la potencia convocada mediante el procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento del régimen retributivo específico definido en el artículo 12 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

En el caso de que no se haya aprobado dicho procedimiento de concurrencia se tomará la mejor previsión de instalación de generación de origen renovable.

c) Para las instalaciones categoría A, se tendrá en cuenta la potencia inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, la generación con resolución de compatibilidad en vigor, la potencia adjudicataria de los concursos convocados

y las mejores previsiones de incrementos de potencia sin régimen retributivo adicional. No se tendrá en cuenta la potencia de las centrales que finalicen su vida útil regulatoria a partir de dicho año y la potencia de aquellas cuyo cierre se prevea. Se tendrá en cuenta la implantación de instalaciones de bombeo si así se ha autorizado. Para la previsión de generación de las centrales categoría A se tendrá en cuenta la aleatoriedad de sus indisponibilidades no programadas con base en la tasa de fallo fortuita observada. En este sentido, se generarán escenarios independientes de fallo con base en datos históricos.

d) Para los enlaces eléctricos con otros sistemas, se tendrá en cuenta la capacidad máxima de explotación bajo criterios que permitan salvaguardar la seguridad y calidad de suministro. Se generarán escenarios de fallo en función de la tasa de fallo fortuita observada en los mismos.

Se deberá especificar el método estadístico utilizado, las variables tenidas en cuenta y los valores o rango de valores asignados, de tal forma que se garantice la repetitividad de los cálculos realizados.

2. El informe sobre riesgos de cobertura de la demanda en el corto plazo definido en el artículo 45 se realizará conforme a la metodología recogida en este apartado.

a) Este informe comprenderá dos aspectos:

1.º Se realizará una evaluación del riesgo de fallo de suministro que podría derivarse de los propios recursos de producción y de las instalaciones de bombeo. A estos efectos se utilizarán los indicadores estándar indicados en el apartado 4 y el margen de reserva de potencia de regulación.

2.º Se realizará, si es procedente, un análisis zonal que pondrá de manifiesto las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación o de redes para evitar situaciones que supongan el incumplimiento de los criterios de seguridad del sistema en ciertas zonas geográficas o áreas determinadas de la red.

Asimismo, el operador del sistema propondrá, para diferentes tecnologías y diferentes escenarios, las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación para cubrir la demanda prevista con los criterios de seguridad establecidos en la normativa de aplicación.

b) El operador del sistema tendrá en cuenta los siguientes criterios a la hora de elaborar este informe de cobertura:

1.º Previsión de la demanda horaria para el periodo anual teniendo en cuenta una senda de puntas de demanda derivadas de las hipótesis de crecimiento económico estimadas por el Ministerio de Economía y Competitividad, teniendo en cuenta además las medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda que sean de aplicación. Se tendrá en cuenta, en su caso, el efecto de la potencia interrumpible contratada para cada periodo, la cual deberá contemplarse como una reducción de la punta de la demanda.

2.º Previsión de generación de origen renovable mediante la generación de escenarios independientes de producción con base en datos históricos y la potencia instalada en cada sistema aislado.

3.º Para las instalaciones categoría A, se tendrá en cuenta la potencia inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica así como la aleatoriedad de sus indisponibilidades no programadas con base en la tasa de fallo fortuita observada. En este sentido, se generarán escenarios independientes de fallo con base en datos históricos.

4.º Los requerimientos de reserva rodante que se establecen en los Procedimientos de Operación.

5.º Para los enlaces eléctricos con otros sistemas, se tendrá en cuenta la capacidad máxima de explotación bajo criterios que permitan salvaguardar la seguridad y calidad de suministro. Se generarán escenarios de fallo en función de la tasa de fallo fortuita observada en los mismos.

Con la información anteriormente citada se efectuarán simulaciones hora a hora de cada día del año combinando los escenarios de generación de origen renovable con las series de fallos de las instalaciones categoría A.

Se deberá especificar el método estadístico utilizado, las variables tenidas en cuenta y los valores o rango de valores asignados, de tal forma que se garantice la repetitividad de los cálculos realizados.

3. Para la elaboración del informe relativo a la necesidad de instalar bombeos por garantía del suministro, seguridad del sistema o integración de energías renovables no gestionables, establecido en el artículo 74 se tendrá en cuenta lo establecido en este apartado.

a) La metodología a aplicar para la elaboración del informe del operador de sistema tendrá en cuenta los siguientes criterios:

1.º Previsión de la demanda horaria para el periodo teniendo en cuenta una senda de puntas de demanda derivadas de las hipótesis de crecimiento económico estimadas por el Ministerio de Economía y Competitividad, teniendo en cuenta además las medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda que sean de aplicación, todo ello, considerando unas condiciones de temperatura desfavorables pero no extremas.

2.º Previsión de potencia de origen renovable instalada analizando diferentes sendas de potencia instalada para las distintas tecnologías categoría A y categoría B en cada sistema aislado. Para la previsión de generación de origen renovable se analizarán escenarios independientes de producción con base en datos históricos.

3.º Para las instalaciones categoría A, se tendrá en cuenta la potencia inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, la generación con resolución de compatibilidad en vigor y las mejores previsiones de incrementos de potencia, no considerándose, a partir del año que aplique, las centrales que vayan a finalizar su vida útil regulatoria y aquellas que se prevea su cierre. Para la previsión de generación de estas centrales se tendrá en cuenta la aleatoriedad de sus indisponibilidades no programadas con base en la tasa de fallo fortuita observada. En este sentido, se generarán escenarios independientes de fallo con base en los datos históricos.

4.º Para los enlaces eléctricos con otros sistemas, se tendrá en cuenta la capacidad máxima de explotación bajo criterios que permitan salvaguardar la seguridad y calidad de suministro. Se generarán escenarios de fallo en función de la tasa de fallo fortuita observada en los mismos.

Se deberá especificar el método estadístico utilizado, las variables tenidas en cuenta y los valores o rango de valores asignados, de tal forma que se garantice la repetitividad de los cálculos realizados.

b) Para cada escenario de implantación que se analice, el operador del sistema realizará simulaciones del despacho de producción anual, con las siguientes simplificaciones:

1.º No se considerarán restricciones técnicas.

2.º Los costes variables de despacho de las centrales térmicas serán la media ponderada por la energía generada de los costes variables de despacho de todas las centrales térmicas de cada sistema aislado del último año.

3.º Para las instalaciones de bombeo el operador del sistema presentará una propuesta de valores unitarios de operación y mantenimiento variable y una propuesta de horas anuales de funcionamiento estándar del grupo, que será con las que realice la simulación.

Finalmente, para cada escenario, el operador del sistema calculará los costes de generación con las siguientes simplificaciones:

1.º Para las instalaciones térmicas inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica no se tendrán en cuenta la retribución por costes fijos.

2.º La retribución por costes variables a considerar para todas las centrales térmicas inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica será la media ponderada por la energía generada de la retribución por costes variables de todas las centrales térmicas de cada sistema aislado del último año.

3.º Para la simulación de implantación de nuevas instalaciones térmicas se considerará una retribución por costes fijos constantes en el tiempo.

4.º En el caso de las instalaciones de bombeo el operador del sistema presentará una propuesta de valor estándar de la inversión de la instalación y una propuesta de valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos que serán los que utilice para calcular la retribución por costes fijos de estas centrales, considerando una retribución por costes fijos constante en el tiempo.

c) En el informe elaborado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia regulado en el artículo 74 se realizará una valoración económica de las diferentes alternativas propuestas por el operador del sistema, incluyendo el vertido de renovable, cuantificando el impacto sobre los costes del sistema eléctrico definidos en el artículo 13 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y sobre el coste de generación de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares en el largo plazo. El informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será evacuado en el plazo de dos meses desde la recepción de la solicitud.

En este informe, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia añadirá a los costes de generación calculados por el operador del sistema indicados en el apartado anterior, los costes relativos al régimen retributivo específico establecido en el título IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

En el citado informe se analizará expresamente la evolución de los costes del sistema eléctrico afectados en el largo plazo comparando los costes al incluir una instalación de bombeo teniendo en cuenta la retribución por costes variables de generación y la retribución por costes fijos obtenidos a partir de los parámetros propuestos por el operador del sistema en su informe, frente a una mayor integración de energía de origen renovable permitiendo vertidos. Adicionalmente la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia informará acerca de los parámetros propuestos por el operador del sistema, definidos en el apartado anterior.

4. En los informes de cobertura de la demanda y para la determinación de la potencia necesaria, la potencia adicional y las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación se obtendrán unos indicadores estándar, como resultado de los estudios probabilísticos de cobertura, que muestren la fiabilidad y seguridad del sistema en función de las hipótesis de partida. Estos indicadores serán:

a) Energía esperada no servida (EUE, Expected Unserved Energy), en MWh/año.
b) Horas en las que existe una probabilidad no nula de que se produzca un déficit de cobertura (LOLE, Loss of Load Expectation), en horas/año.
c) Probabilidad de déficit de cobertura (LOLP Loss of Load Probability), en %.

ANEXO VIII

Procedimiento para el otorgamiento de la resolución de compatibilidad

1. Información a presentar junto con la solicitud de resolución de compatibilidad.

a) Información relativa al titular de la instalación, que incluirá:

1.º Escritura de constitución (nombre, domicilio social, municipio/código postal, provincia, NIF/ NIE, nacionalidad).
2.º Documentación que acredite la capacidad técnica para ejercer la actividad de producción.
3.º Documentación que acredite la viabilidad económico-financiera del proyecto.
4.º Datos a efectos de comunicaciones: nombre del representante legal, NIF/NIE del representante legal, dirección, teléfono de contacto, fax, correo electrónico.

b) Datos técnicos del grupo proyectado:

1.º Tecnología.
2.º Potencia bruta, neta y mínimo técnico ordinario y extraordinario.
3.º Propiedades físico-químicas del combustible a utilizar.
4.º Rampas de subida y bajada de potencia.

5.º Tiempos de arranque en frío y en caliente.

6.º Datos técnicos de despacho definidos en los artículos 62 y 63: A (i), B (i), C (i), A'(i) y B'(i),

7.º Horas anuales previstas de funcionamiento estándar.

8.º En las nuevas inversiones se realizará una descripción técnica de la inversión a realizar, su justificación y mejoras esperadas, así como la vida útil propuesta para dicha inversión.

c) Datos económicos:

1.º Inversión prevista separada por conceptos (trabajos generales, obra civil, equipos mecánicos, sistemas eléctricos y de control, ingeniería y otros).

2.º Años de ejecución del proyecto.

3.º Viabilidad económica financiera del proyecto (modos de financiación).

4.º Capacidad de adquisición del combustible (oferta de suministro de combustible propuesto).

5.º Datos económicos de despacho definidos en los artículos 61, 63 y 64: Dato de los costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque, D(i), valorado en euros/arranque y costes de operación y mantenimiento unitarios de despacho de cada grupo, O&MVDi en €/MWh o, en el caso de instalaciones de bombeo, CvO&MuDBombeo.

6.º Costes variables relativos al combustible (costes de producto, costes de logística, etc.).

d) Ubicación prevista: sistema eléctrico aislado y nudo de conexión previsto.

e) Año previsto de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, que se denominará en lo sucesivo, A_{REG}.

2. Informe del operador del sistema previo a la resolución del procedimiento.

En el informe que emita el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en el artículo 48.3, se analizarán las siguientes cuestiones:

a) Se pondrá de manifiesto si existe algún impedimento técnico para la ejecución de la instalación en el nudo propuesto por el titular teniendo en cuenta las redes existentes o planificadas, y se justificará detalladamente dicha circunstancia.

b) Se valorará exclusivamente si con las solicitudes de instalaciones térmicas presentadas para cada sistema eléctrico aislado y año previsto de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, se supera la potencia térmica prevista adicional publicada en la resolución de convocatoria del procedimiento definida en el artículo 46, para dicho año y sistema eléctrico y asimismo se realizará un análisis análogo para las solicitudes de instalaciones hidroeléctricas no fluyentes.

c) Se establecerá, para cada sistema eléctrico aislado y año de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, una prelación de las instalaciones en función de las características favorables que su tecnología, potencia y nudo de conexión presentan para el sistema, desde el punto de vista de la seguridad de suministro y de la eficiencia técnico-económica del sistema, tomando en consideración los criterios técnicos y de seguridad establecidos en la convocatoria del procedimiento de concurrencia competitiva. Para la justificación de esto último, se aportarán resultados de la simulación del despacho de producción anual en lo relativo a la variación de los costes de generación y servicios de ajuste definidos en el artículo 71 y de la energía generada por cada grupo generador, teniendo en cuenta el nuevo grupo generador propuesto, el incremento de potencia o la mejora de la eficiencia propuesta o las instalaciones que van a finalizar su vida útil regulatoria y solicitan nuevamente el régimen retributivo.

3. Criterios a aplicar para la resolución del procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá el procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad establecido en el artículo 49 y aplicará los siguientes criterios para la determinación de las instalaciones a las que procede el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad. Para ello se comparará el valor

resultante de la suma de potencia de las instalaciones térmicas de un sistema eléctrico aislado con un determinado año previsto de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, excluidas las instalaciones no admitidas a trámite o que presenten algún impedimento para su ejecución, con la potencia térmica prevista adicional publicada en la resolución definida en el artículo 46, para dicho sistema eléctrico aislado y dicho año:

a) Si el primer valor es igual o inferior a la citada potencia térmica prevista adicional, se podrá otorgar resolución favorable de compatibilidad a todas las instalaciones, sin perjuicio de que la Dirección General de Política Energética y Minas pueda dictar, motivadamente, resolución desfavorable de compatibilidad para aquellas instalaciones que no reduzcan los costes de generación y servicios de ajuste definidos en el artículo 71 del sistema eléctrico aislado en el que pretendan ubicarse, o que supongan incumplimiento de objetivos medioambientales derivados de normativa estatal o procedente de la Unión Europea.

b) Si el valor de la suma es superior a la citada potencia térmica prevista adicional, se podrá otorgar resolución favorable de compatibilidad únicamente para el valor de potencia térmica prevista adicional publicada, sin perjuicio de lo establecido en el apartado c). Para ello, se seleccionarán las instalaciones atendiendo a la minimización a largo plazo de los costes del sistema eléctrico puestos de manifiesto en el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia definido en el artículo 48.4 y al fomento de la eficiencia técnica en la operación del mismo puesto de manifiesto en el informe del operador del sistema definida en el artículo 48.3.

c) Si el valor de la suma es superior a la citada potencia térmica prevista adicional, se podrá otorgar resolución favorable de compatibilidad a toda la potencia solicitada siempre que se reduzcan los costes de generación del sistema eléctrico aislado en el que se ubiquen, al desplazar a instalaciones de generación más caras. Para ello, se seleccionarán las instalaciones atendiendo a la minimización a largo plazo de los costes del sistema eléctrico puestos de manifiesto en el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia definido en el artículo 48.4 y al fomento de la eficiencia técnica en la operación del mismo puesto de manifiesto en el informe del operador del sistema definida en el artículo 48.3.

Adicionalmente a lo anterior, se podrá otorgar resolución favorable de compatibilidad, de forma justificada, a una potencia mayor de la potencia térmica prevista adicional, aunque no suponga una reducción de costes del sistema eléctrico, para cumplir con objetivos medioambientales o criterios técnicos y de seguridad establecidos en la convocatoria del procedimiento de concurrencia competitiva, así como para garantizar el cumplimiento de normativa estatal o europea de carácter medioambiental.

La resolución de compatibilidad deberá justificar adecuadamente la aplicación de los anteriores criterios, y en particular, los motivos que determinan el otorgamiento de la resolución favorable de compatibilidad en los casos definidos en el párrafo b) y c).

Para las instalaciones hidroeléctricas no fluyentes se aplicarán los mismos criterios que para las instalaciones térmicas, considerando las solicitudes de esta tecnología presentadas y los valores de potencia hidráulica no fluyente prevista adicional publicados.

Podrá otorgarse resolución favorable de compatibilidad a parte de la potencia de un grupo, en el supuesto de que otorgar resolución favorable a la totalidad de la potencia implicara la superación de la potencia térmica, o hidráulica no fluyente, prevista adicional publicada para determinado sistema eléctrico y año. El régimen retributivo adicional otorgado, en su caso, a estas instalaciones presentará las particularidades motivadas por las diferencias entre la potencia autorizada y la potencia neta que se inscriba en el registro, definidas en el apartado 5 de este anexo. En este caso, si el titular de la instalación no tuviera interés en ejecutarla en estas condiciones retributivas, lo pondrá de manifiesto en el trámite de audiencia, procediéndose a resolver desfavorablemente su solicitud. En caso de no realizar ninguna alegación al respecto, se considerará que acepta las condiciones retributivas descritas en este apartado y procederá la cancelación de la fracción de la garantía correspondiente a la potencia para la que no haya sido otorgada resolución favorable de compatibilidad.

En cualquier caso, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá dictar resolución desfavorable de compatibilidad de forma motivada cuando exista algún

impedimento para su ejecución, y este haya sido puesto de manifiesto por el operador del sistema o por la Comunidad Autónoma o Ciudad de Ceuta o Melilla afectada en los informes definidos en los apartados 3 y 5 del artículo 48, respectivamente.

4. Requisitos que condicionan los efectos de la resolución de compatibilidad.

a) La resolución favorable de compatibilidad otorgará al titular el derecho a percibir el régimen retributivo adicional, condicionado al cumplimiento de los siguientes requisitos relativos al calendario de ejecución:

1.º) Que el grupo disponga de autorización administrativa previa dictada por el órgano competente a más tardar el 31 de diciembre del año A_{REG} - 2, siendo A_{REG} el año previsto de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica aprobado en la resolución favorable de compatibilidad.

2.º) Que el grupo esté inscrito definitivamente en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo a más tardar el 31 de diciembre de dicho año A_{REG}.

El incumplimiento de cualquiera de estas dos condiciones supondrá la extinción del derecho a la percepción del régimen retributivo adicional y la ejecución de las garantías presentadas. Ello no obstante, el Secretario de Estado de Energía podrá excepcionar mediante resolución motivada la aplicación de esta norma si dicho incumplimiento no fuera ni directa ni indirectamente imputable al interesado y se comunique dicha circunstancia a la Dirección General de Política Energética y Minas con anterioridad al vencimiento del plazo que vaya a incumplirse.

b) Para el reconocimiento del régimen retributivo adicional del grupo será condición necesaria que su tecnología y nudo de conexión coincidan con los aprobados en la resolución favorable de compatibilidad.

Excepcionalmente, el Secretario de Estado de Energía podrá autorizar, previo informe favorable del operador del sistema, un cambio en el nudo de conexión de la instalación, siempre que dicho cambio venga motivado por causas imputables al operador del sistema o a la Comunidad Autónoma correspondiente y el titular solicite dicho cambio con anterioridad al vencimiento del plazo para inscribir definitivamente el grupo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

El incumplimiento de cualquiera de estas condiciones supondrá la extinción del derecho a la percepción del régimen retributivo adicional y la ejecución de las garantías presentadas.

5. Valor de potencia sobre el que se otorga el régimen retributivo adicional.

a) El valor de potencia sobre la que se reconoce el régimen retributivo adicional al grupo se establecerá dentro de unos umbrales en función de las diferencias entre la potencia autorizada, P_{aut} en la resolución de compatibilidad y la potencia neta inscrita en el registro.

A estos efectos se establecen los siguientes umbrales:

1.º Umbral superior, U_{sup}:

i. Para las instalaciones de potencia autorizada P_{aut} superior a 5 MW, dicho umbral U_{sup}, será del 120 por ciento de la potencia autorizada P_{aut}.

ii. Para instalaciones de potencia autorizada P_{aut} igual o inferior a 5 MW, dicho umbral, U_{sup}, será del 130 por ciento de la potencia autorizada P_{aut}.

2.º Umbral inferior, U_{inf}:

i. Para instalaciones de potencia autorizada superior a 5 MW, el umbral inferior, U_{inf}, definido en este apartado será del 90 por ciento de la potencia autorizada.

ii. Para instalaciones de potencia autorizada igual o inferior a 5 MW, el umbral inferior, U_{inf}, será del 85 por ciento de la potencia autorizada.

b) El valor de potencia sobre la que se reconoce el régimen retributivo adicional otorgado al grupo será:

1.º Si la potencia neta inscrita definitivamente en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo es mayor al umbral superior de la potencia autorizada, U_{sup}, el régimen retributivo adicional no se otorgará a la totalidad de la potencia del grupo.

La retribución que percibirá el grupo en este caso se calculará de la siguiente forma:

i. El régimen retributivo adicional se calculará multiplicando, tanto la retribución por costes variables de generación, como la retribución por costes fijos, por un factor M. Dicho factor se obtendrá como cociente entre la potencia autorizada, P_{aut} y la potencia neta inscrita definitivamente en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

ii. La retribución correspondiente a la energía imputable a la fracción de grupo sin régimen retributivo adicional reconocido, R_{SRRA}, se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$R_{SRRA} = (1 - M) * E_g * P_{hventa}(j)$$

Siendo:

M: Factor M definido en el párrafo anterior.

E_g: Energía generada medida en barras de central.

$P_{hventa}(j)$: Precio horario de venta de la energía en el sistema aislado j, expresado en €/MWh, definido en el anexo I.

2.º Si la potencia neta inscrita definitivamente en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo es inferior al umbral inferior de la potencia autorizada, $U_{inf,}$ solo tendrá derecho a la percepción del régimen retributivo adicional por la potencia inscrita en el citado registro. Asimismo, procederá la ejecución de las garantías presentadas al amparo del artículo 50 por la fracción de la garantía correspondiente a la diferencia entre P_{aut} y la potencia neta inscrita definitivamente en el registro.

3.º Si la potencia neta inscrita definitivamente en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo está comprendida entre los umbrales inferior y superior, U_{inf} y U_{sup}, definidos en este apartado, tendrá derecho a la percepción del régimen retributivo adicional la totalidad de la potencia inscrita en el registro. Dicha circunstancia no supondrá la ejecución de las garantías presentadas.

6. Salvedades para el otorgamiento del régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones.

a) El procedimiento para el otorgamiento del régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones de un grupo inscrito en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica que culmine con una modificación de la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de ese grupo se realizará según lo establecido en el capítulo IV del Título IV con las siguientes salvedades:

1.º) No les será de aplicación lo establecido en el artículo 47.3.

2.º) Las referencias hechas a «la instalación» o «al grupo», a la «inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica» y a la «autorización administrativa previa de la instalación», deberán entenderse realizadas a la «modificación», a la «modificación de la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica» y a la «autorización administrativa previa de la modificación», respectivamente.

3.º) Con carácter previo a la resolución de modificación de la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, se deberán reconocer los datos técnicos y económicos del grupo que hayan sido modificados.

b) El procedimiento para el otorgamiento del régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones de un grupo inscrito en el registro administrativo de instalaciones de

producción de energía eléctrica que no impliquen una modificación de la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de ese grupo se realizará según lo establecido en el capítulo IV del Título IV con las siguientes salvedades:

1.º) No les será de aplicación lo establecido en el artículo 47.3.

2.º) Las referencias hechas a «la instalación» o «al grupo» y a la «inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica» deberán entenderse hechas a la «modificación» y a la «emisión de la autorización de explotación tras la realización de la inversión», respectivamente.

7. Reconocimiento del régimen retributivo adicional.

a. En el plazo de 1 mes desde la fecha de autorización administrativa previa del grupo, el titular deberá remitir dicha autorización a la Dirección General de Política Energética y Minas para acreditar el cumplimiento del condicionado establecido en el apartado 4.a.1.º).

b. Transcurrido el plazo definido en el apartado anterior sin que el titular haya presentado la comunicación que acredite el cumplimiento del condicionado establecido en el apartado 4.a.1.º), se producirá la caducidad de la resolución favorable de compatibilidad, extinguiéndose el derecho a la percepción del régimen retributivo adicional.

c. En el plazo máximo de 6 meses desde la fecha de inscripción del grupo con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, el titular deberá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas el reconocimiento del régimen retributivo adicional.

Dicha solicitud deberá ir acompañada de la auditoría sobre la inversión realizada, así como de la declaración responsable relativa al cumplimiento de los condicionados establecidos en el apartado 4, de acuerdo con el modelo establecido en el apartado 8, o, en su caso, de la declaración responsable relativa al cumplimiento de los requisitos exigidos a las instalaciones adjudicatarias del concurso definido en el artículo 55, así como la documentación que se considere necesaria para la acreditación de lo anterior.

d. Transcurrido el plazo definido en el apartado anterior sin que el titular haya presentado la solicitud de reconocimiento del régimen retributivo adicional, se producirá la caducidad de la resolución favorable de compatibilidad, extinguiéndose el derecho a la percepción del régimen retributivo adicional.

8. Modelo de declaración responsable relativa al cumplimiento de los condicionados establecidos en el apartado 4:

DECLARACIÓN RESPONSABLE

D.ª/D....., mayor de edad, con documento nacional de identidad número....., en nombre y representación de....., con domicilio social en…… …… y CIF……, titular de la instalación con código de identificación de la resolución de compatibilidad, CIC,..... y número de inscripción con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.....

Declaro bajo mi responsabilidad, a los efectos previstos en el anexo VIII.7.c del Real Decreto XXX/2014, de xx de xxxx, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, que el citado grupo cumple con los condicionados necesarios para la percepción del régimen retributivo adicional regulados en el anexo VIII.4 del citado real decreto.

Asimismo manifiesto que dispongo de la documentación que acredita el cumplimiento de los citados requisitos, y que me comprometo a mantenerlos durante el periodo de tiempo en que la instalación tenga derecho a la percepción del régimen retributivo adicional regulado en el título IV del citado Real Decreto XXX/2014, de xx de xxxx, y a notificar los hechos que supongan una modificación de los mismos, asumiendo las responsabilidades legales en caso de incumplimiento, falsedad u omisión.

Por último, declaro conocer que será motivo para la revocación del derecho al régimen retributivo adicional del citado grupo la constatación de la falsedad en la presente declaración responsable, de acuerdo con lo previsto en el artículo 58.2.b) del mencionado real decreto. Todo ello sin perjuicio del régimen sancionador aplicable.

En …….. a …… de …….. de .....
Firma

ANEXO IX

Indicadores y objetivos mínimos de eficiencia en la gestión del despacho y de calidad de servicio

a) El Indicador de Eficiencia en la gestión del despacho para cada año n y para cada sistema aislado j, IE(j,n) en th/kWh, se obtiene según la siguiente expresión:

$$IE(j,n) = \frac{\sum_t^I \sum_h^H (CEdespfinal_{n,h,i} \cdot E_{n,h,t})}{\sum_t^I Ei(n)} - \frac{\sum_t^I \sum_h^H (CEdespl_{n,h,i} \cdot Edespl_{n,h,t})}{\sum_t^I Edespli(n)}$$

Siendo,

H: Número de horas total del año n: 8760 en año normal y 8784 en año bisiesto.
i: Cada uno de los grupos categoría A que componen el sistema aislado j, siendo I el último de los grupos que conforman ese sistema aislado.

$CEdespfinal_{n,h,i}$: Consumo específico en th/kWh producido según la programación final definida en el artículo 69.5 del grupo i en la hora h del año n.

$CEdespl_{n,h,i}$: Consumo específico en th/kWh programado en el primer despacho diario e intradiario definido en el artículo 69 del grupo i en la hora h del año n.

El consumo específico se calculará a partir de los datos técnicos de despacho definidos en los artículos 62, 63 y 65.

$E_{n,h,t}$: Energía generada por el grupo i en la hora h, en el año n, expresada en kWh.

$Ej\ (n) = \sum_t^I Ei(n)$: Energía generada en el sistema aislado j en el año n por todos los grupos categoría A, expresada en kWh.

$Edespl_{n,h,t}$: Energía programada en el primer despacho diario e intradiario definido en el artículo 69 para el grupo i en la hora h, en el año n, expresada en kWh.

$Edespl j(n) = \sum_t^I Edespli(n)$: Energía programada en el primer despacho diario e intradiario definido en el artículo 69 en el sistema aislado j por todos los grupos categoría A en el año n, expresada en kWh.

b) El objetivo mínimo de eficiencia en la gestión del despacho para cada año n y para cada sistema aislado j OME(j,n), será el Indicador de Eficiencia en la gestión del despacho para cada sistema aislado j en el año n-1, si en él no se hubieran producido eventos excepcionales o de fuerza mayor, en cuyo caso, se tomaría el año previo al anterior.

c) Los Indicadores de Calidad de Servicio (ICSNIEPI, ICSTIEPI) para cada año n y para cada sistema aislado j vendrán determinados por el número de interrupciones y duración de las interrupciones debidas a la generación de más de 3 minutos, determinados conforme a la definición de NIEPI y TIEPI establecida en la normativa general de aplicación.

d) Los objetivos mínimos de calidad (OCSNIEPI, OCSTIEPI,) para cada sistema aislado j serán establecidos por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

e) El operador del sistema informará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con carácter mensual,

para cada grupo y para cada hora del mes, del consumo específico de cada grupo generador, CEdespfinal_(h,i) y del consumo específico previsto según la energía programada a cada grupo en el primer, segundo y tercer despacho diario y en los intradiarios, indicando las diferentes causas de las diferencias entre los despachos: reservas de potencia, regulación, control de tensión, previsión de desvíos en los programas de generación y en demanda y restricciones de redes, entre otras. Asimismo remitirá el Indicador de Eficiencia Acumulado para cada sistema aislado j, teniendo en cuenta las horas de los meses transcurridos.

Asimismo, antes del 30 de junio del año, las empresas distribuidoras remitirán a la Dirección General de Política Energética y de Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, los valores de los indicadores de TIEPI y el NIEPI del año anterior, asociados a la generación según la definición dada en la orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico para cada sistema eléctrico aislado de los territorios no peninsulares.

f) Las circunstancias excepcionales que pudieran afectar en el cálculo del indicador de eficiencia o de calidad, podrán ser exceptuadas del cálculo de los indicadores de eficiencia y de calidad, previa autorización por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas.

ANEXO X

Procedimiento de despacho de producción

El procedimiento de despacho consistirá en:

1. Un primer despacho, con criterio exclusivamente económico: En este primer despacho se realizará una simulación en la que la generación, para cada una de las horas, será asignada como nudo único y para cubrir exclusivamente la demanda comunicada por los comercializadores, los consumidores directos y los generadores para su consumo de servicios auxiliares cuando el saldo neto sea comprador en esa hora.

Se utilizará para ello un modelo de minimización de costes variables de despacho que tenga en cuenta las características de los datos de entrada antes citados.

Se tendrá en cuenta asimismo la particular situación de los grupos con limitación de horas de funcionamiento. El operador del sistema determinará en qué momentos del año estos grupos serán despachados, de acuerdo a criterios de seguridad de suministro y eficiencia económica.

2. Segundo despacho, con criterio económico y de seguridad, que deberá tener en cuenta que:

a) La generación y reserva rodante de cada grupo generador, para cada una de las horas, es asignada como nudo único.

b) El operador del sistema considerará la mejor previsión de demanda horaria del sistema disponible en el horizonte de decisión.

c) El operador del sistema revisará los programas horarios previstos y comunicados por los generadores a partir de fuentes de energía renovable no gestionables para el horizonte de programación y utilizará, en esta fase del despacho, la mejor previsión disponible.

d) En el cálculo de la cobertura de la curva de demanda, la generación prevista de las instalaciones categoría B se colocará a su precio instrumental definido en el artículo 61 hasta el límite de integración que permita salvaguardar las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico.

e) Asimismo, tendrá en cuenta un mínimo de generación gestionable necesaria que proporcione la inercia, reservas de regulación y garantía de cobertura suficientes para la explotación del sistema eléctrico en condiciones de seguridad y estabilidad.

f) En el caso de cogeneradores, la potencia disponible de la central y la participación en el despacho de producción vendrá condicionada por el proceso productivo asociado en los términos que se definan en los correspondientes procedimientos de operación.

g) Se utilizará para ello un modelo de minimización de costes variables que tenga en cuenta las características de los datos de entrada antes citados y sin partir de los resultados de la simulación del primer despacho.

3. Tercer despacho, en el cual, partiendo del despacho anterior, se analizarán las posibles restricciones impuestas por la red de transporte a esta situación base de cobertura, por violación de los límites impuestos en estado normal de funcionamiento a las variables de control del sistema, y ante las contingencias establecidas en la normativa de aplicación.

Se procederá a un reajuste de la generación si fuera necesario, con criterios de seguridad y economía, identificando condiciones de funcionamiento obligadas de los grupos.

ANEXO XI

Liquidación de la energía en el despacho de producción

1 Obligación de pago por capacidad para las empresas comercializadoras y consumidores directos.

Cada una de las empresas comercializadoras y consumidores directos c del sistema eléctrico aislado j tendrá una obligación de pago por capacidad que se calculará según la siguiente expresión:

$$PCAP(c,h,j) = \sum pa\ EDC(c,h,j,pa) * PCAP(h,pa)$$

Siendo:

PCAP(c,h,j): Obligación de pago por capacidad para la empresa comercializadora y consumidor directo c del sistema eléctrico aislado j en la hora h.

EDC(c,h,j,pa): Energía en barras de central, en la hora h y en el sistema eléctrico aislado j, consumida por el comercializador o consumidor directo c en peaje de acceso pa.

PCAP(h,pa): Precio del pago por capacidad para la demanda en la hora h para el peaje de acceso pa establecido en la normativa vigente.

2. Obligación de pago por coste de desvíos para las empresas comercializadoras y consumidores directos.

Cada una de las empresas comercializadoras y consumidores directos c del sistema eléctrico aislado j tendrá una obligación de pago por coste de desvíos que se calculará según la siguiente expresión:

$$CDSV(c,h,j) = Abs(EDC(c,h,j) - EDCp(c,h,j)) * CDSVPEN\ (h)$$

Siendo:

CDSV(c,h,j): Obligación de pago por coste de desvíos para la empresa comercializadora y consumidor directo c del sistema eléctrico aislado j en la hora h.

EDCp(c,h,j): Previsión de compras en barras de central de la empresa comercializadora y consumidor directo c del sistema eléctrico aislado j en la hora h comunicada al operador del sistema, según se establece en el artículo 68, para la realización del despacho diario.

CDSVPEN(h): Coste medio de los desvíos de los consumidores directos y comercializadores que adquieren su energía para clientes finales nacionales directamente en el mercado de producción en el sistema eléctrico peninsular en la hora h.

EDC(c,h,j): Energía en barras de central adquirida por la empresa comercializadora y consumidor directo c del sistema eléctrico aislado j en la hora h.

3. Los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, los costes para la financiación de la retribución del operador del mercado y del operador del sistema y en su caso, otros costes serán los que resulten de aplicar la normativa general de aplicación.

4. Hasta la entrada en vigor de la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo definida en el artículo 7.2 que establezca los costes de desvíos en los que incurran las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo específico, el coste por los desvíos en los incurran dichas instalaciones que deberá ser abonado por sus titulares se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

CosteDesvíos(e,h,j)= desv(e,h,j)*CDSV (h)

Siendo:

CosteDesvíos(e,h,j): Coste de desvíos del generador e en el sistema eléctrico aislado j en la hora h.

desv (e,h,j): Valor absoluto de la diferencia en la hora h entre la energía medida en barras de central del generador e del sistema eléctrico aislado j y la producción prevista comunicada para la realización del despacho diario, en esa hora para ese sistema. No se considerarán en el cálculo de los desvíos aquellas diferencias en la producción prevista que se deban a limitaciones impuestas en tiempo real por el operador del sistema.

CDSV(h): Coste medio de los desvíos de las instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos peninsular de la misma categoría establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio que participan en el mercado de producción peninsular en la hora h.

En aquellos casos en que varios grupos generadores de los definidos en este apartado de una misma categoría establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, del sistema eléctrico aislado j participen en el despacho con el mismo sujeto de liquidación, se aplicará al coste de desvíos de cada generador un factor de corrección, calculado dividiendo el valor absoluto de la suma de los desvíos horarios de todos los grupos e del sujeto pertenecientes a la misma categoría establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y sistema eléctrico aislado entre la suma del valor absoluto de dichos desvíos horarios.

5. Hasta la entrada en vigor de la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo definida en el artículo 8.2 que establezca los costes de desvíos en los que incurran las instalaciones de tecnología renovable no gestionable sin derecho a régimen retributivo específico, el coste por los desvíos en los que incurran dichas instalaciones que deberá ser abonado por sus titulares se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

CosteDesvíos(e,h,j)= desv(e,h,j)*CDSV (h)

Siendo:

CosteDesvíos(e,h,j): Coste de desvíos del generador e en el sistema eléctrico aislado j en la hora h.

desv (e,h,j): Valor absoluto de la diferencia en la hora h entre la energía medida en barras de central del generador e del sistema eléctrico aislado j y la producción prevista comunicada para la realización del despacho diario, en esa hora para ese sistema. No se considerarán en el cálculo de los desvíos aquellas diferencias en la producción prevista que se deban a limitaciones impuestas en tiempo real por el operador del sistema.

CDSV(h): Coste medio peninsular de los desvíos de las instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos de la misma categoría establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que participan en el mercado de producción peninsular en la hora h.

En aquellos casos en que varios grupos generadores de los definidos en este apartado de una misma categoría establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio del sistema eléctrico aislado j participen en el despacho con el mismo sujeto de liquidación, se aplicará al coste de desvíos de cada generador un factor de corrección, calculado dividiendo el valor absoluto de la suma de los desvíos horarios de todos los grupos e del sujeto pertenecientes a la misma categoría establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio y sistema eléctrico aislado entre la suma del valor absoluto de dichos desvíos horarios.

ANEXO XII

Parámetros técnicos y económicos de retribución para el primer periodo regulatorio

1. Valor de la anualidad de la retribución por inversión para el año 2015.

El valor de la anualidad de la retribución por inversión (CIn) para el año 2015 desde la entrada en vigor del presente real decreto para cada uno de los grupos será la establecida en la siguiente tabla:

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2015(desde la entrada en vigor del RD)M€
RO1-1064	ALCUDIA 1, GRUPO N.º 1	0,000
RO1-1065	ALCUDIA 2, GRUPO N.º 2	0,000
RO2-0057	ALCUDIA 3, TURBINA DE GAS N.º 1	0,000
RO2-0058	ALCUDIA 4, TURBINA DE GAS N.º 2	0,000
RO1-1066	ALCUDIA 5, GRUPO N.º 3	9,227
RO1-1067	ALCUDIA 6, GRUPO N.º 4	9,331
RO2-0063	FORMENTERA 1, TURBINA DE GAS N.º 1	0,000
RO2-0036	IBIZA 5, BURMEISTER N.º 1	0,000
RO2-0038	IBIZA 6, BURMEISTER N.º 2	0,000
RO2-0039	IBIZA 7, BURMEISTER N.º 3	0,000
RO2-0040	IBIZA 8, BURMEISTER N.º 4	0,000
RO2-0043	IBIZA 9, BURMEISTER N.º 5	0,000
RO2-0044	IBIZA 10, BURMEISTER N.º 6	0,000
RO2-0045	IBIZA 11, BURMEISTER N.º 7	0,000
RO2-0059	IBIZA 12, TURBINA DE GAS N.º 1	0,000
RO2-0046	IBIZA 13, BURMEISTER N.º 8	0,841
RO2-0047	IBIZA 14, BURMEISTER N.º 9	0,763
RO2-0060	IBIZA 15, TURBINA DE GAS N.º 2	0,000
RO2-0159	IBIZA 16, DIÉSEL MAN 1	1,243
RO2-0160	IBIZA 17, DIÉSEL MAN 2	1,285
RO2-0158	IBIZA TURBINA DE GAS N.º 3 (SON MOLINAS 5)	0,000
RO2-0161	IBIZA TURBINA DE GAS N.º 4	0,000
RO2-0182	IBIZA 20 (MAN 3)	2,252
RO2-0183	IBIZA 21 (MAN 4)	2,263
RO2-0201	IBIZA 22, TURBINA DE GAS N.º 5	1,559
RO2-0202	IBIZA 23, TURBINA DE GAS N.º 6	1,696
RO2-0208	IBIZA 24, TURBINA DE GAS N.º 6B	
RO2-0037	MAHÓN 9, BURMEISTER N.º 1	0,793
RO2-0041	MAHÓN 10, BURMEISTER N.º 2	0,754
RO2-0042	MAHÓN 11, BURMEISTER N.º 3	0,766
RO2-0061	MAHÓN 12, TURBINA DE GAS N.º 2	0,410
RO2-0077	MAHÓN 13, TURBINA DE GAS N.º 1	0,617
RO1-1074	MAHÓN 14, TURBINA DE GAS N.º 3	1,704
RO2-0198	MAHÓN TG4	3,328
RO2-0203	MAHÓN 16, TURBINA DE GAS N.º 5	3,385
RO2-0031	SON REUS 1, TURBINA DE GAS N.º 1	0,812
RO2-0032	SON REUS 2, TURBINA DE GAS N.º 2	0,810
RO2-0033	SON REUS 3, TURBINA DE GAS N.º 3	0,810
RO2-0034	SON REUS 4, TURBINA DE GAS N.º 4	0,813
RO1-1068 RO1-1069 RO1-1070 RO1-1073	SON REUS 5, TURBINA DE GAS N.º 5 SON REUS 6, TURBINA DE GAS N.º 6 SON REUS 7, TURBINA DE GAS N.º 7 SON REUS VAPOR 10	15,336
RO1-1072	SON REUS 9, TURBINA DE GAS N.º 9 (CC2)	4,757
RO1-1071	SON REUS TURBINA DE GAS N.º 8 (CC2)	4,757
RO1-1075	SON REUS TURBINA DE VAPOR N.º 2 (CC2)	5,076
RO2-0195	CA'S TRESORER TG1, CC1	6,139
RO2-0196	CA'S TRESORER TG2, CC1	6,143
RO2-0197	CA'S TRESORER TV, CC1	6,604
RO1-2012	CA'S TRESORER TG3, CC2	7,023
RO1-2013	CA'S TRESORER TG4, CC2	7,061
RO1-2014	CA'S TRESORER TV2, CC2	7,344

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2015(desde la entrada en vigor del RD)M€
RO2-0089	BARRANCO DE TIRAJANA 1, GAS 1	0,428
RO2-0090	BARRANCO DE TIRAJANA 2, GAS 2	0,602
RO1-1049	BARRANCO DE TIRAJANA 3, VAPOR 1	7,983
RO1-1050	BARRANCO DE TIRAJANA 4, VAPOR 2	7,133
RO1-1051	BARRANCO DE TIRAJANA 5, GAS 3 (CC1)	5,648
RO1-1052	BARRANCO DE TIRAJANA 6, GAS 4 (CC1)	5,665
RO1-2000	BARRANCO DE TIRAJANA 7, VAPOR 3 (CC1)	5,910

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2015(desde la entrada en vigor del RD)M€
RO2-0188	BARRANCO DE TIRAJANA 8, GAS 5 CC2	6,306
RO2-0189	BARRANCO DE TIRAJANA 9, GAS 6 CC2	6,370
RO2-0190	BARRANCO DE TIRAJANA 10, VAPOR 4 CC2	7,069
RO2-0081	JINAMAR 2, DIÉSEL 1	0,000
RO2-0082	JINAMAR 3, DIÉSEL 2	0,000
RO2-0083	JINAMAR 4, DIÉSEL 3	0,000
RO2-0086	JINAMAR 7, GAS 1	0,000
RO1-1047	JINAMAR 8, VAPOR 4	0,000
RO1-1048	JINAMAR 9, VAPOR 5	0,000
RO2-0087	JINAMAR 10, GAS 2	0,000
RO2-0088	JINAMAR 11, GAS 3	0,000
RO2-0084	JINAMAR 12, DIÉSEL 4	0,656
RO2-0085	JINAMAR 13, DIÉSEL 5	0,974
RO2-0118	LAS SALINAS 1, DIÉSEL 1	0,000
RO2-0119	LAS SALINAS 2, DIÉSEL 2	0,000
RO2-0120	LAS SALINAS 3, DIÉSEL 3	0,000
RO2-0121	LAS SALINAS 4, DIÉSEL 4	0,000
RO2-0122	LAS SALINAS 5, DIÉSEL 5	0,000
RO2-0123	LAS SALINAS 6, DIÉSEL 6	0,714
RO2-0124	LAS SALINAS 7, GAS 1	0,400
RO2-0125	LAS SALINAS 8, GAS 2	1,075
RO2-0135	SALINAS,LAS 9 (GUINCHOS, LOS 11)	0,000
RO2-0179	LAS SALINAS 10, DIÉSEL 7	2,817
RO2-0199	LAS SALINAS 11, DIÉSEL 8	2,071
RO2-0200	LAS SALINAS 12, DIÉSEL 9	2,143
RO2-0107	PUNTA GRANDE 2, DIÉSEL 1	0,000
RO2-0108	PUNTA GRANDE 3, DIÉSEL 2	0,000
RO2-0109	PUNTA GRANDE 7, DIÉSEL 3	0,000
RO2-0115	PUNTA GRANDE 9, GAS 1	0,000
RO2-0110	PUNTA GRANDE 11, DIÉSEL 4	0,321
RO2-0111	PUNTA GRANDE 12, DIÉSEL 5	0,197
RO2-0112	PUNTA GRANDE 13, DIÉSEL 6	1,645
RO2-0116	PUNTA GRANDE 14, GAS 2	0,821
RO2-0113	PUNTA GRANDE 15, DIÉSEL 7	1,776
RO2-0114	PUNTA GRANDE 16, DIÉSEL 8	1,800
RO2-0193	PUNTA GRANDE DIÉSEL 9	2,463
RO2-0194	PUNTA GRANDE DIÉSEL 10	2,505
RO2-0095	CANDELARIA 3, DIÉSEL 1	0,000
RO2-0096	CANDELARIA 4, DIÉSEL 2	0,000
RO2-0100	CANDELARIA 5, GAS 3	0,000
RO2-0097	CANDELARIA 6, DIÉSEL 3	0,000
RO2-0093	CANDELARIA 9, VAPOR 5	0,000
RO2-0094	CANDELARIA 10, VAPOR 6	0,000
RO2-0098	CANDELARIA 11, GAS 1	0,000
RO2-0099	CANDELARIA 12, GAS 2	0,162
RO2-0103	GRANADILLA 1, GAS 1	0,261
RO2-0101	GRANADILLA 2, DIÉSEL 1	1,106
RO2-0102	GRANADILLA 3, DIÉSEL 2	1,129
RO1-1054	GRANADILLA 4, VAPOR 2	7,891
RO1-1053	GRANADILLA 5, VAPOR 1	7,074
RO2-0104	GRANADILLA 6, GAS 2	2,151
RO1-1055	GRANADILLA 7, GAS 3 (CC1)	5,415
RO1-1056	GRANADILLA 8, GAS 4 (CC1)	5,517
RO1-1087	GRANADILLA 9, VAPOR, 3 (CC1)	5,652
RO1-2015	GRANADILLA 10, TG5 (CC2)	8,301
RO1-2016	GRANADILLA 11, TG6 (CC2)	8,316
RO1-1063	GRANADILLA 12, VAPOR 4 (CC2)	8,799
RO2-0105	ARONA 1, GAS 1	1,190
RO2-0106	ARONA 2, GAS 2	1,234
RO2-0127	LOS GUINCHOS 6, DIÉSEL 6	0,000
RO2-0128	LOS GUINCHOS 7, DIÉSEL 7	0,000
RO2-0129	LOS GUINCHOS 8, DIÉSEL 8	0,000
RO2-0130	LOS GUINCHOS 9, DIÉSEL 9	0,000
RO2-0131	LOS GUINCHOS 10, DIÉSEL 10	0,000
RO2-0132	LOS GUINCHOS 12, DIÉSEL 11	0,431
RO2-0133	LOS GUINCHOS 13, DIÉSEL 12	0,843
RO2-0134	LOS GUINCHOS 14, DIÉSEL 13	2,198
RO2-0187	LOS GUINCHOS 15, GAS MÓVIL 2	1,593

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2015(desde la entrada en vigor del RD)M€
RO2-0191	LOS GUINCHOS 16 (DIÉSEL 14)	2,044
RO2-0192	LOS GUINCHOS 17 (DIÉSEL 15)	2,066
NO ESTÁ EN EL REGISTRO	PALMAR,EL 12	0,000
RO2-0136	EL PALMAR 13, DIÉSEL 12	0,000
RO2-0137	EL PALMAR 14, DIÉSEL 13	0,000
RO2-0138	EL PALMAR 15, DIÉSEL 14	0,000
RO2-0139	EL PALMAR 16, DIÉSEL 15	0,000
RO2-0140	EL PALMAR 17, DIÉSEL 16	0,156
RO2-0141	EL PALMAR 18, DIÉSEL 17	0,184
RO2-0142	EL PALMAR 19, DIÉSEL 18	0,549
RO2-0143	EL PALMAR 20, DIÉSEL 19	0,695
RO2-0149	LLANOS BLANCOS 1, DIÉSEL MÓVIL 1	0,000
RO3-0019	LLANOS BLANCOS 9, DIÉSEL 7	0,000
RO2-0144	LLANOS BLANCOS 11, DIÉSEL 9	0,000
RO2-0145	LLANOS BLANCOS 12, DIÉSEL 10	0,031
RO2-0146	LLANOS BLANCOS 13, DIÉSEL 11	0,044
RO2-0147	LLANOS BLANCOS 14, DIÉSEL 12	0,055
RO2-0148	LLANOS BLANCOS 15, DIÉSEL 13	0,077
RO2-0176	LLANOS BLANCOS 16, DIÉSEL, 14	0,319
RO2-0186	LLANOS BLANCOS 17, DIÉSEL 15	0,325
RO3-0018	EL MULATO, HIDRÁULICA 1	0,015

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2015(desde la entrada en vigor del RD)M€
RO2-0020	MELILLA 5, G-5	0,000
RO2-0021	MELILLA 6, G-6	0,000
RO2-0024	MELILLA 9, G-9	0,378
RO2-0025	MELILLA 10, G-10	0,991
RO2-0175	MELILLA 11, DIÉSEL 10	1,331
MELILLA G. Electrógenos (*)	MELILLA G. Electrógenos (*)	1,464
RO2-0180	MELILLA G-12	2,207
RO2-0185	MELILLA 13	2,263
RO2-0011	CEUTA 1, G-1	0,000
RO2-0026	CEUTA 2, G-2	0,000
RO2-0015	CEUTA 6, G-6	0,000
RO2-0016	CEUTA 7, G-7	0,265
RO2-0177	CEUTA 8, G-8	0,381
RO2-0178	CEUTA 9, G-9	1,302
RO2-0181	CEUTA, GRUPO 10	2,066
RO2-0184	CEUTA, GRUPO 11	2,264
RO2-0204	CEUTA, GRUPO 12	1,446
RO2-0206	CEUTA, GRUPO 13	2,483
DENTRO DE MELILLA G. Electrógenos (*) están los siguientes grupos:		
RO3-0027	MELILLA 12, G. ELECTRÓGENO	
RO3-0028	MELILLA 13, G. ELECTRÓGENO	
RO3-0029	MELILLA 14, G. ELECTRÓGENO	
RO3-0030	MELILLA 15, G. ELECTRÓGENO	
RO3-0031	MELILLA 16, G. ELECTRÓGENO	
RO3-0032	MELILLA 17, G. ELECTRÓGENO	
RO3-0033	MELILLA 18, G. ELECTRÓGENO	
RO3-0034	MELILLA 19, G. ELECTRÓGENO	
RO3-0035	MELILLA 20, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 10)	
RO3-0036	MELILLA 21, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 11)	
RO3-0037	MELILLA 22, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 12)	
RO3-0038	MELILLA 23, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 13)	

2. Valores unitarios máximos de inversión.

El valor unitario máximo de inversión, en €/KW, definido en la disposición adicional segunda, se obtendrá, para una determinada tecnología, a partir de la siguiente expresión:

$$Iu = k * PN^{l}$$

Siendo

PN: potencia neta en MW del grupo que conste en el registro administrativo de instalaciones de producción.

k y l: parámetros que se calcularán de acuerdo con lo previsto a continuación.

Los valores de k y l aplicables a Baleares se muestran en la tabla siguiente:

Inversión unitaria (por kW neto) Tipo de planta		
Parámetros	**k**	**l**
Turbina de gas aeroderivada.	1551,10	-0,2099
Turbina de gas ciclo simple. Heavy Duty	1314,65	-0,1774
Ciclo combinado 1TG+1TV	1669,17	-0,1337
Ciclo combinado 2TG+1TV	997,14	-0,0204
Ciclo combinado 3TG+1TV	1105,08	-0,0428
Motores diésel 4T	2389,69	-0,2264
Motores diésel 2T	2328,76	-0,2244
Vapor Carbón	3439,22	-0,2090

El parámetro l aplicable a Canarias, Ceuta y Melilla tomará el valor de la tabla de Baleares.

El parámetro «k» aplicable a Canarias tomará el valor de la tabla de Baleares multiplicado por 1,15, y el parámetro «k» aplicable a Ceuta y Melilla se obtendrá de multiplicar el valor correspondiente a Baleares por 1,1.

3. Valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de las instalaciones tipo.

Valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos Euros/MW				
Tecnología	**Potencia Neta (MW)**	**Baleares**	**Canarias**	**Ceuta y Melilla**
Grupos Diésel - 2T	Potencia < 5	78.584		90.083
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12	55.125	63.190	
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	46.559	53.371	
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20	55.299	63.389	
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		141.808	141.808
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia < 4		141.808	141.808
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		116.391	116.391
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	66.778	76.550	76.550
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	21.540	24.693	24.693
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	36.194	41.491	41.491
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	27.633	31.678	31.678
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	19.072	21.864	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	13.017	14.923	
Turbinas de vapor de Carbón		46.065		
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	21.698	24.873	
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		23.139	
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80		21.941	
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	32.717	37.503	
Ciclo combinado configuración 3x1	201 ≤ Potencia ≤ 250	32.717	37.503	
Hidráulica			129.857	

4. Valores de los parámetros a, b y c de la retribución por costes variables de funcionamiento de las instalaciones tipo aplicables durante el primer periodo regulatorio.

Parámetros Técnicos de liquidación por instalación tipo							
Tecnología	**Potencia Neta (MW)**	**Baleares**	**Canarias**	**Ceuta y Melilla**	**a (th/h)**	**b (th/h MW)**	**c (th/h MW2)**
Grupos Diésel - 2T	Potencia < 5	IT-0001		IT-0100	-	-	-

Parámetros Técnicos de liquidación por instalación tipo							
Tecnología	**Potencia Neta (MW)**	**Baleares**	**Canarias**	**Ceuta y Melilla**	**a (th/h)**	**b (th/h MW)**	**c (th/h MW2)**
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12	IT-0002	IT-0050		1.241,03	2.481,86	6,25
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	IT-0003	IT-0051		5.451,19	1.365,72	26,86
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20	IT-0004	IT-0052		7.252,84	1.411,93	14,34
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		IT-0053	IT-0101	397,36	2.185,37	-64,59
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia < 4		IT-0054	IT-0102	857,50	1.604,48	170,53
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		IT-0055	IT-0103	865,67	2.391,77	12,09
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	IT-0005	IT-0056	IT-0104	9.097,35	1.092,29	34,33
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	IT-0006	IT-0057	IT-0105	8.819,01	2.167,21	1,15
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	IT-0007	IT-0058	IT-0106	15.572,02	2.938,40	-4,91
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	IT-0008	IT-0059	IT-0107	15.342,72	3.315,69	-19,28
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	IT-0009	IT-0060		28.793,99	2.020,42	5,56
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	IT-0010	IT-0061		57.544,53	1.912,30	0,42
Turbinas de vapor de Carbón		IT-0011			33.654,30	2.070,44	1,35
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	IT-0012	IT-0062		8.336,26	2.795,35	0,80
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		IT-0063		12.852,80	2.622,14	0,40
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80		IT-0064		20.839,77	2.131,14	0,37
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	IT-0013	IT-0065		81.214,70	830,13	3,46
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	IT-0014	IT-0066		22.107,64	1.821,55	1,02

5. Valores de los parámetros a´, b´ de la retribución por costes de arranque asociados al combustible de las instalaciones tipo aplicables durante el primer periodo regulatorio.

Tecnología	**Intervalo Potencia Neta (MW)**	**Baleares**	**Canarias**	**Ceuta y Melilla**	**a' (te)**	**b' (horas)**
Grupos Diésel - 2T	Potencia <5	IT-0001		IT-0100		
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12	IT-0002	IT-0050		57.689,14	6,7439
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	IT-0003	IT-0051		56.999,39	7,5852
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20	IT-0004	IT-0052		79.576,42	5,5361
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		IT-0053	IT-0101	4.389,80	1,4429
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia < 4		IT-0054	IT-0102	6.844,38	3,9425
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		IT-0055	IT-0103	15.172,25	4,6885
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	IT-0005	IT-0056	IT-0104	57.689,14	6,7439
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	IT-0006	IT-0057	IT-0105	8.120,00	0,2172
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	IT-0007	IT-0058	IT-0106	13.850,36	0,2171
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	IT-0008	IT-0059	IT-0107	12.470,46	0,2171
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	IT-0009	IT-0060		10.124,02	0,2177
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	IT-0010	IT-0061		49.877,10	0,7214
Turbinas de vapor de Carbón		IT-0011			1.180.893,70	5,6972
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	IT-0012	IT-0062		184.932,52	18,4521
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		IT-0063		269.052,81	17,4368
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80		IT-0064		357.255,00	7,2159
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	IT-0013	IT-0065			
Funcionamiento 1 TG+1 TV					281.985,03	0,5538
Funcionamiento 2 TG+1 TV					410.809,81	0,6048
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	IT-0014	IT-0066			
Funcionamiento 1 TG+1 TV					176.511,00	0,5457
Funcionamiento 2 TG+1 TV					298.551,00	0,5619

Tecnología	Intervalo Potencia Neta (MW)	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	a' (te)	b' (horas)
Funcionamiento 3 TG+1 TV					420.591,00	0,6048

6. Valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación del primer periodo regulatorio de las instalaciones tipo.

Los valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación de las instalaciones tipo, en €/Mwh, serán los valores de la siguiente tabla:

Tecnología	Intervalo Potencia Neta (MW)	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Grupos Diésel - 2T	Potencia < 5			
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12		21,54	
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	11,22	11,14	
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20		11,54	
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		66,58	63,16
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia < 4		33,23	
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		28,52	27,26
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	20,50	20,43	
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	12,87	17,46	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	61,55	67,55	124,47
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	25,05	32,96	34,97
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	22,92	22,52	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50			
Turbinas de vapor de Carbón		4,69		
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40		7,89	
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		7,22	
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80		5,03	
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	22,98	18,16	
Funcionamiento 1 TG+1 TV				
Funcionamiento 2 TG+1 TV				
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	16,46		
Funcionamiento 1 TG+1 TV				
Funcionamiento 2 TG+1 TV				
Funcionamiento 3 TG+1 TV				

7. Retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque de las instalaciones tipo.

El parámetro «d» de las instalaciones tipo, a aplicar para el cálculo de la retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al durante el primer periodo regulatorio, serán los establecidos en la siguiente tabla:

Tecnología	Intervalo Potencia Neta (MW)	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Grupos Diésel - 2T	Potencia < 5			
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12		124,655	
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	104,751	124,655	
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20		124,655	
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		69,134	68,794
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia < 4		69,248	0,000
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		153,911	154,485
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	175,387	201,379	
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	731,686	797,395	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	3.575,019	3.773.491	3.773,491
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	3.389,509	3.773,491	3.773,491
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	3.596,939	3.784,699	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	10.830,217	12.844,058	
Turbinas de vapor de Carbón		15.665,923		
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40		8.815,115	
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		10.827,948	
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80		11.727,816	
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250			
Funcionamiento 1 1TG		10.830,217	12.844,055	
Funcionamiento 1 TG+1 TV		27.075,543	32.219,896	
Funcionamiento 2 TG+1 TV		27.075,543	32.219,896	
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250			

Tecnología	Intervalo Potencia Neta (MW)	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Funcionamiento 1 1TG		10.517,807		
Funcionamiento 1 TG+1 TV		31.548,368		
Funcionamiento 2 TG+1 TV		31.548,368		
Funcionamiento 3 TG+1 TV		31.548,368		

ANEXO XIII

Datos técnicos y económicos de despacho

SISTEMA ELÉCTRICO BALEAR

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Instalación Tipo	Datos técnicos de despacho			Datos de despacho			Datos económicos
							Costes de funcionamiento			Costes arranque			Costes variables de operación y mantenimiento despacho
							A (th/h)	B (th/ h.MW)	C (th/ h.MW2)	A' (th)	B' (horas)	D (€/ arranque)	O&MVDi (€/MWh)
RO1-1064	ALCUDIA 1, GRUPO N.º 1	113,6	80	14/12/1981	Carbón	IT-0011	36.092,34	1.964,27	2,77	1.105.780,00	3,21123	16.080,42	4,91924258
RO1-1065	ALCUDIA 2, GRUPO N.º 2	113,6	80	01/08/1982	Carbón	IT-0011	36.092,34	1.964,27	2,77	1.105.780,00	3,21123	16.080,42	4,938504832
RO2-0057	ALCUDIA 3, TURBINA DE GAS N.º 1	32,7	6,74	01/02/1989	Gasoil	IT-0009	31.391,05	1.773,42	11,58	10094,784	0,21715	3.669,61	23,09556429
RO2-0058	ALCUDIA 4, TURBINA DE GAS N.º 2	32,7	6,74	10/02/1989	Gasoil	IT-0009	31.391,05	1.773,42	11,58	10094,784	0,21715	3.669,61	24,41538686
RO1-1066	ALCUDIA 5, GRUPO N.º 3	120,6	73	01/08/1997	Carbón	IT-0011	39.925,73	1.964,27	1,62	1.256.007,40	8,67612	16.080,42	4,815865758
RO1-1067	ALCUDIA 6, GRUPO N.º 4	120,6	73	07/12/1997	Carbón	IT-0011	39.925,73	1.964,27	1,62	1.256.007,40	8,67612	16.080,42	4,8208949
	CA'S TRESORER, CC1				Gas Natural	IT-0013							
		71,00	6,39			1TG	60.436,76	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	11.116,77	22,0980801
		107,25	30,00			1TG+1TV	118.213,53	-390,57	11,18	281.985,03	0,55379	13.895,963	22,0980801
		214,5	68,00			2TG+1TV	239.683,59	-440,63	5,76	410.809,81	0,60483	27.791,925	22,0980801
	CA'S TRESORER, CC2				Gas Natural	IT-0013							
		71,0	6,39			1TG	60.436,76	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	11.116,77	21,5546702
		107,25	30,00			1TG+1TV	118.213,53	-390,57	11,18	281.985,03	0,55379	13.895,963	21,5546702
		214,5	68,00			2TG+1TV	239.683,59	-440,63	5,76	410.809,81	0,60483	27.791,925	21,5546702
RO2-0063	FORMENTERA 1, TURBINA DE GAS N.º 1	11,5	2,86	01/03/1966	Gasoil	IT-0007	19.938,33	2.202,48	29,24	13850,36327	0,21715	3.669,61	64,92428324
RO2-0044	IBIZA 10, BURMEISTER N.º 6	14,2	8,67	10/09/1982	Fuel Oil BIA 1%	IT-0003	5.647,58	1.425,34	29,24	60251,0969	10,99709	107,523	11,80042451
RO2-0045	IBIZA 11, BURMEISTER N.º 7	14,2	8,67	10/06/1986	Fuel Oil BIA 1%	IT-0003	5.647,58	1.425,34	29,24	60251,0969	10,99709	107,523	11,84537478
RO2-0059	IBIZA 12, TURBINA DE GAS N.º 1	21,1	3,76	15/07/1988	Gasoil	IT-0008	24.050,69	2.242,58	14,51	12293,68	0,21715	3.669,61	24,00379736
RO2-0046	IBIZA 13, BURMEISTER N.º 8	14,5	8,51	01/10/1993	Fuel Oil BIA 1%	IT-0003	6.463,50	1.305,98	21,39	50988,66595	8,38551	107,523	11,23443425
RO2-0047	IBIZA 14, BURMEISTER N.º 9	14,5	8,51	01/12/1993	Fuel Oil BIA 1%	IT-0003	6.463,50	1.305,98	21,39	50988,66595	8,38551	107,523	11,34407213
RO2-0060	IBIZA 15, TURBINA DE GAS N.º 2	11,5	2,86	01/01/1968	Gasoil	IT-0007	19.923,22	2.172,40	40,81	13850,36327	0,21715	3.669,61	60,72115291
RO2-0159	IBIZA 16, DIÉSEL MAN 1	17,4	9,35	13/07/2001	Gas Natural	IT-0005	9.556,47	1.039,20	36,41	57689,1428	6,74387	177,393	21,63458272
RO2-0160	IBIZA 17, DIÉSEL MAN 2	17,4	9,35	01/08/2001	Gas Natural	IT-0005	9.556,47	1.039,20	36,41	57689,1428	6,74387	177,393	21,54837577
RO2-0182	IBIZA 20 (MAN 3)	17,4	9,35	12/05/2008	Gas Natural	IT-0005	9.556,47	1.039,20	36,41	57689,1428	6,74387	182,663	18,79163476
RO2-0183	IBIZA 21 (MAN 4)	17,4	9,35	12/05/2008	Gas Natural	IT-0005	9.556,47	1.039,20	36,41	57689,1428	6,74387	182,663	21,21107232
RO2-0201	IBIZA 22, TURBINA DE GAS N.º 5	23	9,52	29/10/2008	Gas Natural	IT-0006	9.167,14	2.154,04	1,59	8120	0,21715	751,045	11,42734684
RO2-0202	IBIZA 23, TURBINA DE GAS N.º 6	24	9,52	24/07/2009	Gas Natural	IT-0006	9.167,14	2.154,04	1,59	8120	0,21715	751,045	11,29266375

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Instalación Tipo	Datos técnicos de despacho			Datos de despacho			Datos económicos
							Costes de funcionamiento			Costes arranque			Costes variables de operación y mantenimiento despacho
							A (th/h)	B (th/ h.MW)	C (th/ h.MW2)	A' (th)	B' (horas)	D (€/ arranque)	O&MVDi (€/MWh)
RO2-0208	IBIZA 24, TURBINA DE GAS N.º 6B	24	9,52	01/06/2012	Gas Natural	IT-0006	9.167,14	2.154,04	1,59	8120	0,21715	751,045	11,29266375
RO2-0043	IBIZA 9, BURMEISTER N.º 5	14,2	8,67	01/07/1982	Fuel Oil BIA 1%	IT-0003	5.647,58	1.425,34	29,24	57689,1428	6,74387	107,523	11,69903723
RO2-0158	IBIZA TURBINA DE GAS N.º 3	17,7	3,83	23/07/2003	Gasoil	IT-0008	24.128,89	2.271,47	11,62	10094,784	0,21715	3.669,61	25,34933433
RO2-0161	IBIZA TURBINA DE GAS N.º 4	17,7	3,83	17/05/2005	Gasoil	IT-0008	24.128,89	2.271,47	11,62	10094,784	0,21715	3.669,61	26,81191498
RO2-0041	MAHÓN 10, BURMEISTER N.º 2	13,6	6,6	25/04/1991	Fuel Oil BIA 1%	IT-0003	6.319,17	1.329,85	22,88	57689,1428	6,74387	107,523	12,13636797
RO2-0042	MAHÓN 11, BURMEISTER N.º 3	13,6	6,6	13/03/1991	Fuel Oil BIA 1%	IT-0003	6.319,17	1.329,85	22,88	57689,1428	6,74387	107,523	12,05528598
RO2-0061	MAHÓN 12, TURBINA DE GAS N.º 2	32,7	6,74	01/01/1994	Gasoil	IT-0009	31.391,05	1.773,42	11,58	10094,784	0,21715	3.669,61	20,53331957
RO2-0077	MAHÓN 13, TURBINA DE GAS N.º 1	33,7	6,74	01/07/1999	Gasoil	IT-0009	31.391,05	1.773,42	11,58	10094,784	0,21715	3.669,61	22,80073525
RO1-1074	MAHÓN 14, TURBINA DE GAS N.º 3	39,4	9,52	01/06/2004	Gasoil	IT-0006	9.167,14	2.154,04	1,59	8120	0,21715	751,045	16,02373654
RO2-0203	MAHÓN 16, TURBINA DE GAS N.º 5	48,6	9,52	18/06/2009	Gasoil	IT-0006	9.167,14	2.154,04	1,59	8120	0,21715	751,045	15,24327685
RO2-0037	MAHÓN 9, BURMEISTER N.º 1	13,6	6,6	11/06/1991	Fuel Oil BIA 1%	IT-0003	6.319,17	1.329,85	22,88	57689,1428	6,74387	107,523	12,04030926
RO2-0198	MAHÓN TG4	50	9,52	21/10/2008	Gasoil	IT-0006	9.167,14	2.154,04	1,59	8120	0,21715	751,045	14,65288346
RO2-0031	SON REUS 1, TURBINA DE GAS N.º 1	33,7	6,74	05/07/2000	Gasoil	IT-0009	31.391,05	1.773,42	11,58	10094,784	0,21715	3.669,61	23,37743058
RO2-0032	SON REUS 2, TURBINA DE GAS N.º 2	33,7	6,74	07/07/2000	Gasoil	IT-0009	31.391,05	1.773,42	11,58	10094,784	0,21715	3.669,61	23,9818555
RO2-0033	SON REUS 3, TURBINA DE GAS N.º 3	33,7	6,74	31/07/2000	Gasoil	IT-0009	31.391,05	1.773,42	11,58	10094,784	0,21715	3.669,61	23,88616697
RO2-0034	SON REUS 4, TURBINA DE GAS N.º 4	33,7	6,74	07/08/2000	Gasoil	IT-0009	31.391,05	1.773,42	11,58	10094,784	0,21715	3.669,61	22,43146211
	SON REUS, CC1				Gas Natural	IT-0014							
		48,7	28,65			1TG	60.436,76	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	10.796,09	18,3273345
		68,0	42,70			1TG+1TV	43.062,18	1.188,46	3,97	176511	0,54568	10.794,365	18,3273345
		136,0	86,35			2TG+1TV	87.203,24	1.193,07	1,98	298551	0,56189	21.588,73	18,3273345
		204,0	130,00			3TG+1TV	131.932,88	1.188,19	1,34	420591	0,60483	32.383,095	18,3273345
	SON REUS, CC2				Gas Natural	IT-0013							
		63,3	6,39			1TG	60.436,76	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	11.116,77	28,5098024
		94,95	30,00			1TG+1TV	118.213,53	-390,57	11,18	281.985,03	0,55379	13.895,963	28,5098024
		189,9	68,00			2TG+1TV	239.683,59	-440,63	5,76	410.809,81	0,60483	27.791,925	28,5098024

Denominación Ciclo Combinado	Denominación Grupo	Potencia Neta (MW)	Fecha de alta	Número de Registro
CA'S TRESORER CC1	CA'S TRESORER TV, CC1	72,500	28/06/2007	RO2-0197
	CA'S TRESORER TG1, CC1	71,000	28/07/2006	RO2-0195
	CA'S TRESORER TG2, CC1	71,000	04/08/2006	RO2-0196
CA'S TRESORER CC2	CA'S TRESORER TG3, CC2	71,000	30/06/2009	RO1-2012
	CA'S TRESORER TG4, CC2	71,000	08/09/2009	RO1-2013
	CA'S TRESORER TV2, CC2	72,500	19/04/2010	RO1-2014
SON REUS, CC1	SON REUS 5, TURBINA DE GAS N.º 5	48,7	01/07/2001	RO1-1068
	SON REUS 6, TURBINA DE GAS N.º 6	48,7	01/07/2001	RO1-1069
	SON REUS 7, TURBINA DE GAS N.º 7	48,7	01/08/2001	RO1-1070
	SON REUS VAPOR 10	57,9	04/07/2002	RO1-1073

Denominación Ciclo Combinado	Denominación Grupo	Potencia Neta (MW)	Fecha de alta	Número de Registro
SON REUS, CC2	SON REUS 9, TURBINA DE GAS N.º 9 (CC2)	63,300	24/06/2003	RO1-1072
	SON REUS TURBINA DE GAS N.º 8 (CC2)	63,300	19/06/2003	RO1-1071
	SON REUS TURBINA DE VAPOR N.º 2 (CC2)	63,300	25/04/2005	RO1-1075

SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Instalación tipo	Datos técnicos de despacho			Datos de despacho			Datos económicos. Costes variables de operación y mantenimiento despacho
							Costes de funcionamiento			Costes arranque			
							A (th/h)	B (th/ h.MW)	C (th/ h.MW2)	A' (th)	B' (horas)	D (€/ arranque)	O&MVDi (€/MWh)
RO2-0105	ARONA 1, GAS 1	21,6	4,85	19/05/2003	Gasoil	IT-0057	9.167,14	2.154,04	1,59	8.120,00	0,21715	818,4926475	18,44349558
RO2-0106	ARONA 2, GAS 2	21,6	4,85	03/06/2003	Gasoil	IT-0057	9.167,14	2.154,04	1,59	8.120,00	0,21715	818,4926475	18,91648304
RO2-0089	BARRANCO DE TIRAJANA 1, GAS 1	32,34	6,79	01/07/1992	Gasoil	IT-0060	29.363,27	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	3873,331944	24,70598329
RO2-0090	BARRANCO DE TIRAJANA 2, GAS 2	32,34	6,79	11/05/1995	Gasoil	IT-0060	29.363,27	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	3873,331944	23,76343636
RO1-1049	BARRANCO DE TIRAJANA 3, VAPOR 1	74,24	27,84	01/01/1996	Fueloil BIA 1%	IT-0064	21.254,08	2.159,80	0,23	357.255,00	7,21595	12038,118	5,511993308
RO1-1050	BARRANCO DE TIRAJANA 4, VAPOR 2	74,24	27,84	05/06/1996	Fueloil BIA 1%	IT-0064	21.254,08	2.159,80	0,23	357.255,00	7,21595	12038,118	5,459629502
	BARRANCO DE TIRAJANA, CC1				Gasoil	IT-0065							
		68,7	9,70			1TG	60436,761	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13183,89364	20,2336195
		103,05	37,80			1TG+1TV	118213,531	-390,57	11,18	281985,0306	0,55379	16.536,196	20,2336195
		206,1	75,50			2TG+1TV	239683,594	-440,63	5,76	410809,814	0,60483	33.072,3906	20,2336195
	BARRANCO DE TIRAJANA, CC2				Gasoil	IT-0065							
		75,0	9,70			1TG	60436,761	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13183,89364	17,4114924
		113,5	37,80			1TG+1TV	118213,531	-390,57	11,18	281985,0306	0,55379	16.536,196	17,4114924
		227,0	75,50			2TG+1TV	239683,594	-440,63	5,76	410809,814	0,60483	33.072,3906	17,4114924
RO2-0094	CANDELARIA 10, VAPOR 6	37,28	13,58	01/10/1984	Fueloil BIA 0,73%	IT-0062	8.388,39	2.859,92	0,46	199.254,56	18,7179	9048,350632	8,087967424
RO2-0098	CANDELARIA 11, GAS 1	32,34	6,79	04/11/1988	Gasoil	IT-0060	29.363,27	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	3873,331944	21,19468128
RO2-0099	CANDELARIA 12, GAS 2	32,34	6,79	13/07/1989	Gasoil	IT-0060	29.363,27	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	3873,331944	21,20336728
RO2-0095	CANDELARIA 3, DIÉSEL 1	8,51	4,58	01/05/1972	Fueloil BIA 0,73%	IT-0006	1.286,06	2.511,43	6,13	57.689,14	6,74387	127,9527739	22,48735287
RO2-0096	CANDELARIA 4, DIÉSEL 2	8,51	4,58	01/02/1973	Fueloil BIA 0,73%	IT-0050	1.286,06	2.511,43	6,13	57.689,14	6,74387	127,9527739	22,48735287
RO2-0100	CANDELARIA 5, GAS 3	14,7	6,79	01/12/1972	Gasoil	IT-0059	23.254,28	2.742,84	6,13	14.210,00	0,21715	3873,331944	24,40293174
RO2-0097	CANDELARIA 6, DIÉSEL 3	8,51	4,58	01/11/1973	Fueloil BIA 0,73%	IT-0050	1.286,06	2.511,43	6,13	57.689,14	6,74387	127,9527739	22,48735287
RO2-0093	CANDELARIA 9, VAPOR 5	37,28	13,58	14/03/1979	Fueloil BIA 0,73%	IT-0062	8.388,39	2.859,92	0,46	199.254,56	18,7179	9048,350632	8,32707548
RO2-0205	COTESA		23	06/06/1995	Gas residual refinería/ Gasoil 0,1		-	-	-	-	-	-	
RO2-0142	EL PALMAR 19, DIÉSEL 18	3,1	1,73	04/12/2004	Diéseloil	IT-0054	865,97	1.678,83	81,52	5.075,00	1,4429	72,71173897	33,63432389
RO2-0136	EL PALMAR 13, DIÉSEL 12	1,4	0,85	01/05/1988	Diéseloil	IT-0053	399,91	1.895,46	186,52	5.075,00	1,4429	70,61428497	57,16857723
RO2-0137	EL PALMAR 14, DIÉSEL 13	1,4	0,85	01/01/1987	Diéseloil	IT-0053	399,91	1.895,46	186,52	5.075,00	1,4429	70,61428497	56,6556912
RO2-0138	EL PALMAR 15, DIÉSEL 14	1,84	0,96	01/08/1987	Diéseloil	IT-0053	630,19	1.780,00	88,06	5.075,00	1,4429	70,61428497	49,62568073
RO2-0139	EL PALMAR 16, DIÉSEL 15	1,84	0,96	01/06/1988	Diéseloil	IT-0053	630,19	1.780,00	88,06	5.075,00	1,4429	70,61428497	48,66506893
RO2-0140	EL PALMAR 17, DIÉSEL 16	2,51	1,44	01/03/1996	Diéseloil	IT-0054	865,97	1.678,83	81,52	5.075,00	1,4429	70,61428497	36,97499069
RO2-0141	EL PALMAR 18, DIÉSEL 17	2,51	1,44	01/05/2000	Diéseloil	IT-0054	865,97	1.678,83	81,52	5.075,00	1,4429	70,61428497	37,10245608
RO2-0143	EL PALMAR 20, DIÉSEL 19	3,1	1,73	03/06/2005	Diéseloil	IT-0054	865,97	1.678,83	81,52	5.075,00	1,4429	72,71173897	34,06531016

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Instalación tipo	Datos técnicos de despacho			Datos de despacho			Datos económicos. Costes variables de operación y mantenimiento despacho
							Costes de funcionamiento			Costes arranque			
							A (th/h)	B (th/ h.MW)	C (th/ h.MW2)	A' (th)	B' (horas)	D (€/ arranque)	O&MVDi (€/MWh)
RO2-0211	EL PALMAR 21, DIÉSEL MOVIL 3	0,72	0,39	05/10/2012	Diéseloil	IT-0053	630,19	1.780,00	88,06	5.075,00	1,4429	70,61428497	48,66506893
RO2-0103	GRANADILLA 1, GAS 1	32,34	6,79	24/08/1990	Gasoil	IT-0060	29.363,27	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	3873,331944	22,24339966
	GRANADILLA, CC1				Gasoil	IT-0065							
		68,7	9,70			1TG	60436,761	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13183,89364	19,0075198
		103,05	37,80			1TG+1TV	118213,531	-390,57	11,18	281985,0306	0,55379	16.536,196	19,0075198
		206,1	75,50			2TG+1TV	239683,594	-440,63	5,76	410809,814	0,60483	33072,3906	19,0075198
RO2-0101	GRANADILLA 2, DIÉSEL 1	20,51	14,09	01/06/1991	Fueloil BIA 1%	IT-0052	7.613,79	1.381,90	15,25	79.576,42	5,53611	203,959799	11,40856871
RO2-0102	GRANADILLA 3, DIÉSEL 2	20,51	14,09	01/08/1991	Fueloil BIA 1%	IT-0052	7.613,79	1.381,90	15,25	79.576,42	5,53611	203,959799	11,43231367
RO1-1054	GRANADILLA 4, VAPOR 2	74,24	27,84	05/09/1995	Fueloil BIA 1%	IT-0064	21.254,08	2.159,80	0,23	357.255,00	7,21595	12038,118	5,232969854
RO1-1053	GRANADILLA 5, VAPOR 1	74,24	27,84	08/12/1995	Fueloil BIA 1%	IT-0064	21.254,08	2.159,80	0,23	357.255,00	7,21595	12038,118	5,20835219
RO2-0104	GRANADILLA 6, GAS 2	39,2	6,79	10/12/2001	Gasoil	IT-0060	31.391,05	1.773,42	11,58	10.094,78	0,21715	3988,381407	20,53421749
	GRANADILLA, CC2				Gasoil	IT-0065							
		75,0	9,70			1TG	60436,761	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13183,89364	18,6949719
		113,5	37,80			1TG+1TV	118213,531	-390,57	11,18	281985,0306	0,55379	16.536,196	18,6949719
		227,0	75,50			2TG+1TV	239683,594	-440,63	5,76	410809,814	0,60483	33.072,3906	18,6949719
RO2-0087	JINAMAR 10, GAS 2	32,34	6,79	26/01/1989	Gasoil	IT-0060	29.363,27	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	3873,331944	22,69785764
RO2-0088	JINAMAR 11, GAS 3	32,34	6,79	01/05/1989	Gasoil	IT-0060	29.363,27	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	3873,331944	21,75934061
RO2-0084	JINAMAR 12, DIÉSEL 4	20,51	14,09	07/06/1990	Fueloil BIA 0,73%	IT-0052	7.613,79	1.381,90	15,25	79.576,42	5,53611	203,959799	12,69410963
RO2-0085	JINAMAR 13, DIÉSEL 5	20,51	14,09	08/08/1990	Fueloil BIA 0,73%	IT-0052	7.613,79	1.381,90	15,25	79.576,42	5,53611	203,959799	12,59885711
RO2-0081	JINAMAR 2, DIÉSEL 1	8,51	4,58	01/02/1973	Fueloil BIA 0,73%	IT-0050	1.286,06	2.511,43	6,13	57.689,14	6,74387	127,9527739	24,00818225
RO2-0082	JINAMAR 3, DIÉSEL 2	8,51	4,58	27/08/1973	Fueloil BIA 0,73%	IT-0050	1.286,06	2.511,43	6,13	57.689,14	6,74387	127,9527739	22,48735287
RO2-0083	JINAMAR 4, DIÉSEL 3	8,51	4,58	01/02/1974	Fueloil BIA 0,73%	IT-0050	1.286,06	2.511,43	6,13	57.689,14	6,74387	127,9527739	22,2381091
RO2-0086	JINAMAR 7, GAS 1	17,64	6,79	21/04/1981	Gasoil	IT-0059	23.287,86	2.737,04	6,37	12.180,00	0,21715	3873,331944	23,4912697
RO1-1047	JINAMAR 8, VAPOR 4	55,56	17,7	01/08/1982	Fueloil BIA 0,73%	IT-0063	12.991,35	2.677,03	0,19	269.052,81	17,43684	11114,44123	7,148321746
RO1-1048	JINAMAR 9, VAPOR 5	55,56	17,7	05/12/1984	Fueloil BIA 0,73%	IT-0063	12.991,35	2.677,03	0,19	269.052,81	17,43684	11114,44123	7,369001112
RO2-0118	LAS SALINAS 1, DIÉSEL 1	3,82	2,4	06/10/1975	Fueloil BIA 0,73%	IT-0054	504,22	2.248,31	23,65	9.675,39	6,04355	70,61428497	28,99447731
RO2-0179	LAS SALINAS 10, DIÉSEL 7	17,2	11,8	16/07/2004	Fueloil BIA 0,73%	IT-0056	9.556,47	1.039,20	36,11	57.689,14	6,74387	206,7067848	21,98163647
RO2-0199	LAS SALINAS 11, DIÉSEL 8	17,2	11,8	25/07/2005	Fueloil BIA 0,73%	IT-0056	9.556,47	1.039,20	36,11	57.689,14	6,74387	206,7067848	22,12963861
RO2-0200	LAS SALINAS 12, DIÉSEL 9	17,2	11,8	28/09/2005	Fueloil BIA 0,73%	IT-0056	9.556,47	1.039,20	36,11	57.689,14	6,74387	206,7067848	22,38439344
RO2-0119	LAS SALINAS 2, DIÉSEL 2	3,82	2,4	01/02/1976	Fueloil BIA 0,73%	IT-0054	504,22	2.248,31	23,65	9.675,39	6,04355	70,61428497	29,29342578
RO2-0120	LAS SALINAS 3, DIÉSEL 3	4,11	2,8	01/02/1980	Fueloil BIA 0,73%	IT-0055	346,04	2.406,12	17,63	11.287,89	6,04425	156,9079191	40,9710065
RO2-0121	LAS SALINAS 4, DIÉSEL 4	6,21	4,2	15/11/1981	Fueloil BIA 0,73%	IT-0055	1.588,74	2.247,64	10,23	16.842,61	6,04405	156,9079191	33,29885207
RO2-0122	LAS SALINAS 5, DIÉSEL 5	6,21	4,2	07/10/1981	Fueloil BIA 0,73%	IT-0055	1.588,74	2.247,64	10,23	16.842,61	6,04405	156,9079191	34,04457672
RO2-0123	LAS SALINAS 6, DIÉSEL 6	20,51	14,09	18/06/1990	Fueloil BIA 0,73%	IT-0052	7.613,79	1.381,90	15,25	79.576,42	5,53611	203,959799	12,49249904
RO2-0124	LAS SALINAS 7,GAS 1	21,85	6,79	01/10/1992	Gasoil	IT-0059	23.439,54	2.526,18	3,36	14.210,00	0,21715	3873,331944	30,99275751
RO2-0125	LAS SALINAS 8, GAS 2	29,4	9,69	01/07/2000	Gasoil	IT-0060	29.363,27	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	3873,331944	25,67660445
RO2-0135	LAS SALINAS 9 (GAS MÓVIL 1)	11,74	2,93	01/01/1988	Gasoil	IT-0058	25.849,66	2.113,22	12,27	10.150,00	0,21715	3873,331944	69,40764102
RO2-0149	LLANOS BLANCOS 1, DIÉSEL MÓVIL 1	1,07	0.29	01/06/1987	Diéseloil	IT-0053	347,82	2.189,28	57,43	2.791,00	1,44307	70,61428497	83,8013545
RO2-0144	LLANOS BLANCOS 11, DIÉSEL 9	0,88	0,44	01/03/1996	Diéseloil	IT-0053	413,31	1.778,65	174,99	2.791,00	1,44307	70,61428497	81,04675844

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Instalación tipo	Datos técnicos de despacho			Datos de despacho			Datos económicos. Costes variables de operación y mantenimiento despacho
							Costes de funcionamiento			Costes arranque			
							A (th/h)	B (th/ h.MW)	C (th/ h.MW2)	A' (th)	B' (horas)	D (€/ arranque)	O&MVDi (€/MWh)
RO2-0145	LLANOS BLANCOS 12, DIÉSEL 10	1,07	0,48	11/09/1991	Diéseloil	IT-0053	693,68	1.762,03	127,38	2.791,00	1,44307	70,61428497	69,47077039
RO2-0146	LLANOS BLANCOS 13, DIÉSEL 11	1,07	0,48	04/12/1991	Diéseloil	IT-0053	693,68	1.762,03	127,38	2.791,00	1,44307	70,61428497	69,35290075
RO2-0147	LLANOS BLANCOS 14, DIÉSEL 12	1,26	0,48	01/02/1995	Diéseloil	IT-0053	622,56	1.765,84	72,6	2.791,00	1,44307	70,61428497	66,55279257
RO2-0148	LLANOS BLANCOS 15, DIÉSEL 13	1,36	0,48	30/03/2000	Diéseloil	IT-0053	622,56	1.765,84	72,6	2.791,00	1,44307	70,61428497	62,87395791
RO2-0176	LLANOS BLANCOS 16, DIÉSEL, 14	1,9	0,91	21/10/2005	Diéseloil	IT-0053	865,97	1.678,83	81,52	5.075,00	1,4429	72,71173897	46,09137694
RO2-0186	LLANOS BLANCOS 17, DIÉSEL 15	1,9	0,91	17/10/2007	Diéseloil	IT-0053	865,97	1.678,83	81,52	5.075,00	1,4429	72,71173897	46,07529148
RO3-0019	LLANOS BLANCOS 9, DIÉSEL 7	0,67	0,29	01/08/1977	Diéseloil	IT-0053	104,77	2.697,39	194,85	2.791,00	1,44307	70,61428497	109,2030179
RO2-0131	LOS GUINCHOS 10, DIÉSEL 10	6,69	4,2	17/03/1983	Fueloil BIA 1%	IT-0055	1.599,88	2.243,21	10,66	16.842,61	6,04405	156,9079191	31,61210672
RO2-0132	LOS GUINCHOS 12, DIÉSEL 11	6,69	5,2	01/03/1995	Fueloil BIA 1%	IT-0055	1.599,88	2.243,21	10,66	16.842,61	6,04405	156,9079191	29,37454498
RO2-0133	LOS GUINCHOS 13, DIÉSEL 12	11,5	6,63	01/02/2001	Fueloil BIA 1%	IT-0055	1.203,38	2.038,81	9,45	58.446,37	5,52231	156,9079191	23,67562899
RO2-0134	LOS GUINCHOS 14, DIÉSEL 13	11,2	6,63	10/11/2003	Fueloil BIA 1%	IT-0055	1.286,06	2.511,43	6,13	15.172,71	2,88669	161,5685504	26,93248976
RO2-0187	LOS GUINCHOS 15, GAS MÓVIL 2	21,6	4,85	30/03/2006	Gasoil	IT-0057	9.167,14	2.154,04	1,59	8.120,00	0,21715	818,4926475	31,01029224
RO2-0191	LOS GUINCHOS 16 (DIÉSEL 14)	11,5	6,63	01/07/2006	Fueloil BIA 1%	IT-0055	1.286,06	2.511,43	6,13	15.172,71	2,88669	161,5685504	26,77791788
RO2-0192	LOS GUINCHOS 17 (DIÉSEL 15)	11,5	6,63	01/08/2006	Fueloil BIA 1%	IT-0055	1.286,06	2.511,43	6,13	15.172,71	2,88669	161,5685504	26,56744182
RO2-0127	LOS GUINCHOS 6, DIÉSEL 6	3,82	2,35	01/02/1973	Fueloil BIA 1%	IT-0054	504,22	2.248,31	23,65	9.675,39	6,04355	70,61428497	28,50325754
RO2-0128	LOS GUINCHOS 7, DIÉSEL 7	3,82	2,35	07/12/1973	Fueloil BIA 1%	IT-0054	504,22	2.248,31	23,65	9.675,39	6,04355	70,61428497	28,14652181
RO2-0129	LOS GUINCHOS 8, DIÉSEL 8	3,82	2,35	01/05/1975	Fueloil BIA 1%	IT-0054	504,22	2.248,31	23,65	9.675,39	6,04355	70,61428497	27,80194416
RO2-0130	LOS GUINCHOS 9, DIÉSEL 9	4,3	2,82	07/07/1980	Fueloil BIA 1%	IT-0055	346,04	2.406,12	17,63	11.287,89	6,04425	156,9079191	41,46980323
RO2-0110	PUNTA GRANDE 11, DIÉSEL 4	12,85	8,7	14/07/1989	Fueloil BIA 0,73%	IT-0051	3.418,40	1.606,25	14,55	57.689,14	6,74387	127,9527739	11,82342316
RO2-0111	PUNTA GRANDE 12, DIÉSEL 5	12,85	8,7	05/05/1989	Fueloil BIA 0,73%	IT-0051	3.418,40	1.606,25	14,55	57.689,14	6,74387	127,9527739	12,05824741
RO2-0112	PUNTA GRANDE 13, DIÉSEL 6	20,51	14,09	01/09/1992	Fueloil BIA 0,73%	IT-0052	7.613,79	1.381,90	15,25	79.576,42	5,53611	203,959799	12,00511999
RO2-0116	PUNTA GRANDE 14, GAS 2	32,34	6,79	01/01/1998	Gasoil	IT-0060	29.363,27	2.225,92	1,36	10.150,00	0,21715	3873,331944	28,32403325
RO2-0113	PUNTA GRANDE 15, DIÉSEL 7	17,2	11,8	21/02/2002	Fueloil BIA 0,73%	IT-0056	9.556,47	1.039,20	36,11	57.689,14	6,74387	206,7067848	21,80018492
RO2-0114	PUNTA GRANDE 16, DIÉSEL 8	17,2	11,8	21/01/2002	Fueloil BIA 0,73%	IT-0056	9.556,47	1.039,20	36,11	57.689,14	6,74387	206,7067848	21,74905269

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Instalación tipo	Datos técnicos de despacho			Datos de despacho			Datos económicos. Costes variables de operación y mantenimiento despacho
							Costes de funcionamiento			Costes arranque			
							A (th/h)	B (th/ h.MW)	C (th/ h.MW2)	A' (th)	B' (horas)	D (€/ arranque)	O&MVDi (€/MWh)
RO2-0107	PUNTA GRANDE 2, DIÉSEL 1	6,49	4,2	06/06/1986	Fueloil BIA 0,73%	IT-0055	1.599,88	2.243,21	10,66	16.842,61	6,04405	156,9079191	33,64430149
RO2-0108	PUNTA GRANDE 3, DIÉSEL 2	6,49	4,2	01/12/1986	Fueloil BIA 0,73%	IT-0055	1.599,88	2.243,21	10,66	16.842,61	6,04405	156,9079191	33,67957051
RO2-0109	PUNTA GRANDE 7, DIÉSEL 3	6,49	4,2	06/10/1987	Fueloil BIA 0,73%	IT-0055	1.599,88	2.243,21	10,66	16.842,61	6,04405	156,9079191	33,81121183
RO2-0115	PUNTA GRANDE 9, GAS 1	19,6	6,79	01/06/1988	Gasoil	IT-0059	23.411,65	2.530,00	3,24	14.210,00	0,21715	3873,331944	34,53837956
RO2-0194	PUNTA GRANDE DIÉSEL 10	17,6	11,8	01/03/2006	Fueloil BIA 0,73%	IT-0056	9.556,47	1.039,20	36,41	57.689,14	6,74387	206,7067848	21,81331169
RO2-0193	PUNTA GRANDE DIÉSEL 9	17,6	11,8	01/02/2006	Fueloil BIA 0,73%	IT-0056	9.556,47	1.039,20	36,41	57.689,14	6,74387	206,7067848	21,67986737
RO2-0215	GUÍA DE ISORA GAS 1	43,1	4,8	01/03/2006	Gasoil	IT-0057	9.167,14	2.154,04	1,59	8.120,00	0,21715	818,493	18,06

Denominación Ciclo	Denominación Grupo	Potencia Neta	Fecha de alta	Número de Registro
BARRANCO DE TIRAJANA, CC1	BARRANCO DE TIRAJANA 5, GAS 3 (CC1)	68,700	19/07/2003	RO1-1051
	BARRANCO DE TIRAJANA 6, GAS 4 (CC1)	68,700	21/08/2003	RO1-1052
	BARRANCO DE TIRAJANA 7, VAPOR 3 (CC1)	68,7	22/11/2004	RO1-2000
BARRANCO DE TIRAJANA, CC2	BARRANCO DE TIRAJANA 8, GAS 5 CC2	75,000	01/08/2006	RO2-0188
	BARRANCO DE TIRAJANA 9, GAS 6 CC2	75,000	27/11/2006	RO2-0189
	BARRANCO DE TIRAJANA 10, VAPOR 4 CC2	77,000	18/06/2008	RO2-0190
GRANADILLA, CC1	GRANADILLA 7, GAS 3 (CC1)	68,700	21/09/2003	RO1-1055
	GRANADILLA 8, GAS 4 (CC1)	68,700	09/04/2004	RO1-1056
	GRANADILLA 9, VAPOR, 3 (CC1)	68,700	01/06/2005	RO1-1087
GRANADILLA, CC2	GRANADILLA 10, TG5 (CC2)	75,000	16/06/2010	RO1-2015
	GRANADILLA 11, TG6 (CC2)	75,000	09/07/2010	RO1-2016
	GRANADILLA 12, VAPOR 4 (CC2)	76,200	21/10/2011	RO1-1063

SISTEMA ELÉCTRICO DE CEUTA Y MELILLA

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Instalación tipo	Datos técnicos despacho			Daos de despacho			Datos costes variables de operación y mantenimiento despacho
							Costes de funcionamiento			Costes arranque			
							A (th/h)	B (th/ h.MW)	C (th/ h.MW2)	A' (th)	B' (horas)	D (€/ arranque)	O&MVDi (€/MWh)
RO2-0020	MELILLA 5, G-5	5,3	2,82	01/12/1980	Fueloil BIA 1%	IT-0103	1.213,64	2.232,14	19,52	14.065,26	6,04419	156,9079191	40,32268879
RO2-0021	MELILLA 6, G-6	5,3	2,82	01/11/1980	Fueloil BIA 1%	IT-0103	1.213,64	2.232,14	19,52	14.065,26	6,04419	156,9079191	40,87740569
RO2-0024	MELILLA 9, G-9	11,5	1	01/07/1991	Gasoil	IT-0106	19.938,33	2.202,48	29,24	13.850,36	0,21715	3873,331944	133,1744561
RO2-0025	MELILLA 10, G-10	8,51	4,58	01/06/1997	Fueloil BIA 1%	IT-0103	1.286,06	2.511,43	6,13	15.142,71	2,88669	156,9079191	30,20301242
RO2-0175	MELILLA 11, DIÉSEL 10	11,8	6,68	01/10/2002	Fueloil BIA 1%	IT-0103	1.286,06	2.511,43	6,13	15.172,71	2,88669	161,5685504	26,97183613
RO3-0027	MELILLA 12, G. ELECTRÓGENO	0,8	0,8	01/01/2003	Gasoil	IT-0101	2.060,90	0	0	5.075,00	1,4429	70,61428497	65,52007469
RO3-0028	MELILLA 13, G. ELECTRÓGENO	0,8	0,8	01/01/2003	Gasoil	IT-0101	2.060,90	0	0	5.075,00	1,4429	70,61428497	65,52007469
RO3-0029	MELILLA 14, G. ELECTRÓGENO	0,8	0,8	01/01/2003	Gasoil	IT-0101	2.060,90	0	0	5.075,00	1,4429	70,61428497	65,52007469

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Instalación tipo	Datos técnicos despacho			Daos de despacho			Datos costes variables de operación y mantenimiento despacho
							Costes de funcionamiento			Costes arranque			
							A (th/h)	B (th/ h.MW)	C (th/ h.MW2)	A' (th)	B' (horas)	D (€/ arranque)	O&MVDi (€/MWh)
RO3-0030	MELILLA 15, G. ELECTRÓGENO	0,8	0,8	01/01/2003	Gasoil	IT-0101	2.060,90	0	0	5.075,00	1,4429	70,61428497	65,52007469
RO3-0031	MELILLA 16, G. ELECTRÓGENO	0,8	0,8	01/01/2003	Gasoil	IT-0101	2.060,90	0	0	5.075,00	1,4429	70,61428497	65,52007469
RO3-0032	MELILLA 17, G. ELECTRÓGENO	0,8	0,8	01/01/2003	Gasoil	IT-0101	2.060,90	0	0	5.075,00	1,4429	70,61428497	65,52007469
RO3-0033	MELILLA 18, G. ELECTRÓGENO	0,8	0,8	01/01/2003	Gasoil	IT-0101	2.060,90	0	0	5.075,00	1,4429	70,61428497	65,52007469
RO3-0034	MELILLA 19, G. ELECTRÓGENO	0,8	0,8	01/01/2003	Gasoil	IT-0101	2.060,90	0	0	5.075,00	1,4429	70,61428497	65,52007469
RO3-0035	MELILLA 20, G. ELECTRÓGENO	0,8	0,8	01/01/2003	Gasoil	IT-0101	2.060,90	0	0	5.075,00	1,4429	70,61428497	65,52007469
RO3-0036	MELILLA 21, G. ELECTRÓGENO	0,8	0,8	01/01/2003	Gasoil	IT-0101	2.060,90	0	0	5.075,00	1,4429	70,61428497	65,52007469
RO3-0037	MELILLA 22, G. ELECTRÓGENO	0,8	0,8	01/01/2003	Gasoil	IT-0101	2.060,90	0	0	5.075,00	1,4429	70,61428497	65,52007469
RO3-0038	MELILLA 23, G. ELECTRÓGENO	0,8	0,8	01/01/2003	Gasoil	IT-0101	2.060,90	0	0	5.075,00	1,4429	70,61428497	65,52007469
RO2-0180	MELILLA 12	11,8	6,63	12/02/2007	Fueloil BIA 1%	IT-0103	1.286,06	2.511,43	6,13	15.172,71	2,88669	161,5685504	27,09618781
RO2-0185	MELILLA 13	11,8	6,63	15/04/2008	Fueloil BIA 1%	IT-0103	1.286,06	2.511,43	6,13	15.172,71	2,88669	161,5685504	27,09618781
RO2-0011	CEUTA 1, G-1	5,3	2,84	01/10/1980	Fueloil BIA 1%	IT-0103	1.213,64	2.232,14	19,52	14.065,26	6,04419	156,9079191	44,04850902
RO2-0026	CEUTA 2, G-2	5,3	2,84	01/11/1980	Fueloil BIA 1%	IT-0103	1.213,64	2.232,14	19,52	14.065,26	6,04419	156,9079191	44,10319223
RO2-0014	CEUTA 5, G-3	1,9	-	01/06/1985	-		-	-	-	-	-	-	-
RO2-0015	CEUTA 6, G-6	5,3	2,84	01/11/1986	Fueloil BIA 1%	IT-0103	1.213,64	2.232,14	19,52	14.065,26	6,04419	156,9079191	43,86421515
RO2-0016	CEUTA 7, G-7	6,21	2,84	01/07/1993	Fueloil BIA 1%	IT-0103	1.588,74	2.247,64	10,23	16.842,61	6,04405	156,9079191	42,0555426
RO2-0177	CEUTA 8, G-8	8,51	4,6	01/12/1998	Fueloil BIA 1%	IT-0103	1.286,06	2.511,43	6,13	15.138,95	2,88669	156,9079191	32,0557959
RO2-0178	CEUTA 9, G-9	11,5	6,6	01/12/2001	Fueloil BIA 1%	IT-0103	1.203,38	2.038,81	9,45	58.446,37	5,52231	156,9079191	24,19693791
RO2-0184	CEUTA, GRUPO 11	11,8	6,6	13/03/2009	Fueloil BIA 1%	IT-0103	1.286,06	2.511,43	6,13	15.172,71	2,88669	161,5685504	27,05435912
RO2-0204	CEUTA, GRUPO 12	13,3	1	01/12/2010	Gasoil	IT-0107	31.391,05	1.773,42	11,58	10.094,78	0,21715	3.720,04	32,7666851
RO2-0181	CEUTA, GRUPO 10	11,8	6,6	03/07/2008	Fueloil BIA 1%	IT-0103	1.286,06	2.511,43	6,13	15.172,71	2,88669	161,5685504	27,15937907
RO2-0206	CEUTA, GRUPO 13	11,8	6,6	16/06/2011	Fueloil BIA 1%	IT-0103	1.286,06	2.511,43	6,13	15.172,71	2,88669	161,5685504	27,13535559

En el caso de que en una transición entre modos de operación de un ciclo combinado el coste de la misma calculado a partir de los valores A', B' y D de las tablas anteriores resultará un valor negativo, se tomará para dicha transición un coste de transición nulo con el objeto de no distorsionar el despacho económico.

ANEXO XIV

Parámetros a aplicar para el cálculo de la retribución desde el 1 de enero de 2012 hasta la entrada en vigor del real decreto

1. Los valores unitarios de operación y mantenimiento variable en €/Mwh de las instalaciones tipo serán los siguientes:

Tecnología	Intervalo Potencia Neta (MW)	2012		
		Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Grupos Diésel - 2T	Potencia < 5			
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12		22,28	
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	11,61	11,53	
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20		11,94	
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		68,90	65,35
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia < 4		34,38	
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		29,51	28,21

Tecnología	Intervalo Potencia Neta (MW)	2012		
		Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	21,21	21,14	
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	13,32	18,06	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	63,69	69,90	128,79
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	25,92	34,11	36,19
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	23,72	23,30	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50			
Turbinas de vapor de Carbón		4,85		
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	0,00	8,16	
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60	0,00	7,47	
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80	0,00	5,20	
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	23,78	18,79	
Funcionamiento 1 TG+1 TV				
Funcionamiento 2 TG+1 TV				
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	17,03		
Funcionamiento 1 TG+1 TV				
Funcionamiento 2 TG+1 TV				
Funcionamiento 3 TG+1 TV				

Tecnología	Intervalo Potencia Neta (MW)	2013		
		Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Grupos Diésel - 2T	Potencia < 5			
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12		22,11	
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	11,52	11,44	
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20		11,85	
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		68,35	64,83
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia < 4		34,10	
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		29,28	27,99
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	21,04	20,97	
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	13,21	17,92	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	63,18	69,34	127,76
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	25,71	33,83	35,90
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	23,53	23,12	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50			
Turbinas de vapor de Carbón		4,82		
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40		8,10	
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		7,41	
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80		5,16	
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	23,59	18,64	
Funcionamiento 1 TG+1 TV				
Funcionamiento 2 TG+1 TV				
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	16,90		
Funcionamiento 1 TG+1 TV				
Funcionamiento 2 TG+1 TV				
Funcionamiento 3 TG+1 TV				

Tecnología	Intervalo Potencia Neta (MW)	2014		
		Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Grupos Diésel - 2T	Potencia < 5			
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12		21,93	
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	11,42	11,35	
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20		11,75	
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		67,80	64,31
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia < 4		33,83	
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		29,04	27,76
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	20,87	20,80	
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	13,11	17,78	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	62,68	68,79	126,74
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	25,51	33,56	35,61
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	23,34	22,93	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50			
Turbinas de vapor de Carbón		4,78		
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40		8,03	
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		7,35	
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80		5,12	
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	23,40	18,49	
Funcionamiento 1 TG+1 TV				

Tecnología	Intervalo Potencia Neta (MW)	2014		
		Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Funcionamiento 2 TG+1 TV				
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	16,76		
Funcionamiento 1 TG+1 TV				
Funcionamiento 2 TG+1 TV				
Funcionamiento 3 TG+1 TV				

Los valores unitarios de operación y mantenimiento variable a aplicar durante los meses del año 2015 en los que sea de aplicación la disposición transitoria séptima serán los establecidos en el anexo XII.6.

2. El parámetro «d» de la retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque, en euros por arranque, de las instalaciones tipo para los años 2012, 2013 y 2014, será:

Tecnología	Intervalo Potencia Neta (MW)	2012		
		Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Grupos Diésel - 2T	Potencia < 5			
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12		127,953	
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	107,523	127,953	
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20		127,953	
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		70,964	70,614
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia < 4		71,080	
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		157,984	158,573
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	180,028	206,707	
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	751,045	818,493	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	3.669,609	3.873,332	3.873,332
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	3.479,191	3.873,332	3.873,332
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	3.692,109	3.884,837	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	11.116,770	13.183,894	
Turbinas de vapor de Carbón		16.080,422		
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40		9.048,351	
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		11.114,441	
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80		12.038,118	
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250			
Funcionamiento 1 1TG		11.116,770	13.183,891	
Funcionamiento 1 TG+1 TV		27.791,925	33.072,391	
Funcionamiento 2 TG+1 TV		27.791,925	33.072,391	
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250			
Funcionamiento 1 1TG		10.796,094		
Funcionamiento 1 TG+1 TV		32.383,095		
Funcionamiento 2 TG+1 TV		32.383,095		
Funcionamiento 3 TG+1 TV		32.383,095		

Tecnología	Intervalo Potencia Neta (MW)	2013		
		Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Grupos Diésel - 2T	Potencia < 5			
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12		126,929	
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	106,663	126,929	
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20		126,929	
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		70,396	70,049
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia < 4		70,512	0,000
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		156,720	157,304
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	178,588	205,053	
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	745,037	811,945	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	3.640,252		3.842,345
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	3.451,357	3.842,345	3.842,345
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	3.662,572	3.853,758	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	11.027,836	13.078,423	
Turbinas de vapor de Carbón		15.951,779		
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40		8.975,964	
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		11.025,525	
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80		11.941,813	
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250			
Funcionamiento 1 1TG		11.027,836	13.078,420	
Funcionamiento 1 TG+1 TV		27.569,590	32.807,812	

Tecnología	Intervalo Potencia Neta (MW)	2013		
		Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Funcionamiento 2 TG+1 TV		27.569,590	32.807,812	
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250			
Funcionamiento 1 1TG		10.709,725		
Funcionamiento 1 TG+1 TV		32.124,030		
Funcionamiento 2 TG+1 TV		32.124,030		
Funcionamiento 3 TG+1 TV		32.124,030		

Tecnología	Intervalo Potencia Neta (MW)	2014		
		Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Grupos Diésel - 2T	Potencia < 5			
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12		125,914	
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	105,810	125,914	
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20		125,914	
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		69,833	70,049
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia < 4		69,948	0,000
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		155,466	157,304
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	177,159	203,413	
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	739,076	805,449	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	3.611,130		3.842,345
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	3.423,746	3.811,607	3.842,345
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	3.633,272	3.822,928	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	10.939,613	12.973,795	
Turbinas de vapor de Carbón		15.824,164		
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40		8.904,156	
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		10.937,321	
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80		11.846,279	
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250			
Funcionamiento 1 1TG		10.939,613	12.973,793	
Funcionamiento 1 TG+1 TV		27.349,033	32.545,349	
Funcionamiento 2 TG+1 TV		27.349,033	32.545,349	
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250			
Funcionamiento 1 1TG		10.624,047		
Funcionamiento 1 TG+1 TV		31.867,038		
Funcionamiento 2 TG+1 TV		31.867,038		
Funcionamiento 3 TG+1 TV		31.867,038		

El parámetro d a aplicar durante los meses del año 2015 en los que sea de aplicación la disposición transitoria séptima será el establecido en el anexo XII.7

3. De acuerdo con lo indicado en la disposición transitoria séptima.2.b) 3.º se obtienen los siguientes precios de combustibles:

a) Combustibles fósiles distintos de gas natural:

	Primer semestre 2012 - Precios del producto €/Tm				
	Hulla	Fuel oil BIA 1% S / 0,3 % S	Fuel oil BIA 0,73% S	Diésel oil	GasoiL 0,1% S
Canarias	–	541,31	582,34	699,60	740,11
Baleares	74,00	548,76	–	–	746,23
Ceuta y Melilla	–	548,76	–	706,10	746,23

	Segundo semestre 2012 - Precios del producto €/Tm				
	Hulla	Fuel oil BIA 1% S / 0,3 % S	Fuel oil BIA 0,73% S	Diésel oil	Gasoil 0,1% S
Canarias	–	514,82	552,85	699,39	745,96
Baleares	70,66	516,67	–	–	748,02
Ceuta y Melilla	–	516,67	–	702,69	748,02

	Primer semestre 2013 - Precios del producto €/Tm				
	Hulla	Fuel oil BIA 1% S / 0,3 % S	Fuel oil BIA 0,73% S	Diésel oil	Gasoil 0,1% S
Canarias	–	480,06	525,40	654,49	696,34
Baleares	63,69	482,52	–	–	700,29
Ceuta y Melilla	–	482,52	–	659,36	700,29

	Segundo semestre 2013 - Precios del producto €/Tm				
	Hulla	Fuel oil BIA 1% S / 0,3 % S	Fuel oil BIA 0,73% S	Diésel oil	Gasoil 0,1% S
Canarias	–	455,94	513,25	649,99	694,43
Baleares	59,41	461,20	–	–	697,23
Ceuta y Melilla	–	461,20	–	654,13	697,23

	Primer semestre 2014 - Precios del producto €/Tm				
	Hulla	Fuel oil BIA 1% S / 0,3 % S	Fuel oil BIA 0,73% S	Diésel oil	Gasoil 0,1% S
Canarias	–	460,58	513,74	624,37	667,11
Baleares	56,12	469,88	–	–	667,29
Ceuta y Melilla	–	469,88	–	626,65	667,29

	Segundo semestre 2014 - Precios del producto €/Tm				
	Hulla	Fuel oil BIA 1% S / 0,3 % S	Fuel oil BIA 0,73% S	Diésel oil	Gasoil 0,1% S
Canarias	–	385,94	423,34	560,98	601,03
Baleares	57,33	394,08	–	–	602,22
Ceuta y Melilla	–	394,08	–	564,40	602,22

Los precios del producto para el año 2015 serán aprobados por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria tercera.

La retribución por costes de logística a aplicar para el año 2012, 2013 y 2014 serán los siguientes:

2012 €/tm	Hulla	Fuel oil BIA 1% 0.7-0.73%	Fuel oil BIA 0,3%	Diésel oil	Gasoil
Baleares					
Mallorca	13,40	40,85			44,20
Menorca		33,48			42,17
Ibiza-Formentera		35,29			43,98
Canarias					
Tenerife		21,03	32,60	21,03	21,03
Gran Canaria		25,49	43,48	31,91	31,91
Fuerteventura		25,49	43,48	38,34	38,34
Lanzarote		25,49	43,48	35,77	35,77
La Palma, Hierro y Gomera		38,34	56,32	56,36	35,77
Ceuta y Melilla					
Ceuta		33,58		37,26	37,26
Melilla		60,18			66,05

2013 €/tm	Hulla	Fuel oil BIA 1% 0,7-0,73%	Fuel oil BIA 0,3%	Diésel oil	Gasoil
Baleares					
Mallorca	13,30	40,52			43,85
Menorca		33,21			41,83
Ibiza-Formentera		35,01			43,63
Canarias					
Tenerife		20,87	32,33	20,87	20,87
Gran Canaria		25,29	43,13	31,66	31,66
Fuerteventura		25,29	43,13	38,03	38,03
Lanzarote		25,29	43,13	35,48	35,48
La Palma, Hierro y Gomera		38,03	55,87	55,90	35,48
Ceuta y Melilla					
Ceuta		33,31		36,97	36,97
Melilla		59,69			65,52

2014 €/tm	Hulla	Fuel oil BIA 1% 0,7-0,73%	Fuel oil BIA 0,3%	Diésel oil	Gasoil
Baleares					
Mallorca	13,19	40,20			43,50
Menorca		32,94			41,50
Ibiza-Formentera		34,73			43,28
Canarias					
Tenerife		20,70	32,08	20,70	20,70

2014 €/tm	Hulla	Fuel oil BIA 1% 0,7-0,73%	Fuel oil BIA 0,3%	Diésel oil	Gasoil
Gran Canaria		25,08	42,78	31,41	31,41
Fuerteventura		25,08	42,78	37,73	37,73
Lanzarote		25,08	42,78	35,20	35,20
La Palma, Hierro y Gomera		37,73	55,42	55,46	35,20
Ceuta y Melilla					
Ceuta		33,04		36,67	36,67
Melilla		59,22			65,00

La retribución por costes de logística a aplicar durante los meses del año 2015 en los que sea de aplicación la disposición transitoria séptima serán los establecidos en la disposición transitoria tercera.5.

b) Gas natural:

El precio del combustible, prc (c,i,h,j) en euros/tonelada, del gas natural para el año 2012 y primer semestre del 2013 a aplicar en la liquidación de la retribución por costes variables de generación en el territorio Balear tomará los valores que se indican a continuación:

	2012 prc (i,h,j) €/t		
	CCGT 1 de Son Reus	CCGT 2 de Cas Tresorer	CCGT 2 de ibiza
Enero	1.143,55	509,45	4.273,98
Febrero	480,51	516,68	73.183,53
Marzo	1.130,59	540,88	148.175,97
Abril	924,76	553,19	1.088.847,57
Mayo	1.550,56	534,38	3.198,32
Junio	622,55	497,15	732,17
Julio	648,51	511,93	590,81
Agosto	536,59	499,27	457,67
Septiembre	4.910,22	564,51	467,14
Octubre	1.829,87	503,86	445,01
Noviembre	561,95	723,22	400,12
Diciembre	1.318,31	607,57	439,81

	primer semestre 2013 prc (i,h,j) €/t		
	CCGT 1 de Son Reus	CCGT 2 de Cas Tresorer	CCGT 2 de ibiza
Enero	45.400,09	566,08	434,77
Febrero	1.385,45	521,60	425,68
Marzo	3.533,29	553,79	430,57
Abril	7.912,99	638,15	449,83
Mayo	1.493,10	573,26	431,82
Junio	719,34	4.282,92	438,92

El valor del poder calorífico inferior, pci, a los efectos del cálculo de pr(i,h,j) para el año 2012 y primer semestre de 2013, tomará los valores que se indican a continuación, expresados en te/tm en:

	2012 pci te/Tm		
	CCGT 1 de Son Reus	CCGT 2 de Cas Tresorer	CCGT 2 de ibiza
Enero	11.463,58	11.463,58	11.415,77
Febrero	11.611,07	11.611,07	11.623,32
Marzo	11.356,34	11.356,34	11.376,34
Abril	11.411,67	11.411,67	11.382,30
Mayo	11.308,13	11.308,13	11.256,85
Junio	11.147,95	11.147,95	11.151,12
Julio	11.311,48	11.311,48	11.341,17
Agosto	11.559,56	11.559,56	11.585,00
Septiembre	11.535,69	11.535,69	11.516,54
Octubre	11.385,37	11.385,37	11.365,54
Noviembre	11.341,83	11.341,83	11.358,31

	2012		
	pci te/Tm		
	CCGT 1 de Son Reus	CCGT 2 de Cas Tresorer	CCGT 2 de ibiza
Diciembre	11.317,48	11.317,48	11.333,44

	Primer semestre 2013		
	pci te/Tm		
	CCGT 1 de Son Reus	CCGT 2 de Cas Tresorer	CCGT 2 de ibiza
Enero	11.361,21	11.361,21	11.367,75
Febrero	11.400,50	11.400,50	11.403,02
Marzo	11.410,47	11.410,47	11.417,28
Abril	11.421,03	11.421,03	11.430,95
Mayo	11.381,93	11.381,93	11.379,72
Junio	11.305,19	11.305,19	11.254,07

Para el cálculo del precio del combustible gas natural para el segundo semestre del año 2013 y para los años 2014 y 2015 se seguirá el método establecido en al Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

c) En el precio del combustible se deberá incluir, en su caso, los costes derivados de la aplicación del impuesto especial sobre el carbón y del impuesto sobre hidrocarburos definidos en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

4. La anualidad de la retribución por inversión CIn (i) de cada grupo i, en los años 2012, 2013 y 2014 será la siguiente:

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2012 (M€)	CIn 2013 (M€)	CIn 2014 (M€)
RO1-1064	ALCUDIA 1, GRUPO N.º 1	0,000	0,000	0,000
RO1-1065	ALCUDIA 2, GRUPO N.º 2	0,000	0,000	0,000
RO2-0057	ALCUDIA 3, TURBINA DE GAS N.º 1	0,355	0,335	0,028
RO2-0058	ALCUDIA 4, TURBINA DE GAS N.º 2	0,338	0,319	0,026
RO1-1066	ALCUDIA 5, GRUPO N.º 3	10,954	10,858	9,783
RO1-1067	ALCUDIA 6, GRUPO N.º 4	11,069	10,986	9,892
RO2-0063	FORMENTERA 1, TURBINA DE GAS N.º 1	0,000	0,000	0,000
RO2-0036	IBIZA 5, BURMEISTER N.º 1	0,000	0,000	0,000
RO2-0038	IBIZA 6, BURMEISTER N.º 2	0,000	0,000	0,000
RO2-0039	IBIZA 7, BURMEISTER N.º 3	0,000	0,000	0,000
RO2-0040	IBIZA 8, BURMEISTER N.º 4	0,000	0,000	0,000
RO2-0043	IBIZA 9, BURMEISTER N.º 5	0,000	0,000	0,000
RO2-0044	IBIZA 10, BURMEISTER N.º 6	0,000	0,000	0,000
RO2-0045	IBIZA 11, BURMEISTER N.º 7	0,000	0,000	0,000
RO2-0059	IBIZA 12, TURBINA DE GAS N.º 1	0,215	0,105	0,000
RO2-0046	IBIZA 13, BURMEISTER N.º 8	1,009	0,983	0,894
RO2-0047	IBIZA 14, BURMEISTER N.º 9	0,915	0,893	0,812
RO2-0060	IBIZA 15, TURBINA DE GAS N.º 2	0,000	0,000	0,000
RO2-0159	IBIZA 16, DIÉSEL MAN 1	1,464	1,470	1,315
RO2-0160	IBIZA 17, DIÉSEL MAN 2	1,513	1,519	1,359
RO2-0158	IBIZA TURBINA DE GAS N.º 3 (SON MOLINAS 5)	0,000	0,000	0,000
RO2-0161	IBIZA TURBINA DE GAS N.º 4	0,000	0,000	0,000
RO2-0182	IBIZA 20 (MAN 3)	2,630	2,676	2,378
RO2-0183	IBIZA 21 (MAN 4)	2,642	2,690	2,389
RO2-0201	IBIZA 22, TURBINA DE GAS N.º 5	1,817	1,854	1,645
RO2-0202	IBIZA 23, TURBINA DE GAS N.º 6	1,976	2,018	1,789
RO2-0208	IBIZA 24, TURBINA DE GAS N.º 6B	PDTE	PDTE	PDTE
RO2-0037	MAHÓN 9, BURMEISTER N.º 1	0,961	0,922	0,846
RO2-0041	MAHÓN 10, BURMEISTER N.º 2	0,913	0,876	0,804
RO2-0042	MAHÓN 11, BURMEISTER N.º 3	0,928	0,890	0,816
RO2-0061	MAHÓN 12, TURBINA DE GAS N.º 2	0,491	0,479	0,435
RO2-0077	MAHÓN 13, TURBINA DE GAS N.º 1	0,729	0,728	0,653
RO1-1074	MAHÓN 14, TURBINA DE GAS N.º 3	1,997	2,020	1,800
RO2-0198	MAHÓN TG4	3,880	3,958	3,511
RO2-0203	MAHÓN 16, TURBINA DE GAS N.º 5	3,944	4,027	3,571
RO2-0031	SON REUS 1, TURBINA DE GAS N.º 1	0,958	0,959	0,860
RO2-0032	SON REUS 2, TURBINA DE GAS N.º 2	0,956	0,957	0,858
RO2-0033	SON REUS 3, TURBINA DE GAS N.º 3	0,956	0,957	0,858

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2012 (M€)	CIn 2013 (M€)	CIn 2014 (M€)
RO2-0034	SON REUS 4, TURBINA DE GAS N.º 4	0,959	0,960	0,860
RO1-1068 RO1-1069 RO1-1070 RO1-1073	SON REUS 5, TURBINA DE GAS N.º 5 SON REUS 6, TURBINA DE GAS N.º 6 SON REUS 7, TURBINA DE GAS N.º 7 SON REUS VAPOR 10	18,034	18,149	16,219
RO1-1072	SON REUS 9, TURBINA DE GAS N.º 9 (CC2)	5,584	5,635	5,028
RO1-1071	SON REUS TURBINA DE GAS N.º 8 (CC2)	5,584	5,635	5,028
RO1-1075	SON REUS TURBINA DE VAPOR N.º 2 (CC2)	5,942	6,022	5,362
RO2-0195	CA'S TRESORER TG1, CC1	7,176	7,290	6,482
RO2-0196	CA'S TRESORER TG2, CC1	7,180	7,294	6,486
RO2-0197	CA'S TRESORER TV, CC1	7,711	7,847	6,971
RO1-2012	CA'S TRESORER TG3, CC2	8,182	8,355	7,409
RO1-2013	CA'S TRESORER TG4, CC2	8,225	8,401	7,448
RO1-2014	CA'S TRESORER TV2, CC2	8,549	8,741	7,746

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2012 M€	CIn 2013 M€	CIn 2014 M€
RO2-0089	BARRANCO DE TIRAJANA 1, GAS 1	0,516	0,499	0,455
RO2-0090	BARRANCO DE TIRAJANA 2, GAS 2	0,719	0,706	0,639
RO1-1049	BARRANCO DE TIRAJANA 3, VAPOR 1	9,515	9,371	8,473
RO1-1050	BARRANCO DE TIRAJANA 4, VAPOR 2	8,493	8,379	7,569
RO1-1051	BARRANCO DE TIRAJANA 5, GAS 3 (CC1)	6,630	6,691	5,970
RO1-1052	BARRANCO DE TIRAJANA 6, GAS 4 (CC1)	6,649	6,712	5,988
RO1-2000	BARRANCO DE TIRAJANA 7, VAPOR 3 (CC1)	6,924	7,009	6,244
RO2-0188	BARRANCO DE TIRAJANA 8, GAS 5 CC2	7,372	7,489	6,659
RO2-0189	BARRANCO DE TIRAJANA 9, GAS 6 CC2	7,443	7,566	6,725
RO2-0190	BARRANCO DE TIRAJANA 10, VAPOR 4 CC2	8,245	8,405	7,460
RO2-0081	JINAMAR 2, DIÉSEL 1	0,000	0,000	0,000
RO2-0082	JINAMAR 3, DIÉSEL 2	0,000	0,000	0,000
RO2-0083	JINAMAR 4, DIÉSEL 3	0,000	0,000	0,000
RO2-0086	JINAMAR 7, GAS 1	0,000	0,000	0,000
RO1-1047	JINAMAR 8, VAPOR 4	0,000	0,000	0,000
RO1-1048	JINAMAR 9, VAPOR 5	0,000	0,000	0,000
RO2-0087	JINAMAR 10, GAS 2	0,392	0,369	0,030
RO2-0088	JINAMAR 11, GAS 3	0,392	0,370	0,120
RO2-0084	JINAMAR 12, DIÉSEL 4	1,848	1,761	1,621
RO2-0085	JINAMAR 13, DIÉSEL 5	1,978	1,888	1,737
RO2-0118	LAS SALINAS 1, DIÉSEL 1	0,000	0,000	0,000
RO2-0119	LAS SALINAS 2, DIÉSEL 2	0,000	0,000	0,000
RO2-0120	LAS SALINAS 3, DIÉSEL 3	0,000	0,000	0,000
RO2-0121	LAS SALINAS 4, DIÉSEL 4	0,000	0,000	0,000
RO2-0122	LAS SALINAS 5, DIÉSEL 5	0,000	0,000	0,000
RO2-0123	LAS SALINAS 6, DIÉSEL 6	2,010	1,916	1,764
RO2-0124	LAS SALINAS 7, GAS 1	0,481	0,466	0,425
RO2-0125	LAS SALINAS 8, GAS 2	1,268	1,270	1,138
RO2-0135	SALINAS,LAS 9 (GUINCHOS, LOS 11)	0,215	0,000	0,000
RO2-0179	LAS SALINAS 10, DIÉSEL 7	3,302	3,340	2,977
RO2-0199	LAS SALINAS 11, DIÉSEL 8	2,424	2,458	2,188
RO2-0200	LAS SALINAS 12, DIÉSEL 9	2,507	2,543	2,263
RO2-0107	PUNTA GRANDE 2, DIÉSEL 1	0,000	0,000	0,000
RO2-0108	PUNTA GRANDE 3, DIÉSEL 2	0,000	0,000	0,000
RO2-0109	PUNTA GRANDE 7, DIÉSEL 3	0,174	0,000	0,000
RO2-0115	PUNTA GRANDE 9, GAS 1	0,264	0,107	0,000
RO2-0110	PUNTA GRANDE 11, DIÉSEL 4	0,812	0,768	0,366
RO2-0111	PUNTA GRANDE 12, DIÉSEL 5	0,794	0,749	0,241
RO2-0112	PUNTA GRANDE 13, DIÉSEL 6	1,982	1,919	1,751
RO2-0116	PUNTA GRANDE 14, GAS 2	0,974	0,967	0,870
RO2-0113	PUNTA GRANDE 15, DIÉSEL 7	2,089	2,101	1,878
RO2-0114	PUNTA GRANDE 16, DIÉSEL 8	2,118	2,130	1,904
RO2-0193	PUNTA GRANDE DIÉSEL 9	2,881	2,924	2,601
RO2-0194	PUNTA GRANDE DIÉSEL 10	2,930	2,974	2,645
RO2-0095	CANDELARIA 3, DIÉSEL 1	0,000	0,000	0,000
RO2-0096	CANDELARIA 4, DIÉSEL 2	0,000	0,000	0,000
RO2-0100	CANDELARIA 5, GAS 3	0,000	0,000	0,000
RO2-0097	CANDELARIA 6, DIÉSEL 3	0,000	0,000	0,000
RO2-0093	CANDELARIA 9, VAPOR 5	0,000	0,000	0,000
RO2-0094	CANDELARIA 10, VAPOR 6	0,000	0,000	0,000

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2012 M€	CIn 2013 M€	CIn 2014 M€
RO2-0098	CANDELARIA 11, GAS 1	0,358	0,285	0,000
RO2-0099	CANDELARIA 12, GAS 2	0,410	0,388	0,185
RO2-0103	GRANADILLA 1, GAS 1	0,531	0,507	0,466
RO2-0101	GRANADILLA 2, DIÉSEL 1	1,340	1,286	1,179
RO2-0102	GRANADILLA 3, DIÉSEL 2	1,366	1,314	1,204
RO1-1054	GRANADILLA 4, VAPOR 2	9,414	9,258	8,378
RO1-1053	GRANADILLA 5, VAPOR 1	8,433	8,303	7,509
RO2-0104	GRANADILLA 6, GAS 2	2,531	2,544	2,275
RO1-1055	GRANADILLA 7, GAS 3 (CC1)	6,354	6,415	5,723
RO1-1056	GRANADILLA 8, GAS 4 (CC1)	6,469	6,540	5,830
RO1-1087	GRANADILLA 9, VAPOR, 3 (CC1)	6,621	6,704	5,971
RO1-2015	GRANADILLA 10, TG 5 (CC2)	9,662	9,882	8,755
RO1-2016	GRANADILLA 11, TG 6 (CC2)	9,679	9,900	8,771
RO1-1063	GRANADILLA 12, VAPOR 4 (CC2)	10,229	10,483	9,277
RO2-0105	ARONA 1, GAS 1	1,397	1,409	1,258
RO2-0106	ARONA 2, GAS 2	1,449	1,462	1,305
RO2-0127	LOS GUINCHOS 6, DIÉSEL 6	0,000	0,000	0,000
RO2-0128	LOS GUINCHOS 7, DIÉSEL 7	0,000	0,000	0,000
RO2-0129	LOS GUINCHOS 8, DIÉSEL 8	0,000	0,000	0,000
RO2-0130	LOS GUINCHOS 9, DIÉSEL 9	0,000	0,000	0,000
RO2-0131	LOS GUINCHOS 10, DIÉSEL 10	0,000	0,000	0,000
RO2-0132	LOS GUINCHOS 12, DIÉSEL 11	0,515	0,506	0,458
RO2-0133	LOS GUINCHOS 13, DIÉSEL 12	0,994	0,997	0,892
RO2-0134	LOS GUINCHOS 14, DIÉSEL 13	2,578	2,604	2,323
RO2-0187	LOS GUINCHOS 15, GAS MÓVIL 2	1,866	1,889	1,683
RO2-0191	LOS GUINCHOS 16 (DIÉSEL 14)	2,390	2,427	2,159
RO2-0192	LOS GUINCHOS 17 (DIÉSEL 15)	2,415	2,453	2,181
RO2-0136	EL PALMAR 13, DIÉSEL 12	0,055	0,018	0,000
RO2-0137	EL PALMAR 14, DIÉSEL 13	0,027	0,000	0,000
RO2-0138	EL PALMAR 15, DIÉSEL 14	0,062	0,000	0,000
RO2-0139	EL PALMAR 16, DIÉSEL 15	0,107	0,043	0,000
RO2-0140	EL PALMAR 17, DIÉSEL 16	0,186	0,183	0,165
RO2-0141	EL PALMAR 18, DIÉSEL 17	0,217	0,217	0,194
RO2-0142	EL PALMAR 19, DIÉSEL 18	0,644	0,652	0,581
RO2-0143	EL PALMAR 20, DIÉSEL 19	0,814	0,825	0,734
RO2-0149	LLANOS BLANCOS 1, DIÉSEL MÓVIL 1	0,009	0,000	0,000
RO3-0019	LLANOS BLANCOS 9, DIÉSEL 7	0,000	0,000	0,000
RO2-0144	LLANOS BLANCOS 11, DIÉSEL 9	0,000	0,000	0,000
RO2-0145	LLANOS BLANCOS 12, DIÉSEL 10	0,038	0,036	0,033
RO2-0146	LLANOS BLANCOS 13, DIÉSEL 11	0,053	0,051	0,047
RO2-0147	LLANOS BLANCOS 14, DIÉSEL 12	0,065	0,064	0,058
RO2-0148	LLANOS BLANCOS 15, DIÉSEL 13	0,091	0,091	0,081
RO2-0176	LLANOS BLANCOS 16, DIÉSEL, 14	0,373	0,378	0,336
RO2-0186	LLANOS BLANCOS 17, DIÉSEL 15	0,381	0,386	0,344
RO2-0213	LLANOS BLANCOS 18, DIÉSEL 16	PDTE	PDTE	PDTE
RO3-0018	EL MULATO, HIDRÁULICA 1	0,018	0,018	0,016

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2012 M€	CIn 2013 M€	CIn 2014 M€
RO2-0020	MELILLA 5, G-5	0,000	0,000	0,000
RO2-0021	MELILLA 6, G-6	0,000	0,000	0,000
RO2-0024	MELILLA 9, G-9	0,458	0,440	0,403
RO2-0025	MELILLA 10, G-10	1,177	1,166	1,051
RO2-0175	MELILLA 11, DIÉSEL 10	1,564	1,575	1,407
MELILLA G. Electrógenos (*)	MELILLA G. Electrógenos (*)	1,720	1,734	1,548
RO2-0180	MELILLA G-12	2,578	2,621	2,330
RO2-0185	MELILLA 13	2,641	2,690	2,389
RO2-0011	CEUTA 1, G-1	0,000	0,000	0,000
RO2-0026	CEUTA 2, G-2	0,000	0,000	0,000
RO2-0015	CEUTA 6, G-6	0,000	0,000	0,000
RO2-0016	CEUTA 7, G-7	0,318	0,309	0,282
RO2-0177	CEUTA 8, G-8	0,451	0,450	0,404
RO2-0178	CEUTA 9, G-9	1,532	1,539	1,377
RO2-0181	CEUTA, GRUPO 10	2,416	2,452	2,182
RO2-0184	CEUTA, GRUPO 11	2,642	2,691	2,390
RO2-0204	CEUTA, GRUPO 12	1,684	1,721	1,525
RO2-0206	CEUTA, GRUPO 13	2,890	2,956	2,619

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2012 M€	CIn 2013 M€	CIn 2014 M€
DENTRO DE MELILLA G. Electrógenos (*) están los siguientes grupos:				
RO3-0027	MELILLA 12, G. ELECTRÓGENO			
RO3-0028	MELILLA 13, G. ELECTRÓGENO			
RO3-0029	MELILLA 14, G. ELECTRÓGENO			
RO3-0030	MELILLA 15, G. ELECTRÓGENO			
RO3-0031	MELILLA 16, G. ELECTRÓGENO			
RO3-0032	MELILLA 17, G. ELECTRÓGENO			
RO3-0033	MELILLA 18, G. ELECTRÓGENO			
RO3-0034	MELILLA 19, G. ELECTRÓGENO			
RO3-0035	MELILLA 20, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 10)			
RO3-0036	MELILLA 21, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 11)			
RO3-0037	MELILLA 22, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 12)			
RO3-0038	MELILLA 23, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 13)			

La anualidad de la retribución por inversión CI_n (i) de cada grupo i para los meses del año 2015 en los que sea de aplicación la disposición transitoria séptima será la siguiente:

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2015 M€
RO1-1064	ALCUDIA 1, GRUPO N.º 1	0,000
RO1-1065	ALCUDIA 2, GRUPO N.º 2	0,000
RO2-0057	ALCUDIA 3, TURBINA DE GAS N.º 1	0,000
RO2-0058	ALCUDIA 4, TURBINA DE GAS N.º 2	0,000
RO1-1066	ALCUDIA 5, GRUPO N.º 3	8,563
RO1-1067	ALCUDIA 6, GRUPO N.º 4	8,641
RO2-0063	FORMENTERA 1, TURBINA DE GAS N.º 1	0,000
RO2-0036	IBIZA 5, BURMEISTER N.º 1	0,000
RO2-0038	IBIZA 6, BURMEISTER N.º 2	0,000
RO2-0039	IBIZA 7, BURMEISTER N.º 3	0,000
RO2-0040	IBIZA 8, BURMEISTER N.º 4	0,000
RO2-0043	IBIZA 9, BURMEISTER N.º 5	0,000
RO2-0044	IBIZA 10, BURMEISTER N.º 6	0,000
RO2-0045	IBIZA 11, BURMEISTER N.º 7	0,000
RO2-0059	IBIZA 12, TURBINA DE GAS N.º 1	0,000
RO2-0046	IBIZA 13, BURMEISTER N.º 8	0,805
RO2-0047	IBIZA 14, BURMEISTER N.º 9	0,730
RO2-0060	IBIZA 15, TURBINA DE GAS N.º 2	0,000
RO2-0159	IBIZA 16, DIÉSEL MAN 1	1,128
RO2-0160	IBIZA 17, DIÉSEL MAN 2	1,165
RO2-0158	IBIZA TURBINA DE GAS N.º 3 (SON MOLINAS 5)	0,000
RO2-0161	IBIZA TURBINA DE GAS N.º 4	0,000
RO2-0182	IBIZA 20 (MAN 3)	1,991
RO2-0183	IBIZA 21 (MAN 4)	2,000
RO2-0201	IBIZA 22, TURBINA DE GAS N.º 5	1,372
RO2-0202	IBIZA 23, TURBINA DE GAS N.º 6	1,489
RO2-0208	IBIZA 24, TURBINA DE GAS N.º 6B	PDTE
RO2-0037	MAHÓN 9, BURMEISTER N.º 1	0,779
RO2-0041	MAHÓN 10, BURMEISTER N.º 2	0,741
RO2-0042	MAHÓN 11, BURMEISTER N.º 3	0,754
RO2-0061	MAHÓN 12, TURBINA DE GAS N.º 2	0,391
RO2-0077	MAHÓN 13, TURBINA DE GAS N.º 1	0,565
RO1-1074	MAHÓN 14, TURBINA DE GAS N.º 3	1,524
RO2-0198	MAHÓN TG4	2,929
RO2-0203	MAHÓN 16, TURBINA DE GAS N.º 5	2,973
RO2-0031	SON REUS 1, TURBINA DE GAS N.º 1	0,740
RO2-0032	SON REUS 2, TURBINA DE GAS N.º 2	0,739
RO2-0033	SON REUS 3, TURBINA DE GAS N.º 3	0,739
RO2-0034	SON REUS 4, TURBINA DE GAS N.º 4	0,741

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2015 M€
RO1-1068 RO1-1069 RO1-1070 RO1-1073	SON REUS 5, TURBINA DE GAS N.º 5 SON REUS 6, TURBINA DE GAS N.º 6 SON REUS 7, TURBINA DE GAS N.º 7 SON REUS VAPOR 10	13,844
RO1-1072	SON REUS 9, TURBINA DE GAS N.º 9 (CC2)	4,273
RO1-1071	SON REUS TURBINA DE GAS N.º 8 (CC2)	4,273
RO1-1075	SON REUS TURBINA DE VAPOR N.º 2 (CC2)	4,522
RO2-0195	CA'S TRESORER TG1, CC1	5,446
RO2-0196	CA'S TRESORER TG2, CC1	5,448
RO2-0197	CA'S TRESORER TV, CC1	5,839
RO1-2012	CA'S TRESORER TG3, CC2	6,168
RO1-2013	CA'S TRESORER TG4, CC2	6,197
RO1-2014	CA'S TRESORER TV2, CC2	6,434

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2015 M€
RO2-0089	BARRANCO DE TIRAJANA 1, GAS 1	0,415
RO2-0090	BARRANCO DE TIRAJANA 2, GAS 2	0,568
RO1-1049	BARRANCO DE TIRAJANA 3, VAPOR 1	7,495
RO1-1050	BARRANCO DE TIRAJANA 4, VAPOR 2	6,676
RO1-1051	BARRANCO DE TIRAJANA 5, GAS 3 (CC1)	5,072
RO1-1052	BARRANCO DE TIRAJANA 6, GAS 4 (CC1)	5,085
RO1-2000	BARRANCO DE TIRAJANA 7, VAPOR 3 (CC1)	5,277
RO2-0188	BARRANCO DE TIRAJANA 8, GAS 5 CC2	5,594
RO2-0189	BARRANCO DE TIRAJANA 9, GAS 6 CC2	5,643
RO2-0190	BARRANCO DE TIRAJANA 10, VAPOR 4 CC2	6,229
RO2-0081	JINAMAR 2, DIÉSEL 1	0,000
RO2-0082	JINAMAR 3, DIÉSEL 2	0,000
RO2-0083	JINAMAR 4, DIÉSEL 3	0,000
RO2-0086	JINAMAR 7, GAS 1	0,000
RO1-1047	JINAMAR 8, VAPOR 4	0,000
RO1-1048	JINAMAR 9, VAPOR 5	0,000
RO2-0087	JINAMAR 10, GAS 2	0,000
RO2-0088	JINAMAR 11, GAS 3	0,000
RO2-0084	JINAMAR 12, DIÉSEL 4	0,647
RO2-0085	JINAMAR 13, DIÉSEL 5	0,962
RO2-0118	LAS SALINAS 1, DIÉSEL 1	0,000
RO2-0119	LAS SALINAS 2, DIÉSEL 2	0,000
RO2-0120	LAS SALINAS 3, DIÉSEL 3	0,000
RO2-0121	LAS SALINAS 4, DIÉSEL 4	0,000
RO2-0122	LAS SALINAS 5, DIÉSEL 5	0,000
RO2-0123	LAS SALINAS 6, DIÉSEL 6	0,704
RO2-0124	LAS SALINAS 7, GAS 1	0,386
RO2-0125	LAS SALINAS 8, GAS 2	0,980
RO2-0135	SALINAS,LAS 9 (GUINCHOS, LOS 11)	0,000
RO2-0179	LAS SALINAS 10, DIÉSEL 7	2,519
RO2-0199	LAS SALINAS 11, DIÉSEL 8	1,844
RO2-0200	LAS SALINAS 12, DIÉSEL 9	1,907
RO2-0107	PUNTA GRANDE 2, DIÉSEL 1	0,000
RO2-0108	PUNTA GRANDE 3, DIÉSEL 2	0,000
RO2-0109	PUNTA GRANDE 7, DIÉSEL 3	0,000
RO2-0115	PUNTA GRANDE 9, GAS 1	0,000
RO2-0110	PUNTA GRANDE 11, DIÉSEL 4	0,000
RO2-0111	PUNTA GRANDE 12, DIÉSEL 5	0,000
RO2-0112	PUNTA GRANDE 13, DIÉSEL 6	1,592
RO2-0116	PUNTA GRANDE 14, GAS 2	0,760
RO2-0113	PUNTA GRANDE 15, DIÉSEL 7	1,605
RO2-0114	PUNTA GRANDE 16, DIÉSEL 8	1,628
RO2-0193	PUNTA GRANDE DIÉSEL 9	2,189
RO2-0194	PUNTA GRANDE DIÉSEL 10	2,225
RO2-0095	CANDELARIA 3, DIÉSEL 1	0,000
RO2-0096	CANDELARIA 4, DIÉSEL 2	0,000
RO2-0100	CANDELARIA 5, GAS 3	0,000
RO2-0097	CANDELARIA 6, DIÉSEL 3	0,000
RO2-0093	CANDELARIA 9, VAPOR 5	0,000
RO2-0094	CANDELARIA 10, VAPOR 6	0,000
RO2-0098	CANDELARIA 11, GAS 1	0,000
RO2-0099	CANDELARIA 12, GAS 2	0,000
RO2-0103	GRANADILLA 1, GAS 1	0,257

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2015 M€
RO2-0101	GRANADILLA 2, DIÉSEL 1	1,086
RO2-0102	GRANADILLA 3, DIÉSEL 2	1,106
RO1-1054	GRANADILLA 4, VAPOR 2	7,428
RO1-1053	GRANADILLA 5, VAPOR 1	6,646
RO2-0104	GRANADILLA 6, GAS 2	1,946
RO1-1055	GRANADILLA 7, GAS 3 (CC1)	4,859
RO1-1056	GRANADILLA 8, GAS 4 (CC1)	4,939
RO1-1087	GRANADILLA 9, VAPOR, 3 (CC1)	5,044
RO1-2015	GRANADILLA 10, TG5 (CC2)	7,269
RO1-2016	GRANADILLA 11, TG6 (CC2)	7,281
RO1-1063	GRANADILLA 12, VAPOR 4 (CC2)	7,676
RO2-0105	ARONA 1, GAS 1	1,069
RO2-0106	ARONA 2, GAS 2	1,109
RO2-0127	LOS GUINCHOS 6, DIÉSEL 6	0,000
RO2-0128	LOS GUINCHOS 7, DIÉSEL 7	0,000
RO2-0129	LOS GUINCHOS 8, DIÉSEL 8	0,000
RO2-0130	LOS GUINCHOS 9, DIÉSEL 9	0,000
RO2-0131	LOS GUINCHOS 10, DIÉSEL 10	0,000
RO2-0132	LOS GUINCHOS 12, DIÉSEL 11	0,408
RO2-0133	LOS GUINCHOS 13, DIÉSEL 12	0,766
RO2-0134	LOS GUINCHOS 14, DIÉSEL 13	1,971
RO2-0187	LOS GUINCHOS 15, GAS MÓVIL 2	1,422
RO2-0191	LOS GUINCHOS 16 (DIÉSEL 14)	1,814
RO2-0192	LOS GUINCHOS 17 (DIÉSEL 15)	1,833
NO ESTÁ EN EL REGISTRO	PALMAR,EL 12	0,000
RO2-0136	EL PALMAR 13, DIÉSEL 12	0,000
RO2-0137	EL PALMAR 14, DIÉSEL 13	0,000
RO2-0138	EL PALMAR 15, DIÉSEL 14	0,000
RO2-0139	EL PALMAR 16, DIÉSEL 15	0,000
RO2-0140	EL PALMAR 17, DIÉSEL 16	0,146
RO2-0141	EL PALMAR 18, DIÉSEL 17	0,168
RO2-0142	EL PALMAR 19, DIÉSEL 18	0,491
RO2-0143	EL PALMAR 20, DIÉSEL 19	0,619
RO2-0149	LLANOS BLANCOS 1, DIÉSEL MÓVIL 1	0,000
RO3-0019	LLANOS BLANCOS 9, DIÉSEL 7	0,000
RO2-0144	LLANOS BLANCOS 11, DIÉSEL 9	0,000
RO2-0145	LLANOS BLANCOS 12, DIÉSEL 10	0,030
RO2-0146	LLANOS BLANCOS 13, DIÉSEL 11	0,043
RO2-0147	LLANOS BLANCOS 14, DIÉSEL 12	0,052
RO2-0148	LLANOS BLANCOS 15, DIÉSEL 13	0,070
RO2-0176	LLANOS BLANCOS 16, DIÉSEL, 14	0,283
RO2-0186	LLANOS BLANCOS 17, DIÉSEL 15	0,289
RO2-0213	LLANOS BLANCOS 18, DIÉSEL 16	PDTE
RO3-0018	EL MULATO, HIDRÁULICA 1	0,014

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2015 M€
RO2-0020	MELILLA 5, G-5	0,000
RO2-0021	MELILLA 6, G-6	0,000
RO2-0024	MELILLA 9, G-9	0,371
RO2-0025	MELILLA 10, G-10	0,921
RO2-0175	MELILLA 11, DIÉSEL 10	1,199
MELILLA G. Electrógenos (*)	MELILLA G. Electrógenos (*)	1,318
RO2-0180	MELILLA G-12	1,954
RO2-0185	MELILLA 13	1,998
RO2-0011	CEUTA 1, G-1	0,000
RO2-0026	CEUTA 2, G-2	0,000
RO2-0015	CEUTA 6, G-6	0,000
RO2-0016	CEUTA 7, G-7	0,254
RO2-0177	CEUTA 8, G-8	0,351
RO2-0178	CEUTA 9, G-9	1,178
RO2-0181	CEUTA, GRUPO 10	1,836
RO2-0184	CEUTA, GRUPO 11	1,999
RO2-0204	CEUTA, GRUPO 12	1,267
RO2-0206	CEUTA, GRUPO 13	2,174
DENTRO DE MELILLA G. Electrógenos (*) están los siguientes grupos:		
RO3-0027	MELILLA 12, G. ELECTRÓGENO	
RO3-0028	MELILLA 13, G. ELECTRÓGENO	

N.º Registro	Denominación oficial	CIn 2015 M€
RO3-0029	MELILLA 14, G. ELECTRÓGENO	
RO3-0030	MELILLA 15, G. ELECTRÓGENO	
RO3-0031	MELILLA 16, G. ELECTRÓGENO	
RO3-0032	MELILLA 17, G. ELECTRÓGENO	
RO3-0033	MELILLA 18, G. ELECTRÓGENO	
RO3-0034	MELILLA 19, G. ELECTRÓGENO	
RO3-0035	MELILLA 20, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 10)	
RO3-0036	MELILLA 21, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 11)	
RO3-0037	MELILLA 22, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 12)	
RO3-0038	MELILLA 23, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 13)	

5. Los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de las instalaciones tipo para el año 2012, 2013 y 2014 serán los siguientes:

Valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos (Euros/MW) año 2012				
Tecnología	**Potencia Neta (MW)**	**Baleares**	**Canarias**	**Ceuta y Melilla**
Grupos Diésel - 2T	Potencia < 5	80.582		92.373
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12	56.526	64.796	
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	47.743	54.728	
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20	56.705	65.001	
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		145.413	145.413
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia < 4		145.413	145.413
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		119.350	119.350
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	68.476	78.496	78.496
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	22.088	25.321	25.321
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	37.115	42.546	42.546
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	28.336	32.483	32.483
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	19.557	22.420	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	13.348	15.302	
Turbinas de vapor de Carbón		47.236		
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	22.249	25.506	
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		23.727	
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80		22.499	
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	33.549	38.457	
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	33.549	38.457	
Hidráulica			133.159	

Valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos (Euros/MW) año 2013				
Tecnología	**Potencia Neta (MW)**	**Baleares**	**Canarias**	**Ceuta y Melilla**
Grupos Diésel - 2T	Potencia < 5	80.001		91.708
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12	56.119	64.330	
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	47.399	54.334	
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20	56.296	64.533	
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		144.366	144.366
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia < 4		144.366	144.366
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		118.490	118.490
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	67.983	77.931	77.931
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	21.929	25.138	25.138
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	36.847	42.240	42.240
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	28.132	32.249	32.249
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	19.417	22.258	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	13.252	15.192	
Turbinas de vapor de Carbón		46.896		
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	22.089	25.322	
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		23.556	
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80		22.337	
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	33.307	38.180	
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	33.307	38.180	
Hidráulica			132.200	

Valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos (Euros/MW) año 2014				
Tecnología	**Potencia Neta (MW)**	**Baleares**	**Canarias**	**Ceuta y Melilla**
Grupos Diésel - 2T	Potencia <5	79.265		90.865

Valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos (Euros/MW) año 2014				
Tecnología	**Potencia Neta (MW)**	**Baleares**	**Canarias**	**Ceuta y Melilla**
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12	55.603	63.738	
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	46.963	53.834	
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20	55.778	63.939	
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		143.038	143.038
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia < 4		143.038	143.038
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		117.400	117.400
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	67.358	77.214	77.214
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	21.727	24.907	24.907
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	36.508	41.851	41.851
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	27.873	31.952	31.952
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	19.238	22.054	
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	13.130	15.052	
Turbinas de vapor de Carbón		46.464		
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	21.886	25.089	
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		23.339	
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80		22.131	
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	33.001	37.829	
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	33.001	37.829	
Hidráulica			130.984	

Los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de las instalaciones tipo para los meses del año 2015 que aplique este transitorio serán los establecidos en el anexo XII.3.

6. Valores unitarios máximos de inversión.

El valor unitario máximo de inversión, en €/KW, definido en la disposición transitoria séptima, se obtendrá, para una determinada tecnología, a partir de la siguiente expresión:

$$Iu = k * PN^{l}$$

Siendo

PN: potencia neta en MW del grupo que conste en el registro administrativo de instalaciones de producción.

k y l: parámetros que se calcularán de acuerdo con lo previsto a continuación.

Los valores de k y l aplicables a Baleares se muestran en la tabla siguiente:

Inversión unitaria (por kW neto) Tipo de planta	Año 2015	
Parámetros	**k**	**l**
Turbina de gas aeroderivada	1551,10	-0,2099
Turbina de gas ciclo simple. Heavy Duty	1314,65	-0,1774
Ciclo combinado 1TG+1TV	1669,17	-0,1337
Ciclo combinado 2TG+1TV	997,14	-0,0204
Ciclo combinado 3TG+1TV	1105,08	-0,0428
Motores diésel 4T	2389,69	-0,2264
Motores diésel 2T	2328,76	-0,2244
Vapor Carbón	3439,22	-0,2090

Inversión unitaria (por kW neto) Tipo de planta	año 2014	
Parámetros	**k**	**l**
Turbina de gas aeroderivada	1566,41	-0,2099
Turbina de gas ciclo simple. Heavy Duty	1327,63	-0,1774
Ciclo combinado 1TG+1TV	1685,64	-0,1337
Ciclo combinado 2TG+1TV	1006,98	-0,0204
Ciclo combinado 3TG+1TV	1115,99	-0,0428
Motores diésel 4T	2413,28	-0,2264
Motores diésel 2T	2351,74	-0,2244
Vapor Carbón	3473,16	-0,209

Inversión unitaria (por kW neto) Tipo de planta	año 2013	
Parámetros	k	I
Turbina de gas aeroderivada	1578,16	-0,2099
Turbina de gas ciclo simple. Heavy Duty	1337,58	-0,1774
Ciclo combinado 1TG+1TV	1698,28	-0,1337
Ciclo combinado 2TG+1TV	1014,53	-0,0204
Ciclo combinado 3TG+1TV	1124,36	-0,0428
Motores diésel 4T	2431,37	-0,2264
Motores diésel 2T	2369,38	-0,2244
Vapor Carbón	3499,21	-0,2090

Inversión unitaria (por kW neto) Tipo de planta	Año 2012	
Parámetros	k	I
Turbina de gas aeroderivada	1585,77	-0,2099
Turbina de gas ciclo simple. Heavy Duty	1344,03	-0,1774
Ciclo combinado 1TG+1TV	1706,47	-0,1337
Ciclo combinado 2TG+1TV	1019,42	-0,0204
Ciclo combinado 3TG+1TV	1129,78	-0,0428
Motores diésel 4T	2443,10	-0,2264
Motores diésel 2T	2380,81	-0,2244
Vapor Carbón	3516,09	-0,2090

El parámetro I aplicable a Canarias, Ceuta y Melilla tomará el valor de la tabla de Baleares.

El parámetro «k» aplicable a Canarias tomará el valor de la tabla de Baleares multiplicado por 1,15, y el parámetro «k» aplicable a Ceuta y Melilla se obtendrá de multiplicar el valor correspondiente a Baleares por 1,1.

ANEXO XV

Potencia bruta y neta de las instalaciones de generación

1. A todos los efectos, la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación de energía eléctrica se expresarán en MW con un decimal.

2. La potencia neta, dependiendo de la tecnología utilizada, se define de la siguiente forma:

a) La potencia neta de cada grupo térmico se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en marcha continuada durante al menos cien horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio y que existe en el parque correspondiente una cantidad de combustible suficiente y con la calidad habitual.

En aquellos sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, en los cuales no se pueda llevar a cabo la prueba definida en este apartado sin que se vea comprometida la seguridad de suministro, la potencia neta se definirá a partir de la prueba de fiabilidad del grupo.

La circunstancia de que la seguridad de suministro pueda verse afectada por la realización de la prueba de potencia neta será declarada por el operador del sistema.

La prueba de fiabilidad consistirá en mantener al grupo térmico a una carga cercana a la nominal durante al menos 100 horas, según las instrucciones dadas por el operador del sistema, con el objetivo de verificar la fiabilidad de las prestaciones del grupo en una operación ininterrumpida en las condiciones de explotación propias de estos sistemas.

b) La potencia neta de cada grupo hidráulico convencional o mixto se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en servicio de forma continuada durante al menos quince horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio y siendo óptimas las condiciones de caudal y altura del salto.

c) La potencia neta de cada grupo de bombeo puro se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en servicio de forma continuada durante al menos dos horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para

expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio.

3. La potencia neta a la que se hace referencia en los párrafos anteriores y la potencia bruta se calcularán de acuerdo al siguiente protocolo genérico:

a) Comunicación al operador del sistema de la prueba a realizar.
b) Confirmación de la disponibilidad de combustible o agua, según corresponda.
c) Señalamiento con fecha y hora del comienzo y fin de la prueba.
d) Comprobación de la lectura de los contadores de energía del grupo en el inicio de la prueba y posterior sellado de las cajas de los contadores. A este respecto, la central deberá disponer de todos aquellos equipos de medida que sean necesarios para obtener los valores indicados en el apartado g). De no ser así, los equipos deberán instalarse con anterioridad a la realización de la prueba de potencia.
e) Comprobación de la lectura de los contadores de energía del grupo al final de la prueba.
f) Comprobación de los datos más característicos de funcionamiento de la caldera a fin de determinar que no se sobrepasan las especificaciones del fabricante.
g) Deducción por diferencia de lecturas de los siguientes valores:

− Energía generada por el grupo, medida en bornes del mismo (E1).
− Energía generada por el grupo medida después del transformador del grupo o en barras de central (E2).
− Otros flujos de energía internos o entrantes a la central con destino a los consumos propios de la instalación (E3).

h) Obtención de la potencia bruta media durante la prueba (E1), los consumos auxiliares y pérdidas de transformación (E1-E2+E3), y la potencia neta del grupo (bien directamente, si se dispone de equipo de medida específico (E2), bien por combinación de las anteriores).
i) En el caso de grupos hidráulicos, una vez determinada la potencia bruta y neta partiendo de las condiciones del salto y caudal hidráulico durante la prueba de funcionamiento, se calculará la máxima potencia bruta y neta que se podría obtener en condiciones óptimas de caudal y salto. Esta extrapolación a condiciones óptimas de salto y caudal se deberá realizar empleando la curva de rendimiento de turbina certificada por el fabricante o confeccionada por un organismo de control.

4. La potencia bruta será la potencia bruta media obtenida durante la prueba (E1).

ANEXO XVI

Valor de la inversión reconocida de las instalaciones categoría A

De acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria undécima, los valores de la inversión reconocida, la inversión pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2011 y el inicio de la vida útil regulatoria de las instalaciones de producción de energía eléctrica categoría A que con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto tuvieran reconocido su valor de la inversión, son los siguientes:

N.º Registro	Denominación oficial	Potencia Neta MW	Inicio VUregulatoria	Valor bruto de la inversión M€	Valor neto (amort. lineal) 31/12/2011
RO1-1064	ALCUDIA 1, GRUPO N.º 1	113,60	01/12/1981	95,600	0,000
RO1-1065	ALCUDIA 2, GRUPO N.º 2	113,60	01/08/1982	95,600	0,000
RO2-0057	ALCUDIA 3, TURBINA DE GAS N.º 1	32,70	01/02/1989	7,712	0,642
RO2-0058	ALCUDIA 4, TURBINA DE GAS N.º 2	32,70	01/02/1989	7,338	0,611
RO1-1066	ALCUDIA 5, GRUPO N.º 3	120,60	01/08/1997	154,490	65,401
RO1-1067	ALCUDIA 6, GRUPO N.º 4	120,60	01/12/1997	154,000	67,247

N.º Registro	Denominación oficial	Potencia Neta MW	Inicio VUregulatoria	Valor bruto de la inversión M€	Valor neto (amort. lineal) 31/12/2011
RO2-0063	FORMENTERA 1, TURBINA DE GAS N.º 1	11,50	01/03/1966	6,269	0,000
RO2-0036	IBIZA 5, BURMEISTER N.º 1	7,10	01/04/1973	3,630	0,000
RO2-0038	IBIZA 6, BURMEISTER N.º 2	7,10	01/11/1973	3,630	0,000
RO2-0039	IBIZA 7, BURMEISTER N.º 3	7,10	01/10/1974	3,630	0,000
RO2-0040	IBIZA 8, BURMEISTER N.º 4	7,10	01/12/1974	3,630	0,000
RO2-0043	IBIZA 9, BURMEISTER N.º 5	14,20	01/07/1982	9,253	0,000
RO2-0044	IBIZA 10, BURMEISTER N.º 6	14,20	01/09/1982	9,253	0,000
RO2-0045	IBIZA 11, BURMEISTER N.º 7	14,20	01/06/1986	10,178	0,000
RO2-0059	IBIZA 12, TURBINA DE GAS N.º 1	21,10	01/07/1988	4,855	0,292
RO2-0046	IBIZA 13, BURMEISTER N.º 8	14,50	01/10/1993	16,894	4,561
RO2-0047	IBIZA 14, BURMEISTER N.º 9	14,50	01/12/1993	15,208	4,207
RO2-0060	IBIZA 15, TURBINA DE GAS N.º 2	11,50	01/01/1968	2,814	0,000
RO2-0159	IBIZA 16, DIÉSEL MAN 1	17,40	01/07/2001	17,784	10,315
RO2-0160	IBIZA 17, DIÉSEL MAN 2	17,40	01/08/2001	18,322	10,688
RO2-0158	IBIZA TURBINA DE GAS N.º 3)	17,7	01/12/1980	3,316	0,000
RO2-0161	IBIZA TURBINA DE GAS N.º 4	17,7	01/11/1980	3,316	0,000
RO2-0182	IBIZA 20 (MAN 3)	17,40	29/06/2007	26,339473	21,595
RO2-0183	IBIZA 21 (MAN 4)	17,40	27/08/2007	26,339473	21,763
RO2-0201	IBIZA 22, TURBINA DE GAS N.º 5	23,00	29/10/2008	17,516685	15,294
RO2-0202	IBIZA 23, TURBINA DE GAS N.º 6	24,00	24/07/2009	18,662112	16,844
RO2-0037	MAHÓN 9, BURMEISTER N.º 1	13,60	01/06/1991	18,159	3,208
RO2-0041	MAHÓN 10, BURMEISTER N.º 2	13,60	01/04/1991	17,425	2,962
RO2-0042	MAHÓN 11, BURMEISTER N.º 3	13,60	01/03/1991	17,788	2,965
RO2-0061	MAHÓN 12, TURBINA DE GAS N.º 2	32,70	01/01/1994	8,126	2,275
RO2-0077	MAHÓN 13, TURBINA DE GAS N.º 1	33,70	01/07/1999	9,531	4,766
RO1-1074	MAHÓN 14, TURBINA DE GAS N.º 3	39,40	01/06/2004	21,981	15,314
RO2-0198	MAHÓN TG4	50,00	21/10/2008	37,425234	32,644
RO2-0203	MAHÓN 16, TURBINA DE GAS N.º 5	48,60	18/06/2009	37,345358	33,561
RO2-0031	SON REUS 1, TURBINA DE GAS N.º 1	33,70	01/07/2000	12,067	6,516
RO2-0032	SON REUS 2, TURBINA DE GAS N.º 2	33,70	01/07/2000	12,039	6,502
RO2-0033	SON REUS 3, TURBINA DE GAS N.º 3	33,70	01/07/2000	12,039	6,501
RO2-0034	SON REUS 4, TURBINA DE GAS N.º 4	33,70	01/08/2000	12,034	6,539
RO1-1068 RO1-1069 RO1-1070 RO1-1073	SON REUS 5, TURBINA DE GAS N.º 5 SON REUS 6, TURBINA DE GAS N.º 6 SON REUS 7, TURBINA DE GAS N.º 7 SON REUS VAPOR 10	217,55	01/06/2002	212,106	130,799
RO1-1072	SON REUS 9, TURBINA DE GAS N.º 9 (CC2)	63,30	24/06/2003	63,361	41,768
RO1-1071	SON REUS TURBINA DE GAS N.º 8 (CC2)	74,10	24/06/2003	63,361	41,768
RO1-1075	SON REUS TURBINA DE VAPOR N.º 2 (CC2)	74,00	01/06/2005	63,361	46,675
RO2-0195	CA'S TRESORER TG1, CC1	71,00	28/07/2006	73,862010	57,835
RO2-0196	CA'S TRESORER TG2, CC1	71,00	04/08/2006	73,862010	57,890
RO2-0197	CA'S TRESORER TV, CC1	72,50	28/06/2007	77,232614	63,314
RO1-2012	CA'S TRESORER TG3, CC2	71,00	30/06/2009	77,406684	69,666
RO1-2013	CA'S TRESORER TG4, CC2	71,00	08/09/2009	77,406684	70,251
RO1-2014	CA'S TRESORER TV2, CC2	72,50	19/04/2010	79,123418	73,752

N.º Registro	Denominación oficial	Potencia Neta MW	Inicio VUregulatoria	Valor bruto de la inversión M€	Valor neto (amort. lineal) 31/12/2011
RO2-0089	BARRANCO DE TIRAJANA 1, GAS 1	32,34	01/07/1992	9,198	2,023
RO2-0090	BARRANCO DE TIRAJANA 2, GAS 2	32,34	01/05/1995	11,181	3,727
RO1-1049	BARRANCO DE TIRAJANA 3, VAPOR 1	74,24	01/01/1996	143,557	51,680
RO1-1050	BARRANCO DE TIRAJANA 4, VAPOR 2	74,24	01/06/1996	125,821	47,393
RO1-1051	BARRANCO DE TIRAJANA 5, GAS 3 (CC1)	68,70	19/07/2003	75,059	49,689
RO1-1052	BARRANCO DE TIRAJANA 6, GAS 4 (CC1)	68,70	21/08/2003	75,059	49,956
RO1-2000	BARRANCO DE TIRAJANA 7, VAPOR 3 (CC1)	68.70	22/11/2004	75,059	53,717
RO2-0188	BARRANCO DE TIRAJANA 8, GAS 5 CC2	75,00	01/08/2006	75,846050	59,421
RO2-0189	BARRANCO DE TIRAJANA 9, GAS 6 CC2	75,00	27/11/2006	75,846050	60,399
RO2-0190	BARRANCO DE TIRAJANA 10, VAPOR 4 CC2	77,00	18/06/2008	80,294727	68,946
RO2-0081	JINAMAR 2, DIÉSEL 1	8,51	01/02/1973	4,781	0,000
RO2-0082	JINAMAR 3, DIÉSEL 2	8,51	01/09/1973	4,158	0,000
RO2-0083	JINAMAR 4, DIÉSEL 3	8,51	01/02/1974	4,870	0,000
RO2-0086	JINAMAR 7, GAS 1	17,64	01/05/1981	3,879	0,000
RO1-1047	JINAMAR 8, VAPOR 4	55,56	01/08/1982	41,875	0,000
RO1-1048	JINAMAR 9, VAPOR 5	55,56	01/11/1985	52,731	0,000
RO2-0087	JINAMAR 10, GAS 2	32,34	01/02/1989	8,502	0,709
RO2-0088	JINAMAR 11, GAS 3	32,34	01/05/1989	8,378	0,782
RO2-0084	JINAMAR 12, DIÉSEL 4	20,51	01/06/1990	36,973	5,053
RO2-0085	JINAMAR 13, DIÉSEL 5	20,51	01/08/1990	39,198	5,618
RO2-0118	LAS SALINAS 1, DIÉSEL 1	3,82	01/10/1975	2,336	0,000
RO2-0119	LAS SALINAS 2, DIÉSEL 2	3,82	01/02/1976	2,503	0,000
RO2-0120	LAS SALINAS 3, DIÉSEL 3	4,11	01/02/1980	2,652	0,000
RO2-0121	LAS SALINAS 4, DIÉSEL 4	6,21	01/11/1981	3,967	0,000
RO2-0122	LAS SALINAS 5, DIÉSEL 5	6,21	01/10/1981	4,648	0,000
RO2-0123	LAS SALINAS 6, DIÉSEL 6	20,51	01/06/1990	40,228	5,497
RO2-0124	LAS SALINAS 7, GAS 1	21,85	01/10/1992	8,486	1,951
RO2-0125	LAS SALINAS 8, GAS 2	29,40	01/07/2000	15,965	8,621
RO2-0135	SALINAS,LAS 9 (GUINCHOS, LOS 11)	11,74	01/01/1988	4,997	0,200
RO2-0179	LAS SALINAS 10, DIÉSEL 7	17,20	16/07/2004	36,193	25,396
RO2-0199	LAS SALINAS 11, DIÉSEL 8	17,20	25/07/2005	25,737	19,560
RO2-0200	LAS SALINAS 12, DIÉSEL 9	17,20	28/09/2005	26,463	20,112
RO2-0107	PUNTA GRANDE 2, DIÉSEL 1	6,49	01/06/1986	7,912	0,000
RO2-0108	PUNTA GRANDE 3, DIÉSEL 2	6,49	01/12/1986	7,773	0,000
RO2-0109	PUNTA GRANDE 7, DIÉSEL 3	6,49	01/10/1987	5,392	0,162
RO2-0115	PUNTA GRANDE 9, GAS 1	19,60	01/06/1988	5,964	0,338
RO2-0110	PUNTA GRANDE 11, DIÉSEL 4	12,85	01/07/1989	17,172	1,718
RO2-0111	PUNTA GRANDE 12, DIÉSEL 5	12,85	01/05/1989	16,959	1,583
RO2-0112	PUNTA GRANDE 13, DIÉSEL 6	20,51	01/09/1992	35,052	7,945
RO2-0116	PUNTA GRANDE 14, GAS 2	32,34	01/01/1998	13,512	5,945
RO2-0113	PUNTA GRANDE 15, DIÉSEL 7	17,20	21/02/2002	24,811	15,024
RO2-0114	PUNTA GRANDE 16, DIÉSEL 8	17,20	21/01/2002	25,228	15,193
RO2-0193	PUNTA GRANDE DIÉSEL 9	17,60	01/02/2006	30,094336	22,976
RO2-0194	PUNTA GRANDE DIÉSEL 10	17,60	01/03/2006	30,526430	23,407
RO2-0095	CANDELARIA 3, DIÉSEL 1	8,51	01/05/1972	4,027	0,000

N.º Registro	Denominación oficial	Potencia Neta MW	Inicio VUregulatoria	Valor bruto de la inversión M€	Valor neto (amort. lineal) 31/12/2011
RO2-0096	CANDELARIA 4, DIÉSEL 2	8,51	01/02/1972	3,983	0,000
RO2-0100	CANDELARIA 5, GAS 3	14,70	01/12/1972	3,512	0,000
RO2-0097	CANDELARIA 6, DIÉSEL 3	8,51	01/11/1973	3,954	0,000
RO2-0093	CANDELARIA 9, VAPOR 5	37,28	01/03/1979	14,161	0,000
RO2-0094	CANDELARIA 10, VAPOR 6	37,28	01/10/1985	42,992	0,000
RO2-0098	CANDELARIA 11, GAS 1	32,34	01/11/1988	7,906	0,580
RO2-0099	CANDELARIA 12, GAS 2	32,34	01/07/1989	8,664	0,867
RO2-0103	GRANADILLA 1, GAS 1	32,34	01/08/1990	10,519	1,508
RO2-0101	GRANADILLA 2, DIÉSEL 1	20,51	01/06/1991	25,317	4,473
RO2-0102	GRANADILLA 3, DIÉSEL 2	20,51	01/08/1991	25,588	4,691
RO1-1054	GRANADILLA 4, VAPOR 2	74,24	01/09/1995	144,155	49,974
RO1-1053	GRANADILLA 5, VAPOR 1	74,24	01/12/1995	127,711	45,550
RO2-0104	GRANADILLA 6, GAS 2	39,20	10/12/2001	30,208	19,263
RO1-1055	GRANADILLA 7, GAS 3 (CC1)	68,70	21/09/2003	71,532	47,847
RO1-1056	GRANADILLA 8, GAS 4 (CC1)	68,70	09/04/2004	71,532	49,420
RO1-1087	GRANADILLA 9, VAPOR, 3 (CC1)	68,70	01/06/2005	71,532	52,695
RO1-2015	GRANADILLA 10, TG 5 (CC2)	75,00	16/06/2010	89,048	80,986
RO1-2016	GRANADILLA 11, TG 6 (CC2)	75,00	09/07/2010	89,048	81,194
RO1-1063	GRANADILLA 12, VAPOR 4 (CC2)	76,20	21/10/2011	PDTE	PDTE
RO2-0105	ARONA 1, GAS 1	21,60	19/05/2003	15,905	10,423
RO2-0106	ARONA 2, GAS 2	21,60	03/06/2003	16,472	10,821
RO2-0127	LOS GUINCHOS 6, DIÉSEL 6	3,82	01/02/1973	2,026	0,000
RO2-0128	LOS GUINCHOS 7, DIÉSEL 7	3,82	01/12/1973	1,949	0,000
RO2-0129	LOS GUINCHOS 8, DIÉSEL 8	3,82	01/05/1975	2,443	0,000
RO2-0130	LOS GUINCHOS 9, DIÉSEL 9	4,30	01/07/1980	2,567	0,000
RO2-0131	LOS GUINCHOS 10, DIÉSEL 10	6,69	01/03/1983	3,976	0,000
RO2-0132	LOS GUINCHOS 12, DIÉSEL 11	6,69	01/03/1995	8,064	2,635
RO2-0133	LOS GUINCHOS 13, DIÉSEL 12	11,50	01/02/2001	12,254	6,903
RO2-0134	LOS GUINCHOS 14, DIÉSEL 13	11,20	10/11/2003	28,888	19,480
RO2-0187	LOS GUINCHOS 15, GAS MÓVIL 2	21,60	11/12/2004	20,190	14,492
RO2-0191	LOS GUINCHOS 16 (DIÉSEL 14)	11,50	01/07/2006	24,652224	19,231
RO2-0192	LOS GUINCHOS 17 (DIÉSEL 15)	11,50	01/08/2006	24,845187	19,465
RO2-0136	EL PALMAR 13, DIÉSEL 12	1,40	01/05/1988	1,255	0,067
RO2-0137	EL PALMAR 14, DIÉSEL 13	1,40	01/01/1987	1,249	0,000
RO2-0138	EL PALMAR 15, DIÉSEL 14	1,84	01/08/1987	2,492	0,058
RO2-0139	EL PALMAR 16, DIÉSEL 15	1,84	01/06/1988	2,416	0,137
RO2-0140	EL PALMAR 17, DIÉSEL 16	2,51	01/03/1996	2,786	1,021
RO2-0141	EL PALMAR 18, DIÉSEL 17	2,51	01/05/2000	2,742	1,463
RO2-0142	EL PALMAR 19, DIÉSEL 18	3,10	04/12/2004	6,966	4,994
RO2-0143	EL PALMAR 20, DIÉSEL 19	3,10	03/06/2005	8,681	6,598
RO2-0149	LLANOS BLANCOS 1, DIÉSEL MÓVIL 1	1,07	01/06/1987	0,470	0,008
RO3-0019	LLANOS BLANCOS 9, DIÉSEL 7	0,67	01/08/1979	0,374	0,000
RO2-0144	LLANOS BLANCOS 11, DIÉSEL 9	0,88	01/03/1986	0,716	0,000
RO2-0145	LLANOS BLANCOS 12, DIÉSEL 10	1,07	01/09/1991	0,711	0,132

N.º Registro	Denominación oficial	Potencia Neta MW	Inicio VUregulatoria	Valor bruto de la inversión M€	Valor neto (amort. lineal) 31/12/2011
RO2-0146	LLANOS BLANCOS 13, DIÉSEL 11	1,07	01/12/1991	0,972	0,191
RO2-0147	LLANOS BLANCOS 14, DIÉSEL 12	1,26	01/02/1995	1,028	0,332
RO2-0148	LLANOS BLANCOS 15, DIÉSEL 13	1,36	01/03/2000	1,160	0,611
RO2-0176	LLANOS BLANCOS 16, DIÉSEL, 14	1,90	21/10/2005	3,928	2,985
RO2-0186	LLANOS BLANCOS 17, DIÉSEL 15	1,90	01/12/2005	3,994	3,035
RO2-0213	LLANOS BLANCOS 18, DIÉSEL 16			PDTE	PDTE
RO3-0018	EL MULATO, HIDRÁULICA 1	0,3	01/01/1956	0,708	0,098

N.º Registro	Denominación oficial	Potencia Neta MW	Inicio VUregulatoria	Valor bruto de la inversión M€	Valor neto (amort. lineal) 31/12/2011
RO2-0020	MELILLA 5, G-5	5,30	01/12/1980	5,413	0,000
RO2-0021	MELILLA 6, G-6	5,30	01/11/1980	5,413	0,000
RO2-0024	MELILLA 9, G-9	11,50	01/07/1991	8,615	1,548
RO2-0025	MELILLA 10, G-10	8,51	01/06/1997	16,71	6,963
RO2-0175	MELILLA 11, DIÉSEL 10	11,80	01/10/2002	18,19	11,458
MELILLA G. Electrógenos (*)	MELILLA G. Electrógenos (*)	9,60	01/01/2003	19,84	12,699
RO2-0180	MELILLA G-12	11,80	12/02/2007	26,11	21,009
RO2-0185	MELILLA 13	11,80	13/12/2007	26,11	21,009
RO2-0011	CEUTA 1, G-1	5,30	01/10/1980	4,311	0,000
RO2-0026	CEUTA 2, G-2	5,30	01/11/1980	4,311	0,000
RO2-0015	CEUTA 6, G-6	5,30	01/11/1986	3,566	0,000
RO2-0016	CEUTA 7, G-7	6,21	01/07/1993	5,393	1,402
RO2-0177	CEUTA 8, G-8	8,51	01/12/1998	6,034	2,876
RO2-0178	CEUTA 9, G-9	11,50	01/12/2001	18,332	10,938
RO2-0181	CEUTA, GRUPO 10	11,80	05/02/2006	25,23	19,179
RO2-0184	CEUTA, GRUPO 11	11,80	19/12/2007	26,11	21,895
RO2-0204	CEUTA, GRUPO 12	13,30	01/03/2010	15,64	14,493
RO2-0206	CEUTA, GRUPO 13	11,80	27/07/2010	26,55	25,036
DENTRO DE MELILLA G. Electrógenos (*) están los siguientes grupos:					
RO3-0027	MELILLA 12, G. ELECTRÓGENO				
RO3-0028	MELILLA 13, G. ELECTRÓGENO				
RO3-0029	MELILLA 14, G. ELECTRÓGENO				
RO3-0030	MELILLA 15, G. ELECTRÓGENO				
RO3-0031	MELILLA 16, G. ELECTRÓGENO				
RO3-0032	MELILLA 17, G. ELECTRÓGENO				
RO3-0033	MELILLA 18, G. ELECTRÓGENO				
RO3-0034	MELILLA 19, G. ELECTRÓGENO				
RO3-0035	MELILLA 20, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 10)				
RO3-0036	MELILLA 21, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 11)				

N.º Registro	Denominación oficial	Potencia Neta MW	Inicio VUregulatoria	Valor bruto de la inversión M€	Valor neto (amort. lineal) 31/12/2011
RO3-0037	MELILLA 22, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 12)				
RO3-0038	MELILLA 23, G. ELECTRÓGENO (ANTES CEUTA 13)				

ANEXO XVII

Factor de correlación entre energía bruta y la energía neta a efectos de la retribución por costes de los derechos de emisión

Los factores de correlación Cor_p a aplicar en el cálculo de la retribución por costes de los derechos de emisión de un grupo son los siguientes:

	Cor_p
CTCC(Gasóleo).	1,028
CTCC(Gas Natural).	1,035
Carbón.	1,102
Motores diesel.	1,054
Central Térmica Vapor (FO).	1,095
Turbina de Gas (Gasóleo).	1,016
Turbina Gas (Gas Natural).	1,038

§ 59

Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 185, de 3 de agosto de 2007
Última modificación: 30 de diciembre de 2022
Referencia: BOE-A-2007-14798

Téngase en cuenta que las referencias a los periodos tarifarios 1 a 6 definidos en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, contenidas en la presente Orden, se modifican por referencias a los periodos horarios 1 a 6 definidos en el artículo 7 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, según establece la disposición final primera.1 de la Orden TED/371/2021, de 19 de abril. Ref. BOE-A-2021-6390

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, regula el régimen jurídico de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, consistentes en la generación, el transporte, la distribución, la comercialización y los intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico, de acuerdo con las previsiones contenidas en la Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad.

La Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, estableció nuevas normas comunes para completar el Mercado Interior de la electricidad y derogó la Directiva 96/92/CE, introduciendo modificaciones significativas.

Entre ellas, uno de los aspectos más destacados es que el suministro pasa a ser ejercido en su totalidad por los comercializadores en libre competencia, y son los consumidores de electricidad quienes eligen libremente a su suministrador. Se sustituye el suministro a tarifa, por razones de servicio público y protección al cliente, por el establecimiento de un sistema de tarifas de último recurso para determinados consumidores, para quienes se concibe el suministro eléctrico como servicio universal. Esta actividad se realizará por las empresas comercializadoras a las que se imponga tal obligación.

Hasta ahora, determinados consumidores venían ofreciendo servicios de gestión de la demanda al sistema eléctrico, como el de interrumpibilidad, reactiva o modulación de carga, que eran retribuidos a través de la tarifa eléctrica.

La necesidad de garantizar el suministro de electricidad a los consumidores, obliga a disponer de herramientas que flexibilicen la operación del sistema y que permitan dar respuestas rápidas y eficientes ante eventuales situaciones de emergencia, de forma que se

minimice el impacto en la seguridad del sistema. La posibilidad de reducir la potencia demandada de aquellos consumidores que estén dispuestos a ello, se presenta como una valiosa herramienta para resolver aquellos incidentes que puedan derivar en una falta de suministro.

La posibilidad de reducir la potencia demandada de energía eléctrica a cambio de una compensación económica no es nueva ya que está contemplada en nuestra regulación, si bien era una opción que sólo se ofrecía a los consumidores que se encontraban acogidos a las tarifas generales de alta tensión, a la tarifa horaria de potencia y a los grandes consumidores sujetos a la tarifa G.4., que cumplían determinadas condiciones. La necesidad de adaptar nuestra regulación a la de la Unión Europea y de no dar un tratamiento discriminatorio a los consumidores en función del procedimiento de adquisición de la energía, hacen necesario posibilitar la participación en el mecanismo de reducción de potencia a los consumidores que adquieren su energía en el Mercado de Producción.

Dada la importancia de este servicio para la garantía de suministro y en línea con el nuevo modelo que establece la Directiva 2003/54/CE, se hace necesario regularlo en el mercado para los consumidores que adquieren su energía libremente.

Por ello, el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, en su disposición transitoria sexta, fija las bases para regular este servicio que será gestionado por el Operador del Sistema, habilitando al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para desarrollar sus condiciones y los requisitos para la participación en el mismo de los consumidores en el mercado, así como su régimen retributivo.

En su virtud, dispongo:

CAPÍTULO I

Generalidades

Artículo 1. *Objeto.*

Esta orden tiene por objeto regular las condiciones del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, los requisitos para participar como proveedor del mismo, así como su régimen retributivo.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

La presente orden será de aplicación a los consumidores de energía eléctrica conectados en alta tensión que contraten su energía en el mercado de producción, bien directamente, bien a través de comercializador o mediante un contrato bilateral.

CAPÍTULO II

Servicio de interrumpibilidad

Artículo 3. *Definición del servicio de interrumpibilidad.*

1. El servicio de interrumpibilidad de un consumidor que sea proveedor de este servicio consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de la potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el Operador del Sistema en los términos establecidos en la presente orden y en el contrato que se formalice entre éste y aquél.

2. El servicio de interrumpibilidad será gestionado por el Operador del Sistema.

Artículo 4. *Tipos de reducción de potencia y condiciones de aplicación de las órdenes de reducción de potencia.*

1. Los tipos de reducción de potencia, el preaviso mínimo con el que debe solicitarse cada tipo y la duración total máxima de cada uno de ellos, serán los siguientes:

Tipo	Preaviso mínimo	Duración total máxima
1	2 horas	12 horas
2	2 horas	8 horas
3	1 hora	3 horas
4	5 min.	2 horas
5	0 min.	1 hora

Donde:

Tipo: denominación de la modalidad de reducción de potencia que pueden ofrecer los consumidores proveedores del servicio.

Preaviso mínimo: es el tiempo mínimo necesario entre el instante de emisión de la orden de reducción de potencia y el de inicio de su primer período de aplicación

Duración total máxima: es la suma de la duración máxima de todos los períodos que componen la orden de reducción de potencia.

2. La orden de reducción de potencia puede constar de uno o varios períodos de duración mínima de una hora y no necesariamente consecutivos. En caso de que no sean consecutivos, deberá existir al menos una hora de intervalo entre ellos.

3. Cada tipo de reducción de potencia se caracterizará por el número máximo de períodos por orden, duración máxima de cada período y máximo valor de potencia residual a consumir en cada uno de ellos. Para cada tipo, los parámetros anteriores tomaran los siguientes valores:

Tipo	Número máximo de períodos por orden	Duración máxima por período	Máximo valor de potencia residual a consumir en cada período
1	3	4 horas	$P_{máx.1}$ en dos períodos $P_{50\%}$ en un período
2	2	4 horas	$P_{máx.\ 2}$
3	1	3 horas	$P_{máx.\ 3}$
4	1	2 horas	$P_{máx.\ 4}$
5	1	1 hora	$P_{máx.\ 5}$

Donde:

i) $P_{máx.\ i}$ (Potencia residual máxima): Valor de potencia máxima a consumir por el proveedor del servicio para el tipo de reducción de potencia »i», en los períodos en que se solicite la máxima reducción de potencia.

ii) Pf (Potencia de consumo): Valor verificable de potencia a consumir de forma continuada por el proveedor del servicio, en los períodos tarifarios 1 a 6 que se definen en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. El valor de la potencia de consumo para cada período se reflejará en el informe de idoneidad que debe ser emitido de acuerdo con lo establecido en el artículo 10. Estos valores serán revisados teniendo en cuenta el perfil de consumo previsto para el año en curso que deberán comunicarse a estos efectos al operador del sistema por los proveedores del servicio con anterioridad al inicio de cada temporada eléctrica, sin perjuicio de su revisión posterior.

iii) $P_{50\%}$ (Potencia residual 50%): Se calcula como:

$$P_{50\%} = P_{máx.\ i} + 0{,}5 * (Pf - P_{máx.\ i})$$

4. El tiempo transcurrido entre el instante de inicio del primer período y el instante final del último período de una orden no será, en ningún caso, superior a la duración total máxima definida para el tipo de dicha orden.

5. El número máximo de horas de aplicación a cada consumidor que preste este servicio para el conjunto de órdenes tipo 1 y 2 será de 120 horas por año. Para el conjunto de órdenes tipo 3, 4 y 5 la duración será como máximo de 120 horas por año. Las horas de aplicación de cada tipo de orden se calcularán como suma de la duración de todos los

períodos en que se solicite reducción de potencia. Para cada consumidor que preste este servicio el número máximo de órdenes de reducción de potencia, cualquiera que sea el tipo, será de cinco semanales y una diaria.

A efectos del cómputo anterior, no se tendrán en consideración aquellas órdenes de reducción de potencia que el Operador del Sistema anule con anterioridad a que se inicie el período de preaviso mínimo

6. Se podrán contratar los tipos de reducción de potencia de acuerdo con las siguientes modalidades:

a) Modalidad a: sólo se contratan los tipos 3, 4 y 5.
b) Modalidad b: se contratan los cinco tipos definidos con carácter general.

Artículo 5. *Aplicación del servicio de interrumpibilidad.*

1. El Operador del Sistema gestionará el servicio de interrumpibilidad atendiendo a las necesidades que surjan en la operación del sistema eléctrico. Adicionalmente, y sin perjuicio de la aplicación por dichas necesidades, podrá aplicar órdenes de reducción de potencia tipo 1 y 2 cuando la relación entre la previsión de potencia disponible en el sistema y la previsión de potencia demandada correspondiente sea inferior a 1,10.

2. Para la aplicación de este servicio, el Operador del Sistema enviará, a través del sistema establecido para este fin, una orden de reducción de potencia a los proveedores de este servicio y éstos, en respuesta a dicha orden, reducirán su potencia demandada hasta los valores de potencia residual requeridos en la misma orden.

3. Los gestores de las redes de distribución podrán solicitar del Operador del Sistema la emisión de una orden de reducción de potencia en las áreas de distribución de su competencia cuando las circunstancias de operación así lo exijan.

El Operador del Sistema analizará la solicitud y, en su caso, determinará la orden de reducción de potencia que se adapte a las necesidades planteadas por el gestor de la red de distribución y procederá en consecuencia, informando debidamente a dicho gestor. A estos efectos, se establecerá un procedimiento de operación

4. La orden de reducción de potencia demandada que emita el Operador del Sistema, contendrá la siguiente información:

a) El tipo de reducción.
b) El número de períodos de reducción en que se divide. Para cada uno de ellos se especificará:

i) El instante de inicio del período de reducción.
ii) El instante de finalización del período de reducción.
iii) La potencia residual

5. Tanto la verificación de disponibilidad de la potencia a reducir como la comunicación de órdenes de reducción de potencia y el seguimiento de su cumplimiento, se efectuarán mediante un sistema informático de comunicaciones, ejecución y control de la interrumpibilidad.

La Dirección General de Política Energética y Minas determinará las especificaciones técnicas y funcionales de este sistema de comunicación, ejecución y control.

Artículo 6. *Retribución del servicio de interrumpibilidad.*

1. El servicio prestado por el consumidor se retribuirá de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RSI = DI \times FE$$

Donde:

– RSI: Retribución anual del servicio de interrumpibilidad expresada en euros, con el límite máximo para cada proveedor del servicio de 20 euros por MWh consumido.

– FE: Importe correspondiente a la facturación anual equivalente de la energía, expresada en euros, que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FE = \sum_{h=1}^{4} \left[P_{eh} \left(\sum_{j=1}^{6} E_j \, \alpha_j \right)_h \right]$$

Donde:

Peh es el precio medio de la energía expresado en euros por MWh con dos decimales correspondiente al trimestre h. Este precio se publicará para cada trimestre por la Dirección General de Política Energética y Minas utilizando como referencias los precios resultantes del mercado diario y los precios del mercado a plazo de OMIP.

Ej es la energía trimestral consumida en barras de central, expresada en MWh, en cada período tarifario j de los que se definen en el artículo 7 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

αj, coeficiente de modulación de carga, que tomará los siguientes valores en cada período tarifario j.

Período tarifario	1	2	3	4	5	6
j	0,046	0,096	0,09	0,176	0,244	1,390

La Dirección General de Política Energética y Minas podrá modificar los valores en función de la evolución del sistema eléctrico, así como establecer diferentes categorías para los mismos en función de la modulación de carga que el proveedor del servicio preste al sistema.

– DI: Descuento anual en porcentaje. Se calculará con dos cifras decimales y el redondeo se hará, por defecto o por exceso, según que la tercera cifra decimal despreciada sea o no menor que 5. Se calculará de acuerdo con lo siguiente, sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 2 del presente artículo:

$$DI = 0{,}78 * \frac{H - 2.100}{H} * \left[\frac{S \sum_{i=1}^{n} \left[k_i * \left(P_{m1} - P_{max,i} \right) \right]}{P_{m1}} \right]$$

Donde las variables tienen el siguiente significado:

H = Horas anuales de utilización equivalente expresadas en números enteros, con un redondeo igual al anterior, que se calculará como el cociente entre el consumo total anual expresado en kWh y la potencia Pm1 que se define más adelante, expresada en kW. Si el valor del cociente fuera inferior a 2.100, DI será igual a 0. Si el valor del cociente fuera superior a 14.000 horas, H tomará el valor de 14.000.

S = Coeficiente de coincidencia. Tendrá los siguientes valores, según el número de tipos de reducción de potencia que hayan sido contratados por el proveedor del servicio.

N.º tipos	S
3	0,85
5	0,65

Ki = Constante, que tendrá un valor para cada tipo i de orden de reducción de potencia que haya sido contratada por el proveedor del servicio.

Tipo	K
1	25
2	25
3	14

Tipo	K
4	16
5	20

Pm1 = Potencia media consumida por el proveedor de este servicio en el período tarifario 1 definido en el artículo 7 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Su valor se calculará como cociente entre la energía consumida en el período tarifario 1 definido anteriormente y las horas de dicho período descontando, en su caso, las horas correspondientes a órdenes de reducción de potencia aplicadas durante el mismo.

Pmáx. i = Potencia residual máxima demandable por el consumidor durante la posible interrupción en cada uno de los tipos i a los que esté acogido.

∑Ki (Pm1 – Pmáx. i) = suma de los productos Ki (Pm1 – Pmáx. i) para cada uno de los tipos i de reducción de potencia contratados. Si el valor de (Pm1 – Pmáx. i) fuera negativo, se tomará igual a 0.

Todos los valores de potencia se expresarán en kW.

2. El descuento anual en porcentaje, DI, se calculará de acuerdo a lo dispuesto en el presente apartado en el caso de consumidores que cumplan los siguientes requisitos:

– Ofrezcan un valor mínimo de potencia interrumpible en todos los periodos tarifarios, 1 a 6, no inferior a 90.000 kW para el tipo 5. A estos efectos se considera cumplida esta condición en un periodo tarifario y para un determinado tipo de reducción de potencia si se acredita la siguiente condición:

$(E_j/h_j\text{-}P_{max,i}) \geq 90.000$ kW

Donde la definición de E_j, h_j y $P_{max,i}$ son las indicadas en el Artículo 9.

– Tengan unos valores de potencia media consumida en todos los periodos tarifarios definidos en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, superior a 100.000 kW y dentro del rango definido por una variación máxima del diez por ciento de la mayor de todas ellas.

El valor de la potencia media consumida se calculará como cociente entre la energía consumida en cada uno de los períodos tarifarios definidos anteriormente y las horas de dicho período.

– Tengan una potencia contratada superior a 100.000 kW en todos los períodos tarifarios a efectos de la aplicación de los peajes de acceso.

– Contraten la modalidad b a la que se refiere el apartado 6.b del artículo 4 de la presente orden, que incluye los cinco tipos de reducción de potencia definidos con carácter general en el mismo.

– Estos consumidores serán los primeros a quienes el operador del sistema, en virtud de lo establecido en el artículo 5 de la presente orden, solicite la aplicación de una orden de reducción de tipo 5 cuando así sea requerido.

Además de lo anterior, a los efectos de comprobar el funcionamiento efectivo del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, el Operador del Sistema aplicará de manera aleatoria órdenes de reducción de tipo 5 en cada año a los consumidores a quienes resulte de aplicación el presente apartado.

Los requisitos del cumplimiento y las repercusiones del incumplimiento por parte de los proveedores del servicio de estas órdenes de reducción de potencia serán las establecidas en los artículos 7 y 8 de la presente orden.

La fórmula de cálculo es la siguiente:

$$DI = 0{,}7 * \sum_{j=1}^{6}\left[\frac{c_j}{2} * \left(\frac{P_{m1}}{Pc_1}\right) * Max_{,i=1,5}\left(\frac{Pc_1 - P_{\max,i}}{Pc_1}\right)\right] * \sum_{i=1}^{5}\left[s_i * K_i * \left(\frac{P_{m1} - P_{\max,i}}{P_{m1}}\right)\right]$$

Donde las variables tienen el siguiente significado:

>C_j = Constante que tendrá un valor para cada periodo tarifario j

Período tarifario	1	2	3	4	5	6
C_j	1,35	1,35	0,6	0,6	0,25	0,25

P_{mj} = Potencia media consumida por el proveedor de este servicio en cada uno de los períodos tarifarios definidos en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre. Su valor se calculará como cociente entre la energía consumida en cada período tarifario definido anteriormente y las horas de dicho período descontando, en su caso, las horas correspondientes a órdenes de reducción de potencia aplicadas durante el mismo.

Pcj = Potencia contratada en cualquiera de los j períodos tarifarios a efectos de la aplicación de los peajes de acceso definidos en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre.

S_i = Coeficiente de coincidencia. Tendrá los siguientes valores, para cada tipo i de orden de reducción de potencia que haya sido contratada por el proveedor del servicio:

Tipo	1	2	3	4	5
S	1	0,95	0,9	0,85	0,8

Ki = Constante, que tendrá un valor para cada tipo i de orden de reducción de potencia que haya sido contratada por el proveedor del servicio.

Tipo	1	2	3	4	5
K	25	22	16	22	25

P_{m1} = Potencia media consumida por el proveedor de este servicio en el período tarifario 1 definido en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre. Su valor se calculará como cociente entre la energía consumida en el período tarifario 1 definido anteriormente y las horas de dicho período descontando, en su caso, las horas correspondientes a órdenes de reducción de potencia aplicadas durante el mismo.

$P_{máx.\ i}$ = Potencia residual máxima demandable por el consumidor durante la posible interrupción en cada uno de los tipos i a los que esté acogido.

$\sum K_i\ (P_{m1} - P_{máx.\ i})$ = suma de los productos $K_i\ (P_{m1} - P_{máx.\ i})$ para cada uno de los tipos i de reducción de potencia contratados. Si el valor de $(P_{m1}-P_{máx.\ i})$ fuera negativo, se tomará igual a 0.

Todos los valores de potencia se expresarán en kW.

DI se calculará con dos cifras decimales y el redondeo se hará, por defecto o por exceso, según que la tercera cifra decimal despreciada sea o no menor que 5.

En el caso de aquellos consumidores para los que resulte de aplicación la fórmula establecida en el presente apartado, cuando de la aplicación de la fórmula resulte una retribución por el servicio de interrumpibilidad superior a la facturación equivalente de energía, el descuento se limitará de manera que la retribución anual del servicio de interrumpibilidad, RSI, expresada en euros, sea como máximo para cada proveedor del servicio de 35 euros por MWh consumido.

En el caso de que el proveedor no hubiera cumplido en la temporada eléctrica los requisitos para la aplicación de lo dispuesto en este apartado, y no hubiera incurrido en incumplimiento de los requisitos según lo dispuesto en el artículo 14 de la presente orden, la liquidación final de la temporada se realizará conforme a lo establecido en el apartado anterior para la modalidad b a la que se refiere el artículo 4.

En el caso de consumidores con instalaciones de generación asociada, se considerará la demanda de energía eléctrica del consumidor sin descontar posibles entregas de energía de la generación asociada en cada momento.

No obstante lo anterior, en el caso de consumidores con instalaciones de generación asociada acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes, prevista

en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, se considerará la demanda de energía eléctrica del consumidor descontando posibles entregas de energía de la generación asociada en cada momento.

Artículo 7. *Requisitos del cumplimiento de una orden de reducción de potencia.*

1. Para que una orden de reducción de potencia se considere cumplida por parte del proveedor del servicio deberá reunir como mínimo los siguientes requisitos:

a) Existencia de todos los registros de potencia demandada generados por un maxímetro integrador de cinco minutos desde el instante de inicio del primer período hasta el instante final del último período de la orden de reducción de potencia, según la hora del reloj del equipo del proveedor del servicio.

Se considerarán como instante de inicio y fin de cada período, los instantes comunicados por el Operador del Sistema al proveedor del servicio en dicha orden de reducción de potencia, y que deberán estar registrados tanto en el equipo del proveedor del servicio como en el del Operador del Sistema.

Los registros deberán almacenarse en soporte informático de acuerdo con el formato que definirá el Operador del Sistema y en cinta de papel, conservándose al menos durante cinco años.

b) Todas las potencias demandadas y recogidas en los registros citados en la letra a) anterior no superan, en ningún período, el máximo valor de potencia residual a consumir, Pmaxi ó P50%, según el caso.

2. Cuando no sea posible determinar la potencia demandada por funcionamiento incorrecto del maxímetro integrador de cinco minutos, se distinguirán los siguientes casos:

a) Cuando, excepcionalmente, en caso de fallo o indisponibilidad del maxímetro integrador de cinco minutos, los registros de potencia demandada puedan determinarse por el Operador del Sistema mediante integración de las telemedidas de tiempo real recibidas o por cualquier otro medio que estime conveniente.

En este caso, el Operador del Sistema podrá considerar cumplida una orden de reducción de potencia, siempre y cuando se cumpla el requisito establecido en el párrafo b) del apartado 1 anterior y el proveedor del servicio subsane, en el plazo máximo de treinta días desde la fecha de emisión de la orden de reducción de potencia, los defectos que hubieran provocado el fallo o indisponibilidad de los maxímetros o de su registro. El Operador del Sistema comprobará el correcto funcionamiento del equipo, expedirá el certificado correspondiente y lo notificará a la Dirección General de Política Energética y Minas.

En caso contrario, la orden de reducción de potencia se considerará incumplida.

b) Cuando el Operador del Sistema no pueda verificar el cumplimiento de la orden de reducción de potencia solicitada, se considerará como incumplida, resultando de aplicación la penalización correspondiente.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá aquellos casos en que existiera duda sobre el cumplimiento o no de una orden de reducción de potencia por parte del proveedor del servicio.

En el caso de consumidores con instalaciones de generación asociada acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes, prevista en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, los requisitos del cumplimiento de una orden de reducción de potencia se valorarán considerando el valor de potencia de consumo de energía eléctrica descontando posibles entregas de energía de la generación asociada.

En el caso de consumidores con instalaciones de generación asociada acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes, prevista en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, los requisitos del cumplimiento de una orden de reducción de potencia se valorarán considerando el valor de potencia de consumo de energía eléctrica sin descontar posibles entregas de energía de la generación asociada. Asimismo, durante la orden de reducción de potencia, estos consumidores deben mantener su producción de acuerdo con lo que se determine en el correspondiente procedimiento de operación.

En el caso de consumidores con instalaciones de generación asociada y para instalaciones de cogeneración, quedarán excluidas del cálculo del cómputo de las exigencias de rendimiento eléctrico o, en su caso, de las exigencias de ahorro de energía primaria, aquellas horas en las que la instalación haya sido programada para mantener su producción cuando el consumidor asociado reduzca la potencia demandada en respuesta a una orden de reducción de potencia.

Artículo 8. *Repercusiones del incumplimiento de una orden de reducción de potencia.*

El incumplimiento de una orden de reducción de potencia conllevará las siguientes penalizaciones:

1.ª Si no se hubiera producido ningún incumplimiento en la temporada eléctrica en curso, el incumplimiento llevará asociado una penalización equivalente a un determinado porcentaje de la retribución por el servicio de interrumpibilidad que le hubiera correspondido en el año en que se produce el incumplimiento. La penalización se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Penalización } (\%RSI) = K_p * (1 + \left(\frac{P_d - P_{max\,i}}{P_t - P_{max\,i}}\right))^2 * (1 + \left(\frac{N}{N_t}\right))^3$$

Donde:

Penalización (% RSI): Es la penalización a aplicar al proveeedor del servicio por el incumplimiento de la orden de reducción que corresponda, que se establece como un porcentaje sobre la retribución de la retribución que le hubiera correspondido en la temporada en que se produce el incumplimiento. El valor de esta penalización será como máximo el 120 por ciento de la retribución por el servicio de interrumpibilidad que le hubiera correspondido en la temporada en que se produce el incumplimiento

K_p: es el factor de penalización por incumplimiento. Se considerará un valor de K_p de 3,125.

P_d: es la máxima potencia demanda por el proveedor del servicio durante la orden de reducción aplicada e incumplida, en base a los registros de cinco minutos generados durante la orden.

$P_{max\,i}$: Valor de potencia máxima a consumir por el proveedor del servicio para el tipo de reducción de potencia «i» que se haya aplicado e incumplido, en el periodo tarifario en que se haya solicitado.

P_t: Potencia media medida correspondiente al proveedor del servicio desde el inicio de la temporada eléctrica hasta el momento de inicio de la orden de reducción aplicada e incumplida, en el periodo tarifario de aplicación de dicha orden.

El valor de Pt no podrá superar en más de un diez por ciento a la potencia media de consumo prevista para el proveedor del servicio para el periodo tarifario que corresponda en la temporada eléctrica de aplicación, ni podrá ser inferior en un diez por ciento a dicho valor de potencia media de consumo prevista. En caso de que el valor de Pt sea inferior al diez por ciento de la potencia media de consumo prevista, se tomará como valor de Pt el diez por ciento de la citada potencia media de consumo, siempre con un valor mínimo de 0,8 MW.

A estos efectos, se considerará como potencia media de consumo prevista para el proveedor del servicio para el periodo tarifario que corresponda, el último valor disponible comunicado a Red Eléctrica de España, SA o, en su defecto, la prevista en el contrato.

N: Número de periodos de cinco minutos en los que se incumple la orden de reducción de potencia aplicada, de acuerdo a lo establecido en el artículo 7 de la presente orden.

N_t: Número total de periodos de cinco minutos que integran la orden de reducción aplicada e incumplida.

2.ª Si se hubiera producido un incumplimiento en la temporada eléctrica en curso, el nuevo incumplimiento llevará asociada la resolución automática del contrato de prestación del servicio de interrumpibilidad y conllevará la liquidación correspondiente de las cantidades que se hubieran percibido por la prestación del servicio durante la vigencia del contrato o de su prórroga, según corresponda.

CAPÍTULO III

Procedimiento y requisitos de los consumidores para la contratación del servicio

Artículo 9. *Requisitos que deben reunir los consumidores para la contratación del servicio.*

Los consumidores de energía eléctrica que deseen contratar la prestación del servicio de interrumpibilidad deberán cumplir los siguientes requisitos en cada punto de suministro al que se acojan a este servicio:

1.º Ser consumidores conectados en alta tensión que contraten su energía en el mercado de producción, bien directamente, bien a través de comercializador.

2.º Ofrecer un valor mínimo de potencia interrumpible (Pof) en todos los períodos tarifarios, 1 a 6, no inferior a 0,8 MW, para todos y cada uno de los tipos de reducción de potencia que contrate.

A estos efectos se considera cumplida esta condición en un período tarifario y para un determinado tipo de reducción de potencia si se acredita la siguiente condición:

$$(Ej / hj - Pmáx.\ i) \geq 800\ kW$$

Donde:

Pof: Potencia Interrumpible ofertada por el proveedor del servicio en cada período tarifario j y para cada tipo de orden de reducción de potencia i que viene definida de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Ej / hj - Pmáx.\ i$$

Donde:

Ej: Valor de la energía consumida por el proveedor del servicio en el período tarifario j expresada en kWh.

hj: Número de horas anuales correspondientes al período tarifario j

Pmáx. i: Valor de potencia máxima a consumir por el proveedor del servicio para el tipo de reducción de potencia «i», en los períodos en que se solicite la máxima reducción de potencia, expresada en kW.

Para acogerse a este sistema, los consumidores deberán acreditar haber cumplido dicha condición durante los dos años anteriores de acuerdo con la información a que se hace referencia en el artículo 10 o estar en condiciones de acreditarla para el año que se desee prestar el servicio en el plan de funcionamiento anual previsto. En el caso de instalaciones que hayan comenzado a funcionar en un plazo inferior a un año en el momento de presentar la solicitud, se exigirá un número de horas de funcionamiento en el período equivalente que suponga idéntica proporción a la condición anterior en el período transcurrido desde el inicio de su consumo. Para instalaciones nuevas se verificará esta condición sobre el plan de funcionamiento anual previsto.

3.º Que el volumen de consumo anual en el período tarifario 6 sea igual o superior al 51 por ciento de su volumen total de consumo anual.

4.º Tener instalado un relé de deslastre por subfrecuencia cuyos ajustes serán determinados por el Operador del Sistema.

5.º Tener instalados los equipos de medida y control que se requieran para la gestión, control y medida del servicio.

6.º No desarrollar una actividad que incluya servicios básicos u otras actividades en que la aplicación del servicio de interrumpibilidad pueda provocar riesgos para la seguridad de las personas o los bienes.

7.º Prestar al operador del sistema garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación y cumplir los requisitos establecidos en los procedimientos de operación relativos al proceso de cobros y pagos.

A los efectos de aplicación de los requisitos, los períodos tarifarios a que se hace referencia en los mismos serán los definidos en el apartado 3.2 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre.

Los consumidores con instalación de generación asociada deberán acreditar los requisitos anteriores considerando la demanda de energía eléctrica del consumidor sin descontar posibles entregas de energía de la generación asociada en cada momento.

No obstante lo anterior, los consumidores con instalaciones de generación asociada acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes, prevista en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, deberán acreditar los requisitos anteriores considerando la demanda de energía eléctrica del consumidor descontando posibles entregas de energía de la generación asociada en cada momento.

Artículo 10. *Informe del Operador del Sistema sobre la idoneidad del consumidor para la prestación del servicio.*

1. Los consumidores en alta tensión que, adquiriendo su energía en el mercado de producción, deseen prestar el servicio de interrumpibilidad y reúnan los requisitos indicados en los puntos 1.º, 2.º, 3.º, 4.º y 6.º del artículo anterior, deberán solicitar informe al Operador del Sistema antes del día 1 de septiembre del año anterior al que se desea comenzar a prestar el servicio.

2. A los efectos anteriores, el Operador del Sistema establecerá el modelo de solicitud para la petición de dicho informe, los cuales estarán disponibles en su página web.

3. La solicitud de informe por parte del consumidor al Operador del Sistema, deberá incluir la siguiente información y documentación:

a) Acreditación de participación en el mercado de producción como comprador de energía eléctrica para el punto de suministro en que se desee ofrecer la prestación del servicio de interrumpiblidad o aceptación del consumidor de un compromiso firme de participación en el mercado de producción como agente comprador de energía eléctrica para el punto de suministro en caso de que se le conceda la correspondiente autorización administrativa para la prestación del servicio.

b) Contrato vigente de acceso a las redes, para el punto de suministro del consumidor en que se desee ofrecer la prestación del servicio de interrumpibilidad o aceptación del consumidor de un compromiso firme de formalizar un contrato de acceso en la fecha de inicio de la prestación del servicio en caso de que se le conceda la correspondiente autorización administrativa para la prestación del servicio.

c) Tipos de reducción de potencia que se desean proveer y valor de potencia residual máxima ($P_{máx.\ i}$) para cada una de ellas.

d) Acreditación de que la potencia máxima interrumpible (Pof) en todos los períodos tarifarios, 1 a 6, es igual o superior a 0,8 MW, para todos y cada uno de los tipos de reducción de potencia que desea contratar.

A estos efectos, el consumidor deberá presentar el correspondiente certificado de la empresa distribuidora donde consten las potencias contratadas y consumo de energía eléctrica en los dos últimos años desglosados en los distintos períodos horarios.

En el supuesto de que el consumidor no cumpla este requisito, el Operador del Sistema deberá expresarlo en su informe a efectos de que la Dirección General de Política Energética y Minas pueda valorar, con carácter previo a su resolución, si concurren circunstancias que hacen viable que, no obstante lo anterior, éste pueda prestar el servicio de interrumpibilidad.

e) Las previsiones de consumo horario para la temporada eléctrica siguiente, que se comunicarán en el formato que determine el Operador del Sistema.

f) Acreditación del punto 6.º del artículo anterior.

4. El Operador del Sistema, a la vista de la información presentada, elaborará un informe para la Dirección General de Política Energética y Minas que permita evaluar la idoneidad del consumidor para la prestación del servicio. Asimismo, tendrá en cuenta su posible efectividad y la existencia de circunstancias que supongan la inexistencia de beneficio para el sistema eléctrico o posibles perjuicios a terceros.

5. El Operador del Sistema emitirá su informe, dentro del plazo de un mes a contar desde la recepción de la solicitud, justificando, en su caso, la razón por la que rechaza la idoneidad del consumidor solicitante. Interrumpirán el plazo para la emisión de informe, las peticiones adicionales de información por parte del Operador del Sistema.

Si el informe del Operador del Sistema es favorable, éste recogerá todas las características técnicas y condiciones de prestación del servicio consideradas para su elaboración, así como los requisitos necesarios para la formalización del contrato correspondiente.

De forma particular, en el caso de consumidores con instalaciones de generación asociada, el informe del operador del sistema recogerá las características técnicas de la instalación de generación asociada, así como las condiciones de prestación del servicio consideradas para su elaboración.

Artículo 11. *Obtención de la autorización administrativa para la prestación del servicio.*

1. La autorización administrativa para la prestación del servicio de interrumpibilidad se obtendrá mediante solicitud del consumidor dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas, antes del día 15 de octubre del año anterior al que se desee empezar a prestar el servicio.

2. A dicha solicitud, se acompañará el informe del Operador del Sistema, emitido con carácter previo a la misma, y cuantos documentos se hubieran presentado a éste para su elaboración. Asimismo, se acompañará de la solicitud del interesado al operador del sistema para la realización de las inspecciones y actuaciones necesarias para la obtención de la certificación provisional a la que se refiere el apartado 5 del presente artículo.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá la solicitud presentada por el consumidor con anterioridad al inicio de la temporada eléctrica, autorizando o denegando la prestación del servicio de interrumpibilidad y lo notificará a éste y al operador del sistema con indicación, en su caso, de las condiciones específicas para la prestación del servicio.

4. La autorización administrativa para la prestación del servicio de interrumpibilidad contendrá, como mínimo, las siguientes condiciones:

a) Las características del proveedor del servicio y las especificaciones técnicas de sus instalaciones.

b) El punto de acceso a las redes, en el cual el proveedor ofrecerá este servicio.

c) La potencias contratadas en cada uno de los períodos tarifarios a efectos de la aplicación de la tarifa de acceso.

d) La potencias de consumo (Pf) para cada período tarifario, de acuerdo con lo establecido en el apartado 3 del punto ii) del artículo 4.

e) Los tipos de reducción de potencia autorizados.

f) Las potencias residuales máximas demandables por el proveedor del servicio, durante una orden de reducción de potencia para cada uno de los tipos de reducción de potencia que tenga autorizados ($P_{max\ i}$).

g) En su caso, las condiciones específicas que apliquen a cada tipo de consumidor, según se establece en el artículo 12.1.

h) En su caso, recogerá las características de la instalación de generación asociada del consumidor, así como las condiciones específicas que le apliquen.

5. En todo caso la validez de la autorización administrativa para la prestación del servicio quedará condicionada a la presentación, en el plazo máximo de 10 días, ante la Dirección

General de Política Energética y Minas de la certificación provisional emitida por el Operador del Sistema correspondiente a la disponibilidad, a 31 de diciembre del año en que se realice la solicitud, de los siguientes equipos y aparatos:

a) Equipos de medida, control y comunicaciones necesarios para la prestación del servicio de interrumpibilidad, con las especificaciones técnicas y funcionales que establezca la Dirección General de Política Energética y Minas.

b) Relé de deslastre por subfrecuencia instalado en el punto de suministro cuyo ajuste será establecido por el Operador del Sistema de forma que el conjunto de consumidores que ofrecen el servicio de interrumpibilidad, constituyan un escalón de deslastre anterior al establecido para el resto de los consumidores.

Se establece un período de dos meses para la realización de las inspecciones que den lugar a la certificación definitiva.

6. La resolución del contrato de prestación del servicio o de alguna de sus prórrogas por alguna de las causas recogidas en el artículo 14.1 en una temporada eléctrica, determinará la imposibilidad de continuar prestando el servicio en la temporada siguiente.

No obstante lo anterior, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar la prestación del servicio para una temporada eléctrica cuando la resolución del contrato de interrumpibilidad para la temporada anterior se hubiese producido por motivos excepcionales debidamente justificados por el interesado.

Artículo 12. *Formalización del contrato de prestación del servicio con el Operador del Sistema.*

1. Una vez autorizado el servicio por la Dirección General de Política Energética y Minas, el Operador del Sistema, a solicitud de los interesados, procederá a la formalización del contrato de acuerdo con un modelo de contrato de adhesión para su prestación, sin perjuicio de que, en cada uno que se formalice, se fijen las condiciones específicas para cada tipo de consumidor que se hayan autorizado.

2. La solicitud al Operador del Sistema para la formalización del contrato tendrá lugar una vez obtenida la autorización administrativa y el Operador del sistema procederá a su formalización en el plazo máximo de 10 días hábiles desde que el consumidor presente la autorización al citado operador.

En todo caso, el contrato formalizado deberá tener una vigencia para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de cada año.

3. Una vez incorporado al servicio, el consumidor autorizado comenzará a prestar su servicio el día 1 de enero de cada año.

El contrato tendrá una vigencia de un año y se considerará prorrogado por iguales periodos si el consumidor no comunica fehacientemente por escrito al Operador del Sistema su voluntad de resolverlo, con un preaviso mínimo de dos meses a la fecha de su finalización y siempre que el operador del sistema haya comprobado que el consumidor sigue cumpliendo los requisitos. Una vez resuelto el contrato, el Operador del Sistema lo comunicará, en el plazo máximo de 10 días, a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 13. *Modificación de las condiciones de autorización para la prestación del servicio.*

1. La modificación de alguna de las condiciones establecidas en la autorización para la prestación del servicio durante la temporada eléctrica, necesitará ser autorizada por la Dirección General de Política energética y Minas.

El proveedor del servicio solicitará previamente informe al Operador del Sistema sobre el cambio de condiciones. Cuando el Operador del Sistema estime necesaria la emisión del referido informe, éste se regirá por lo dispuesto en el artículo 10.

En estos casos la Dirección General de Política Energética y Minas establecerá, cuando proceda, las condiciones de adaptación de la retribución correspondiente a la temporada eléctrica en que se produzca.

2. En el caso de modificaciones de las condiciones de prestación del servicio que coincidan con el inicio de una nueva temporada eléctrica, se estará a lo dispuesto en el

artículo 10, debiendo solicitar los consumidores informe al Operador del Sistema en los plazos y condiciones establecidos.

3. Una vez autorizadas las modificaciones el Operador del Sistema formalizará los cambios en el contrato con el proveedor del servicio.

Artículo 14. *Resolución del contrato para la prestación del servicio.*

1. Se consideran como causas de resolución del contrato o de sus prórrogas las siguientes:

a) Cuando el proveedor del servicio comunique al Operador del Sistema su intención de resolver el contrato antes de su finalización o de no prorrogarlo, incumpliendo lo dispuesto en el artículo 12.3.

b) Que el proveedor del servicio cese en su actividad.

c) En cualquiera de las siguientes situaciones:

1.º Se modifiquen sustancialmente las condiciones consideradas para la emisión de informe de idoneidad y las previsiones de los programas de consumo, de forma que la prestación del servicio no resulte efectiva, no derive un beneficio para el sistema eléctrico o pueda resultar perjuicio para terceros.

2.º Se hayan producido incumplimientos en la aplicación de una orden de reducción de potencia, según lo establecido en los artículos 7 y 8 de esta orden.

3.º Se hayan incumplido los requisitos y condiciones para la prestación del servicio de interrumpibilidad establecidos en la presente orden o previstos en la autorización administrativa.

4.º Exista un funcionamiento incorrecto del sistema de medida, control y comunicaciones, correspondiente al consumidor autorizado, que impida, de forma reiterada, la verificación por parte del Operador del Sistema del cumplimiento de la prestación del servicio.

5.º Se hayan incumplido las obligaciones de suministro de información al Operador del Sistema y a la Dirección General de Política Energética y Minas.

6.º Se haya incumplido las obligaciones de pago al Operador del Sistema debidas a penalizaciones o a refacturaciones.

2. La resolución del contrato o de sus prórrogas, por parte del proveedor del servicio, durante su período de vigencia, conllevará la liquidación correspondiente por la prestación del servicio desde la fecha de vigencia del contrato o de su prórroga así como el pago de las penalizaciones a que estuviera obligado el proveedor del servicio.

En estos casos, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá eximir total o parcialmente de la liquidación correspondiente al proveedor del servicio por motivos excepcionales debidamente justificados.

3. La resolución del contrato de prestación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad o de sus prórrogas podrá instarse por el Operador del sistema o por la Dirección General de Política Energética y Minas. En caso de que sea instado por el operador del sistema, éste deberá informar a la Dirección General de Política Energética y Minas en el plazo de 10 días.

La resolución del contrato o de sus prórrogas conllevará la liquidación correspondiente de las cantidades percibidas por la prestación del servicio percibida durante la vigencia del contrato o de su prórroga, así como el pago de las penalizaciones a que estuviera obligado el proveedor del servicio.

CAPÍTULO IV

Liquidación, inspección y comprobación

Artículo 15. *Liquidación de la retribución del servicio y de las penalizaciones aplicadas.*

1. Corresponderá al Operador del Sistema, la liquidación tanto de la retribución del servicio de interrumpibilidad que preste cada uno de sus proveedores como de las penalizaciones que en su caso se apliquen a cada uno de ellos, de acuerdo con lo establecido en los apartados siguientes.

El coste del servicio de interrumpibilidad es un coste liquidable a efectos de lo previsto en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. La liquidación de este coste por el operador del sistema en el procedimiento de liquidación de costes regulados se llevará a cabo de igual forma que el mecanismo de liquidación del coste de la actividad de transporte

2. El esquema de liquidaciones será el siguiente:

2.1 Liquidaciones mensuales: Mensualmente, el Operador del Sistema efectuará una liquidación provisional a cuenta de la liquidación anual definitiva, tanto de la retribución del servicio de interrumpibilidad como de las penalizaciones que en su caso se apliquen, que se calculará de la forma siguiente:

2.1.1 Liquidaciones de la retribución del servicio de interrumpibilidad: El Operador del Sistema calculará mensualmente para cada consumidor el descuento porcentual (DI) calculado con arreglo a la fórmula establecida en el artículo 6. Para el cálculo del parámetro H, se utilizará la energía realmente suministrada desde el comienzo del período anual hasta el último día del mes considerado, dividida por el número de meses del período anual transcurrido y multiplicada por 12.

El descuento porcentual (DI) así calculado se aplicará sobre la facturación equivalente por energía activa del mismo período transcurrido (FE). A este valor se le deducirá el calculado de la misma forma para el mes anterior. Esta diferencia será la retribución del servicio de interrumpibilidad prestado por cada proveedor en el mes correspondiente.

Antes del día 25 de cada mes, el Operador del Sistema comunicará, mensualmente, a la Comisión Nacional de Energía la retribución del servicio de interrumpibilidad del conjunto de proveedores de este servicio correspondiente al mes anterior, así como la información utilizada para su cálculo, con objeto de que dicha retribución sea liquidada en la forma establecida en el segundo párrafo del apartado 1 del presente artículo.

2.1.2 Liquidación de las penalizaciones aplicadas: El operador del sistema calculará mensualmente para cada consumidor el importe de las penalizaciones que en su caso le corresponda en aplicación de los eventuales incumplimientos en que incurriera conforme a lo establecido en los artículos 7 y 8 de esta orden.

Antes del día 25 de cada mes, el Operador del Sistema comunicará a la Comisión Nacional de Energía el importe de las penalizaciones calculadas para el conjunto de proveedores de este servicio correspondientes al segundo mes anterior que ya hayan sido satisfechas por éstos al operador del sistema, con objeto de que dicho importe sea liquidado en el procedimiento de liquidación de costes regulados como un ingreso liquidable del operador del sistema.

Los importes de las penalizaciones correspondientes a un determinado mes que no hayan sido satisfechos por los proveedores del servicio al Operador del Sistema serán comunicados por éste a la Comisión Nacional de Energía, una vez que se haga efectivo el pago, antes del día 25 del mes siguiente al mes en el que se ha efectuado dicho pago.

De esta forma, el importe del ingreso liquidable correspondiente a un determinado mes m que el operador del sistema debe comunicar a la Comisión Nacional de Energía antes del día 25 del mes m+2 será la suma de las penalizaciones calculadas y pagadas correspondientes al mes m, más las penalizaciones correspondientes a meses anteriores al mes m satisfechas por los proveedores del servicio al operador del sistema en el mes m.

2.2 Liquidación anual definitiva: La liquidación definitiva tanto de la retribución del servicio de interrumpibilidad como de las penalizaciones aplicadas, tendrá carácter anual y comprenderá el periodo desde el día 1 de enero del año "n" hasta el día 31 de diciembre del año "n".

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el plazo máximo de un año a contar desde el día 1 de enero del año "n+1" y con base a la información suministrada por el Operador del Sistema, comprobará cada una de las facturaciones correspondientes a la retribución del servicio prestado por los consumidores así como de las penalizaciones aplicadas a cada uno de ellos a los efectos de proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas la aprobación de la liquidación definitiva a cada proveedor.

Las eventuales diferencias entre el importe de la liquidación definitiva de cada proveedor aprobada por la Dirección General de Política Energética y Minas y los importes de la retribución y penalizaciones liquidados al mismo por el operador del sistema serán considerados por éste último en la liquidación y facturación por éste aplicando el procedimiento de comunicación y liquidación que se describe en la presente orden.

2.3 Liquidaciones anuales finales: Las resoluciones de contrato cuya liquidación no se haya incluido en la liquidación definitiva anual darán lugar a una liquidación anual excepcional del proveedor afectado en el plazo máximo de seis meses desde la resolución.

Artículo 16. *Facturación del servicio.*

1. La Comisión Nacional de Energía mensualmente efectuará la transferencia de fondos por este servicio al Operador del Sistema antes del día 15 del mes m+3 al que corresponda la facturación de este servicio.

El Operador del Sistema en el plazo máximo de 10 días hábiles a contar desde la fecha en que el Operador del Sistema reciba la transferencia de fondos, procederá a liquidar de forma provisional a cuenta de la liquidación anual definitiva el servicio a cada uno de sus proveedores. En el caso de que los fondos transferidos por la Comisión Nacional de la Energía al Operador del Sistema, no cubran el importe total de la liquidación del servicio de interrumpibilidad, estos fondos se prorratearan entre los consumidores prestadores del servicio.

2. La facturación del servicio, tanto por los proveedores del servicio como por el Operador del Sistema, y el suministro de la información necesaria para las mismas, se desarrollará a través de un procedimiento de operación. El Operador del Sistema podrá poner a disposición de un tercero, previa comunicación a la Comisión Nacional de Energía, la gestión de la facturación asociada al contrato.

3. En caso de discrepancia en las facturaciones realizadas por este servicio, resolverá la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 17. *Liquidación de la reducción del programa de consumo de energía del Mercado establecida por órdenes de reducción de potencia.*

1. La reducción del consumo horario de energía programado en el mercado para cada comercializador y para cada proveedor del servicio, debida a órdenes de reducción de potencia se liquidará al correspondiente precio del mercado diario. Dicha reducción de energía será descontada del programa del mercado para el cálculo de los desvíos.

2. A efectos de la aplicación del apartado anterior, los consumidores que presten el servicio de interrumpibilidad deberán comunicar al Operador del Sistema la mejor previsión horaria de su consumo y los datos de tarifa de acceso, necesarios para su elevación a barras de central. El Operador del Sistema calculará la reducción del programa horario motivada por órdenes de reducción de potencia, con la última información disponible recibida.

Artículo 18. *Comprobación e inspección de este servicio.*

1. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá inspeccionar, directamente o a través de la Comisión Nacional de Energía, aquellos suministros que provean el servicio de interrumpibilidad en las que se inspeccionarán las condiciones de prestación de este servicio y las liquidaciones correspondientes a estos contratos, a los efectos de comprobar la adecuación de los mismos a la presente orden, a lo establecido en los contratos firmados entre los proveedores del servicio y el operador del sistema y a lo establecido en la autorización administrativa.

2. En el caso de que se detecten irregularidades en las inspecciones realizadas, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre la procedencia de las mismas y en su caso, determinará las cuantías que resulten de aplicar la presente orden, dando traslado de las mismas a la Comisión Nacional de Energía a los efectos de que se incorporen en las liquidaciones correspondientes al Operador del Sistema y a su vez éste las liquide a cada proveedor de este servicio por este concepto.

CAPÍTULO V

Información

Artículo 19. *Obligaciones de información.*

1. Los proveedores y el Operador del Sistema deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas cualquier información sobre consumos eléctricos, facturación o condiciones del contrato que ésta les solicite.

Asimismo los consumidores proveedores deberán facilitar al Operador del Sistema la información necesaria para poder efectuar la aplicación, seguimiento, control y facturación de este servicio. Entre otra información, deberán proceder al envío de las previsiones de consumo actualizadas con la periodicidad que se determine. El Operador del Sistema deberá preservar el carácter confidencial de la información de que tenga conocimiento en el desempeño de esta actividad.

La no remisión de la información solicitada podrá ser causa de resolución del contrato, en los términos contemplados en el artículo 14 de la presente orden.

2. El Operador del Sistema remitirá un informe mensual a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien podrá solicitar su presentación en un formato determinado, en el que conste el resultado del seguimiento sobre el funcionamiento y aplicación del servicio y de las órdenes de reducción de potencia para el mes correspondiente, donde se reflejará la siguiente información referida tanto al conjunto del sistema como a cada proveedor del servicio:

a) Situación contractual de los proveedores del servicio.

b) Recurso interrumpible del conjunto del proveedores.

c) Grado de adecuación de las potencias demandadas por periodo tarifario a los requisitos exigidos para la prestación del servicio.

d) Funcionamiento del Sistema de Medida, Control y Comunicaciones.

e) Cumplimiento de las ordenes de reducción de potencia, incluyendo número de órdenes emitidas, órdenes ejecutadas y órdenes incumplidas, así como las órdenes no cursadas por ineficaces y la fracción de tiempo de indisponibilidad en las comunicaciones.

f) Cumplimiento de las obligaciones de información de los proveedores al Operador del Sistema.

g) Retribución de cada proveedor.

h) Situación de las obligaciones de pago de los proveedores.

Asimismo, antes del 31 de enero de cada año, remitirá un informe anual a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre el funcionamiento y aplicación de este servicio, que recogerá para toda la temporada eléctrica a que se refiera las informaciones señaladas. El informe deberá contener el grado de adecuación de la potencia interrumpible disponible, resultado de los contratos de gestión de la demanda firmados y la potencia interrumpible necesaria para el sistema desagregada por zonas y el análisis económico del coste de este servicio para el sistema.

3. El Operador del Sistema comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas las órdenes de reducción de potencia emitidas en el plazo máximo de 2 horas desde su emisión.

4. El Operador del Sistema comunicará a la Comisión Nacional de Energía la información necesaria para efectuar las liquidaciones conforme se establece en el artículo 15, incluyendo en su caso las penalizaciones por incumplimiento.

5. El Operador del Sistema deberá remitir antes del 1 de febrero de cada año a la Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información siguiente relativa a los contratos en vigor para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del año en curso:

a) Proveedores con contrato formalizado para la prestación del servicio en la temporada eléctrica que comienza el 1 de enero del año en curso.

b) Potencia máxima residual demandada por el consumidor durante una orden de interrupción.

c) Modalidad de interrupción a las que están acogidos.

d) Previsión de potencia media demandada por periodo tarifario para los siguientes doce meses.

6. Los distribuidores, comercializadores y proveedores remitirán al Operador del Sistema la información necesaria para la liquidación y facturación del servicio, de acuerdo a lo establecido en el procedimiento de operación correspondiente.

Disposición adicional primera. *Aplicación del servicio de interrumpibilidad en los sistemas insulares y extrapeninsulares.*

1. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar condiciones específicas y requisitos de aplicación de la presente orden a los consumidores en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

A estos efectos, el operador del sistema enviará antes del 1 de septiembre de cada año los valores adaptados para cada uno de estos sistemas eléctricos de la potencia a interrumpir en cada uno de los periodos horarios y para cada una de las órdenes de reducción de potencia a que se refiere el artículo 9 de la presente orden, con el fin de valorar el cumplimiento por parte de los solicitantes de los valores mínimos que resulten para cada uno de los sistemas en los que se ubican.

2. En el ámbito de aplicación de esta orden, para los sistemas insulares y extrapeninsulares las referencias acerca de la adquisición de energía en el mercado de producción deben entenderse como la participación en el despacho técnico de energía, de acuerdo con las condiciones y requisitos del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Disposición adicional segunda. *Modelo de contrato y procedimiento.*

La Dirección General de Política Energética y Minas aprobará el modelo de contrato del servicio de interrumpibilidad que se regula en los artículos anteriores, así como una propuesta de procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control de este servicio.

A estos efectos el Operador del Sistema remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas en el plazo máximo de 15 días desde la publicación de la presente Orden, una propuesta tanto del modelo de contrato del servicio de gestión de interrumpibilidad en el mercado como del procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del mismo.

Disposición adicional tercera. *Condiciones específicas para el proveedor del servicio de interrumpibilidad cuyo proceso productivo está asociado a una instalación de cogeneración.*

(Suprimida).

Disposición adicional cuarta. *Condiciones específicas para la aplicación del servicio de interrumpibilidad en el mercado.*

Los consumidores a quienes es de aplicación la presente orden, podrán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas la aplicación de condiciones específicas de aplicación del servicio de interrumpibilidad en el mercado distintas a las establecidas con carácter general en la presente orden cuando dichas condiciones puedan suponer mejoras para la gestión del sistema en función de circunstancias específicas de generación, transporte y distribución.

La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del Operador del Sistema, podrá autorizar lo solicitado siempre que de dicha aplicación particular se derive un beneficio para el sistema eléctrico y la seguridad de suministro. En cualquier caso la adaptación de la retribución a las condiciones específicas de este servicio no podrá superar los límites establecidos con carácter general en esta orden para el servicio de interrumpibilidad.

Disposición adicional quinta. *Realización de pruebas para la implantación de nuevos servicios de comunicaciones del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de interrumpibilidad.*

Se habilita al operador del sistema a realizar las pruebas de carácter experimental que considere estrictamente necesarias con el fin de evaluar el funcionamiento de nuevos servicios de comunicaciones del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de interrumpibilidad.

A estos efectos, el operador del sistema enviará a la Dirección General de Política Energética y Minas el listado de cada uno de los proveedores del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad con contrato en vigor a los que esté previsto realizar dichas pruebas, y procederá a informar a dicha Dirección General sobre cada una de las pruebas que se realicen.

Durante la realización de cada una de las pruebas, el Operador del Sistema podrá utilizar para la notificación de una orden de reducción de potencia, su cambio o anulación, los siguientes medios alternativos de comunicación, distintos del Protocolo de Comunicación:

a) Fax. El proveedor del servicio indicará al Operador del Sistema un número de fax específico para este propósito.

b) Correo electrónico. El proveedor del servicio indicará al Operador del Sistema una o varias direcciones de correo electrónico específicas para este propósito.

c) Teléfono móvil: El proveedor del servicio indicará al Operador del Sistema uno o varios números de teléfono móvil para este propósito.

El Operador del Sistema utilizará todos los medios alternativos de comunicación de los que disponga con cada proveedor del servicio, siempre que ello sea viable durante la operación en tiempo real.

Disposición transitoria primera. *Aplicación del servicio de interrumpibilidad hasta el 31 de octubre de 2008.*

1. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar hasta el 31 de octubre de 2008 la aplicación de estos servicios una vez comenzada la temporada alta eléctrica (1 de noviembre de cada año) a aquellos consumidores que, cumpliendo los requisitos exigidos para la aplicación de los mismos en la presente Orden así lo soliciten y siempre que se trate de suministros que hubieran estado acogidos al sistema de interrumpibilidad en tarifa general o tarifa horaria de potencia con anterioridad a la entrada en vigor de la presente orden, estableciendo en la misma las condiciones de adaptación la retribución, quedando obligados a permanecer en el servicio que contraten hasta el 31 de octubre de 2008.

En estos casos, el plazo para que el Operador del Sistema emita el informe que se establece en el artículo 10 y para que la Dirección General de Política Energética y Minas resuelva la solicitud conforme el artículo 11 será de 15 días. La certificación que ha de emitir el Operador del Sistema para el otorgamiento de la autorización administrativa, a que se hace referencia en el articulo 11.5, tendrá carácter provisional, estableciéndose un período de tres meses para la realización de las inspecciones que den lugar a la certificación definitiva.

2. El Operador del Sistema, procederá a la formalización del contrato en el plazo máximo de 5 días desde que el consumidor presente la autorización al citado Operador.

3. Para la aplicación de la presente disposición será requisito necesario que previamente se haya aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas el modelo de contrato del servicio de interrumpibilidad en el mercado, así como el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control de este servicio, conforme se establece en la disposición adicional segunda.

Disposición transitoria segunda. *Procedimientos de Operación.*

El operador del sistema, en el plazo de dos meses a partir de la publicación de la presente orden, presentará una propuesta de procedimiento de operación referente a la

liquidación y facturación del servicio de interrumpibilidad a la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el mismo plazo presentará una propuesta de procedimiento de operación donde se defina la metodología para calcular la denominada «previsión de potencia disponible» a que se refiere el apartado 1 del artículo 5 y, además, se concreten los mecanismos de comunicación con los gestores de las redes de distribución, plazos de aviso, actuaciones y criterios de aceptación o rechazo a efectos de la aplicación de lo establecido en el apartado 3 del artículo 5.

Disposición final primera. *Revisión de la norma.*

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, revisará cada cuatro años, previo informe del Operador del Sistema y de la Comisión Nacional de Energía, el mecanismo de gestión de la demanda regulado en esta orden para adaptarlo a las necesidades del sistema en cada momento.

Disposición final segunda. *Ejecución y aplicación.*

La Dirección General de Política Energética y Minas dictará las resoluciones necesarias para la ejecución y aplicación de lo dispuesto en la presente orden.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 60

Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 145, de 15 de junio de 2010
Última modificación: 30 de diciembre de 2022
Referencia: BOE-A-2010-9417

El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, adapta los principios de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, a las peculiaridades de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) con el objetivo de garantizar el suministro de energía eléctrica y su calidad, para que se realice con el menor coste posible.

En su artículo 6.5, el citado Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, dispone que mediante orden ministerial se establecerá el método de cálculo de coste de cada uno de los combustibles utilizados en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

De acuerdo con lo anterior, la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, aprueba el método de cálculo de coste para cada uno de estos combustibles en los SEIE, sin incluir entre ellos, sin embargo, el gas natural, dado que este último no estaba disponible en la fecha de publicación de dicha orden en ninguno de los SEIE.

No obstante, la puesta en marcha del gasoducto submarino península-Baleares va a permitir a determinados grupos de generación de estas islas utilizar gas natural, por lo que se hace necesario regular el método de cálculo de su precio.

Con este fin, y con fundamento en lo dispuesto por el artículo 7 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, en cuya virtud, en caso de que se utilizaran nuevos combustibles distintos de los contemplados por la propia orden, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de las Comunidades Autónomas o Ciudades afectadas, aprobará el método de cálculo del precio correspondiente al nuevo combustible, la presente orden establece un procedimiento de cálculo del precio de combustible gas natural consumido por los grupos de generación en el sistema eléctrico insular balear.

El procedimiento para el cálculo del precio del combustible gas natural, se establece en función del coste medio mensual de aprovisionamiento del gas natural licuado (GNL) en el mes de consumo, publicado por la Comisión Nacional de Energía en el «Informe Mensual de supervisión del mercado mayorista del gas» considerando las mermas de regasificación y transporte, y el coste medio de los peajes de acceso, incluyendo el coste de almacenamiento subterráneo. Respecto al término de conducción del peaje de transporte y distribución, se reconoce la cantidad efectivamente abonada en dicho mes por el comercializador que

suministre el gas a la instalación en concepto de término de conducción (fijo y variable) del peaje de transporte y distribución.

Asimismo, para poder utilizar gas natural como combustible, es necesario realizar ciertos trabajos técnicos de reconversión de los grupos de generación, durante los cuales éstos deberán estar parados.

Teniendo en cuenta la reducción del coste de combustible que esto supone para el sistema eléctrico, y que esta indisponibilidad es causada por motivos ajenos a los titulares de los grupos, se considera adecuado que durante este tiempo sigan siendo retribuidos por el concepto de garantía de potencia.

Por otra parte, como consecuencia de las exigencias impuestas en las autorizaciones ambientales integradas emitidas por las autoridades competentes en la materia, determinadas instalaciones de generación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en concreto, de Canarias, que hasta la fecha venían consumiendo Fuel Oil BIA 1% (porcentaje de azufre del 1%), han de pasar a consumir en un breve plazo de tiempo Fuel Oil BIA con un contenido en azufre del 0,73%, combustible actualmente no recogido en la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo. En esta situación se encuentran grupos de las centrales de Gran Canaria (Jinámar), Tenerife (Candelaria), Lanzarote (Punta Grande) y Fuerteventura (Salinas).

Es necesario por tanto incluir este nuevo combustible, más caro por la mayor calidad (menor contenido de azufre), en el sistema de liquidaciones. Actualmente no existe una referencia específica en el mercado CIF. No obstante, sí existen cotizaciones FOB en el mercado europeo cuya diferencia refleja el diferencial derivado de la mayor calidad del combustible (son las cotizaciones FOB NWE del Fuel Oil 1% y del Fuel Oil 0,5/0,7%).

El diferencial entre ambas cotizaciones sería la prima a añadir a la cotización internacional High CIF MED actualmente existente para el Fuel Oil BIA 1%. Los costes de logística serían los mismos que los del Fuel Oil BIA 1%.

El artículo 6.2 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, establece para las empresas propietarias de los grupos de generación la obligación de realizar pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables. Estas pruebas responderán a un procedimiento único, por tipo de tecnología, el cual será aprobado próximamente por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Teniendo en cuenta que la realización de las pruebas implica una elevada disposición de medios materiales y humanos, así como separar temporalmente los grupos de generación de la operación del sistema, lo que en algunos de estos sistemas aislados es un asunto sensible desde el punto de vista de la seguridad del suministro; se considera más adecuado no realizar las pruebas a todas las instalaciones, sino únicamente a una muestra representativa de los grupos, previa autorización de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Se establece, a su vez, que la información relativa a los parámetros a'', b'' y d –correspondientes a los costes de arranque y a los costes de operación y mantenimiento–, que no se obtiene de las pruebas técnicas de rendimiento de los grupos dado su carácter puramente económico, sea remitida directamente a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación.

Para mayor claridad en la redacción de los anteriores aspectos, se deroga el artículo 6.2 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, y se añade un nuevo artículo 6 bis, que comprende cuatro apartados, y en el que se puntualizan además algunos aspectos del proceso de realización de las pruebas de rendimiento. En él se establece asimismo la disponibilidad de las instalaciones a efectos de su retribución por garantía de potencia durante el tiempo en que se realicen las pruebas de rendimiento, considerando que ésta es una obligación ajena a los titulares de los grupos y que no va a afectarles a todos por igual.

Teniendo en cuenta que el procedimiento para realizar las pruebas de rendimiento no ha sido aprobado hasta la fecha, se introduce un nuevo plazo de dos años para realizar las mismas en las instalaciones existentes.

Los apartados 3.3 y 3.4 del artículo 7 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, establecen las referencias para la fijación del precio del Fuel 1250",

Redwood, del Fuel Oil n.° 1 y del Diesel Oil consumidos en los SEIE, interviniendo para ello la cotización del Gasoil 0,2 por ciento en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera) publicada en el Platts European Marketscan.

Mediante el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se determinan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo y se regula el uso de determinados biocarburantes, se introdujeron limitaciones, derivadas de las nuevas exigencias comunitarias, en el contenido de azufre del gasoil, lo que obligaba a que el gasoil a consumir por las instalaciones de generación de estos sistemas tenga un contenido de azufre del 0,1 por ciento.

Debido a la necesidad de utilizar Gasoil 0,1 por ciento, mediante la Orden ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008, se modificó la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, para recoger este nuevo combustible. Al mismo tiempo, no se modificaron las referencias al Gasoil 0,2 por ciento incluidas en la determinación de los precios del Fuel 1250"» Redwood, del Fuel Oil n.° 1 y del Diesel Oil, por mantenerse aún la cotización del mismo en el Platts European Marketscan.

No obstante, y dado que en Europa ha dejado de consumirse, esta referencia ha dejado de ser líquida y desde enero de 2010 el Gasoil 0,2 por ciento ha dejado de cotizarse en el Platts European Marketscan. Por tanto, es necesario modificar todas las referencias del apartado 3 del artículo 7 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, que incluyeran para su determinación el Gasoil 0,2 por ciento, debiendo sustituirlas por el Gasoil 0,1 por ciento.

Por otra parte, la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, establece que la demanda de los SEIE paga el precio medio de la demanda peninsular, el cual incluye el coste medio de los desvíos de toda la demanda peninsular, por lo que toda la demanda en SEIE soporta coste por desvío, con independencia de que incurra en él o no.

Asimismo, la citada orden establece un coste financiero para los comercializadores que se desvíen, que supone un coste adicional al coste medio de desvíos implícito en el coste medio peninsular y tenía sentido cuando el distribuidor actuaba como agente de cierre en la liquidación sin medidas, situación que ya no es de aplicación con la entrada en vigor del comercializador de último recurso.

Para resolver esta discriminación negativa para la demanda en SEIE en comparación con la demanda peninsular, se propone modificar la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, para aplicar a la demanda en SEIE el mismo mecanismo de coste de desvíos aplicado actualmente al régimen especial en los SEIE. El mecanismo consiste en eliminar la componente de coste de desvíos del precio medio peninsular y aplicar al valor absoluto del desvío de la demanda en SEIE el coste medio de desvíos de la demanda peninsular.

La Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, establece asimismo que el precio de adquisición del consumo de servicios auxiliares de las instalaciones de generación en los SEIE es el precio medio de la demanda peninsular, excluidos los pagos por capacidad, pero incluyendo los costes por los servicios de ajustes del sistema y el coste de la banda de secundaria. Las adquisiciones de servicios auxiliares en la península no soportan estos costes, por lo que se elimina esta discriminación modificando la citada orden para que el precio del consumo de servicios auxiliares del régimen ordinario y especial en los SEIE sea el precio del mercado diario.

Las modificaciones normativas relativas al traspaso de funciones del Operador del Mercado al Operador del Sistema en los SEIE asignadas por la Ley 17/2007, de 4 de julio, así como las novedades introducidas con la comercialización de último recurso y el cambio de la figura de los distribuidores, no han sido totalmente incorporadas a la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, hasta la fecha. Por este motivo se eliminan aspectos obsoletos y se actualizan las referencias a estos asuntos en la citada orden.

En este sentido, se puntualiza en el nuevo texto que la obligación de pago por capacidad y por coste de desvíos definidas en los apartados cuarto y quinto del artículo 12 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, no será de aplicación a los comercializadores de último recurso por la energía eléctrica que adquieran en el despacho de cada SEIE para el suministro a sus consumidores de último recurso, debido a que estos conceptos ya están incluidos en el precio de adquisición de la energía que les aplica, regulado en la disposición adicional decimoquinta del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril.

Con el objeto de mejorar la comprensión para los participantes en los SEIE del artículo 11 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, se simplifica -sin introducir cambios en su contenido- su redacción, que aparecía con una formulación excesivamente compleja en comparación con la normativa peninsular.

Por último, se modifica el artículo 14 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, de forma que se tenga en cuenta la existencia de la producción del régimen especial, ajustándose a los cálculos que se vienen realizando para la Comisión Nacional de Energía.

Las medidas contenidas en esta orden suponen en su conjunto un ahorro en los costes de generación de los SEIE, ahorro que repercute directamente en la compensación de estos sistemas realizada a través de los Presupuestos Generales del Estado y los costes permanentes del sistema eléctrico que recogen las tarifas de acceso de los consumidores.

De acuerdo con lo prescrito en la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en fecha 20 de mayo de 2010, esta orden ha sido objeto de informe por la Comisión Nacional de Energía. Para la elaboración de este informe se han tenido en consideración las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Electricidad.

Finalmente, la orden ha sido objeto de informe por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, en su reunión de 10 de junio de 2010.

En su virtud, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden el establecimiento de un procedimiento de cálculo del precio del combustible gas natural consumido por los grupos de generación en el sistema eléctrico insular balear, el establecimiento de un procedimiento de cálculo del precio del Fuel Oil BIA 0,7-0,73 a efectos de la retribución de los grupos de generación del sistema eléctrico canario y la regulación de otros aspectos del régimen de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Artículo 2. *Establecimiento del precio del gas natural a efectos de la retribución de los grupos de generación del sistema eléctrico balear.*

(Derogado).

Artículo 3. *Establecimiento del precio del Fuel Oil BIA 0,7-0,73 a efectos de la retribución de los grupos de generación del sistema eléctrico canario.*

1. El método de cálculo del precio correspondiente al combustible Fuel Oil BIA 0,7-0,73 a utilizar por los grupos generadores del sistema eléctrico canario, será el establecido en el artículo 7 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, aplicando, para el cálculo del precio del producto y del coste de logística lo siguiente:

1.1 El precio del producto para el Fuel Oil BIA 0,7-0,73 se fijará semestralmente por la Dirección General de Política Energética y Minas, en los meses de enero y julio, y se calculará como media aritmética de las cotizaciones mensuales, correspondientes al semestre inmediatamente anterior, de las cotizaciones altas de Fuel Oil 1 por ciento en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera), incrementadas por la prima de calidad calculada como diferencia entre las cotizaciones altas en el mercado FOB NWE del Fuel Oil 0,5-0,7 por ciento y del Fuel Oil 1 por ciento publicadas en el Platts European Marketscan.

1.2 El coste de logística para el Fuel Oil BIA 0,7-0,73 tomará los mismos valores en euros/Tm que los fijados para el Fuel Oil BIA 1 por ciento.

[. . .]

Disposición transitoria primera. *Adaptación de los grupos de generación del sistema eléctrico balear con motivo del cambio de combustible a gas natural.*

Los grupos de generación del sistema eléctrico balear, durante el periodo en que se encuentren realizando los trabajos de reconversión para su adaptación al cambio de combustible a gas natural, serán considerados disponibles a efectos de la retribución por

garantía de potencia prevista en el artículo 3 de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

1. Que antes del 31 de agosto de 2010 el titular de los grupos remita al Operador del Sistema el plan de adaptación de los grupos, con el detalle de los plazos de realización de los trabajos, y éste dé su aceptación al respecto.
2. Que el plazo de reconversión no sea superior a dos meses para cada grupo.
3. Que todas las plantas que tengan previsto utilizar este combustible hayan terminado su reconversión antes del 31 de diciembre de 2010.

No obstante, por causas excepcionales, la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del operador del sistema, podrá autorizar la ampliación de estos plazos hasta el 31 de octubre de 2011.

Disposición transitoria segunda. *Plazo para la realización de las pruebas de rendimiento para la determinación de parámetros para los grupos de generación existentes.*

Los titulares de las instalaciones en régimen ordinario existentes a la entrada en vigor de la resolución por la que se aprueben los procedimientos de pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros, dispondrán para la realización de las pruebas de un plazo máximo de dos años a contar desde la fecha de entrada en vigor de dicha resolución.

A estos efectos, el operador del sistema, teniendo en cuenta la propuesta de las empresas propietarias de los grupos, remitirá antes del 1 de octubre de 2010 a la Dirección General de Política Energética y Minas el listado de las instalaciones de generación existentes a las que se propone realizar las pruebas de rendimiento, de acuerdo con lo previsto en el apartado 3 del artículo 6 bis de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo.

[. . .]

§ 61

Orden IET/1711/2013, de 23 de septiembre, por la que se establece el método de cálculo de los costes fijos y variables de la instalación de producción eléctrica hidroeólica de Gorona del Viento

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 230, de 25 de septiembre de 2013
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2013-9944

En el Plan de Sostenibilidad de El Hierro aprobado el 27 de noviembre de 1997 por el Cabildo de El Hierro se recoge el proyecto de hacer de la isla un lugar autosostenido. Posteriormente, en enero de 2000, la isla fue declarada Reserva de la Biosfera. En este marco, el Cabildo de El Hierro, Unelco S.A. y el Instituto Tecnológico de Canarias (I.T.C.) iniciaron un proyecto combinado de aprovechamiento eólico e hidráulico con almacenamiento.

El proyecto denominado «Central Hidroeólica de El Hierro» está promovido por Gorona del Viento. El Hierro, S.A., participada por el Cabildo Insular (60%), Endesa (30%) y el Instituto Tecnológico de Canarias (10%). Para esta inversión se han contemplado ayudas consignadas en los Presupuestos Generales del Estado por un importe de hasta 35 millones de euros.

El apoyo público se ha concedido en el marco de las actuaciones que lleva a cabo el Gobierno en materia de ahorro, diversificación energética, aprovechamiento de las energías renovables y respeto al medio ambiente y por tratarse de un proyecto de alta innovación tecnológica y ejemplarizante, el cual permitirá poner en práctica un modelo de gestión energética integrada hidroeléctrica-eólica, altamente replicable en otras islas y en la Península, ya que facilitará la integración de la energía eólica en el sistema eléctrico nacional.

El proyecto hidroeólico integra un parque eólico, un grupo de bombeo y una central hidroeléctrica. El parque eólico es capaz de suministrar energía eléctrica directamente a la red y, simultáneamente, alimentar a un grupo de bombeo que embalse agua en un depósito elevado, como sistema de almacenamiento energético. La central hidroeléctrica aprovecha la energía potencial almacenada, garantizando el suministro eléctrico y la estabilidad de la red.

Por otro lado, el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, adapta los principios de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, a las peculiaridades de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (en adelante, SEIE), con el triple objetivo de garantizar el suministro de energía eléctrica y su calidad para que se realice con el menor coste y con las menores singularidades posibles.

El artículo 10 del citado Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, establece que la retribución de los productores en régimen especial que participen en el despacho técnico de energía gestionado por el operador del sistema será la que resulte de aplicar, en estas

instalaciones de régimen especial, lo dispuesto en el citado real decreto para las instalaciones de producción de régimen ordinario.

Adicionalmente, el citado real decreto establece que mediante orden ministerial se establecerá el método de cálculo de la retribución por garantía de potencia aportada al sistema por los grupos en régimen ordinario así como el método de cálculo de cada uno de los combustibles utilizados en los sistemas eléctricos extrapeninsulares e insulares.

El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, se desarrolla a través de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

No obstante las citadas órdenes no contemplan el modelo retributivo de una central de características tan singulares como la central hidroeólica de Gorona del Viento, por lo que se hace necesario desarrollar su modelo retributivo como único, específico y singular, así como su integración en el despacho de generación en el sistema eléctrico aislado de El Hierro.

Esta orden considera la Central de Gorona del Viento como una única instalación, retribuyéndose únicamente la energía generada medida en el punto frontera de la misma, sin tener en cuenta los flujos internos, de forma que se optimice el funcionamiento del bombeo.

Por otra parte, Gorona del Viento es una instalación singular de cuya tipología no existen datos históricos en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y en la que su modo de funcionamiento y el porcentaje de energía eólica generado para cubrir la demanda y para bombear tienen una gran incidencia en la retribución. Por ello, se considera necesario fijar en esta orden la metodología de cálculo de los diferentes conceptos retributivos y habilitar a la Dirección General de Política Energética y Minas a fijar anualmente su valor, teniendo en cuenta los costes auditados y el histórico de funcionamiento de la central, de forma que se garantice una retribución razonable para la misma.

La retribución que se otorga a esta instalación tiene en cuenta que nos encontramos ante una central de unas características tan singulares que justifica un trato diferencial. Se trata de un proyecto no comparable con otro, del que no existen otras experiencias y único en el mundo.

La orden que se aprueba ha sido previamente informada por la Comisión Nacional de Energía (Informe 12/2013, de 6 de junio), considerándose sustanciado el trámite de audiencia a los interesados a través de los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad. En particular, ha sido consultada la Comunidad Autónoma de Canarias.

La Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha tratado de esta orden, como asunto para informe, en su reunión de 19 de septiembre de 2013.

En su virtud, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden la determinación del método de cálculo de los costes variables y del término de garantía de potencia de la Central Hidroeólica de Gorona del Viento en la isla de El Hierro, así como su integración en el despacho técnico y económico de la energía en este sistema eléctrico aislado.

A los efectos de esta orden, la Central de Gorona del Viento se considera una única instalación de tecnología hidroeólica. La energía generada a efectos retributivos será la energía medida en el punto frontera.

En ningún caso será retribuida la energía producida en esta central a partir de fuentes de energía externas.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta orden es de aplicación a todos los sujetos definidos en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que ejerzan sus actividades en el sistema eléctrico aislado de El Hierro.

Artículo 3. *Coste variable de generación horario.*

1. El coste variable de generación de la Central Hidroeólica de Gorona del Viento se corresponde con los costes variables de operación y mantenimiento de la central multiplicados por cada MWh generado medido en el punto frontera con la red, que se establecen en 15,57 euros/MWh.

Los costes de variables de la instalación se incrementarán en el importe equivalente a la aplicación de los peajes de acceso resultantes de la aplicación de la normativa en vigor.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas revisará cada tres años los valores de los parámetros anteriores atendiendo a la evolución de las diferentes tecnologías, a la modificación sustancial del régimen de funcionamiento de la central o como resultado de los datos aportados por las auditorías técnicas-económicas.

Artículo 4. *Cálculo de la retribución por garantía de potencia.*

1. La retribución por garantía de potencia de la Central Hidroeólica de Gorona del Viento se calculará para un período anual n, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RGpot_n = \sum_{h=1}^{h=X} P_{disponible}(h) * Gpot_n(h)$$

Siendo:

$RGpot_n$: Retribución por garantía de potencia para la central en el año n, expresada en euros.

P disponible (h): Potencia disponible de la central en la hora h, expresada en MW. Su valor vendrá determinado en cada hora por la diferencia entre la potencia neta hidráulica de la central expresada en MW, y la potencia indisponible de la central expresada en MW en dicha hora.

La potencia neta hidráulica de la central será la que conste en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y se obtendrá de las pruebas de potencia neta de la central.

El valor de la potencia indisponible para cada hora será establecida por el operador del sistema.

$Gpot_n$ (h): Garantía de potencia en el año n de la central en la hora h, expresada en euros/MW.

X = N.º de horas total del año. 8760 en año normal y 8784 en año bisiesto.

2. El valor de la garantía de potencia horaria por MW reconocida [Gpot (h)] se calcula de la siguiente forma:

$$Gpot_n(h) = \frac{Gpot_n}{Hi}$$

Donde:

$Gpot_n$ (h): Garantía de potencia horaria en el año n de la central en la hora h, expresada en euros/MW,

$Gpot_n$: Garantía de potencia anual de la central en el año n expresada en euros/MW.

Hi: Horas anuales de funcionamiento estándar de la central, teniendo en cuenta las horas anuales estándar de fallo y mantenimiento de la central.

El operador del sistema controlará, mediante la aprobación de los planes de indisponibilidad programada, que no se produzca un exceso de revisiones programadas en un determinado período estacional.

3. El valor de las horas anuales de funcionamiento estándar de la central, a efectos del cálculo del valor de la garantía de potencia horaria por MW será de 2668 h en los años no bisiestos y de 2675 h en los años bisiestos.

La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del operador del sistema, podrá revisar las horas anuales de funcionamiento estándar de la central si el funcionamiento de la central en su operación real difiere sustancialmente de las previsiones de funcionamiento del proyecto.

4. En el caso de que se obtuviera algún tipo de beneficio por parte del titular de la central derivado de la aplicación de este tipo de tecnología en otros proyectos, se descontará de la retribución anual en concepto de garantía de potencia de la central el 50 por ciento de dichas cuantías.

Artículo 5. *Valor de la garantía de potencia anual para la central.*

1. El valor unitario de la garantía de potencia anual ($Gpot_n$) de la central en el año n se obtendrá mediante la siguiente fórmula:

$$Gpot_n = CIT_n + COMT_n + GLLV_n + RA_n$$

Donde:

CIT_n: Anualidad (en el año n) del coste de inversión de la central, expresada en euros/MW de potencia neta de la instalación de turbinación.

$COMT_n$: Anualidad (en el año n) de los costes de operación y mantenimiento fijos de la central expresada en euros/MW de potencia neta de la instalación hidráulica inscrita en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

GLLVn: Anualidad (en el año n) del coste de llenado inicial de los vasos.

Este concepto será amortizado durante los primeros cinco años desde la puesta en servicio de la central y su valor será determinado a partir de los gastos debidamente auditados tras la puesta en servicio de la central.

El coste máximo de llenado inicial de los vasos se establece en 135.000 euros.

RAn: Retribución adicional máxima (en el año n).

Dicha retribución será establecida anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas al objeto de garantizar una rentabilidad razonable del proyecto, y tendrá un valor máximo de 122.079 euros/MW hidráulico.

Esta cantidad queda pendiente de la justificación documental de la inversión a que hace referencia el epígrafe 5.3.1) del Informe 12/2013 de la Comisión Nacional de Energía. La inversión no contemplará en ningún caso el coste de los terrenos.

2. La anualidad (en el año n) del coste por inversión para la central se compondrá de dos términos, la retribución por amortización y la retribución financiera, y se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CIT_n = A + Rn$$

Donde:

CIT_n: Anualidad (en el año n) por inversión de la central expresada en euros/MW de potencia neta hidráulica.

A: Retribución por amortización anual de la inversión de la central expresada en euros/MW de potencia neta hidráulica.

R_n: Retribución financiera en el año n de la inversión de la central, expresada en euros/MW de potencia neta hidráulica.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas establecerá, una vez obtenida el acta de puesta en marcha de la instalación, el valor unitario de la garantía de potencia anual (Gpotn) reconocida a la central basada en los datos auditados de la inversiones realmente realizadas.

Artículo 6. *Método de cálculo de la anualidad del coste por inversión y del coste por operación y mantenimiento.*

1. La retribución por amortización de la central se obtendrá como sumatorio de la amortización de cada partida i de la inversión de la central (A_i), expresada en euros/MW, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A = \sum_i (Ai) \text{ /MW hidráulicos}$$

$$Ai = VIi / VUi$$

Donde:

VIi: Valor de cada partida i de la inversión reconocida de la central, expresada en euros. El valor de la inversión reconocida a cada instalación de generación será fijado por la Dirección General de Política Energética y Minas, a petición del titular de la instalación y una vez obtenida el acta de puesta en servicio de la instalación, y será el valor real de la inversión realizada debidamente auditada.

Para el cálculo de la inversión reconocida se tendrá en cuenta la inversión financiera que haya sido necesaria durante los años de construcción de la central, que deberá estar debidamente justificada. Para el cálculo de los valores de inversión reales se descontarán aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución. Asimismo se descontarán las subvenciones percibidas de las Administraciones públicas, las instalaciones financiadas y cedidas por terceros, así como los conceptos que no sean susceptibles de ser amortizados, entre los que se encuentran los terrenos.

VUi: La Vida útil de las diferentes partes de la central, expresada en años. Se considerará de veinte años para las inversiones en instalaciones del parque eólico, de veinticinco años para los grupos e instalaciones de la central de turbinación bombeo y de sesenta y cinco años para la obra civil de instalaciones hidráulicas. Para los conceptos no contemplados expresamente la vida útil será de veinte años

2. La retribución financiera de la inversión de la central (R_n), expresada en euros/MW, se calculará cada año n aplicando la tasa de retribución (Tr_n) a la inversión neta (VNI_n), conforme a la siguiente fórmula:

$$Rn = VNIn * Trn$$

Donde:

VNI_n: Valor neto de la inversión de la central en el año n, expresada en euros/MW.

VNI_n: VI - Aa_{n-1}

Donde:

VI: Valor de la inversión de la central, expresada en euros/MW, con el mismo significado que el del apartado anterior.

Aa_{n-1}: Amortización acumulada hasta el año n-1 de la central, expresada en euros/MW.

Tr_n: Tasa financiera de retribución a aplicar en el año n. La tasa financiera de retribución a aplicar se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 200 puntos básicos y tendrá una vigencia de tres años. Para el cálculo de la tasa de retribución se tomará como valor de las obligaciones del Estado a diez años la media de los veinticuatro meses comprendidos entre junio del año n-3 y junio del año n-1.

3. Los valores unitarios de la anualidad a aplicar en concepto de costes de operación y mantenimiento fijos, $COMT_n$, comprenderán los costes fijos de operación y mantenimiento asociados a los recursos humanos, los seguros obligatorios y las pérdidas por evaporación

de agua. El valor de los costes fijos de operación y mantenimiento, a efectos del cálculo del valor de la garantía de potencia horaria por MW serán de 20,16 K€/MW.

La Dirección General de Política Energética y Minas, cada tres años, podrá revisar los valores unitarios de la anualidad a aplicar en concepto de costes de operación y mantenimiento fijos, COMTn, en función de los costes auditados.

4. Cuando finalice la vida útil de la instalación y continúe en operación, la retribución de la central se realizará en los términos establecidos reglamentariamente para el resto de instalaciones de producción en estos territorios.

Las inversiones por renovación o modificación sustancial de una central tendrán la consideración de inversiones extraordinarias o adicionales y deberán ser reconocidas en los términos establecidos reglamentariamente para este tipo de instalaciones.

A estos efectos, en el plazo de tres meses antes de la finalización de la vida útil de la central el propietario de la central deberá solicitar al órgano competente de la Comunidad Autónoma de Canarias y al operador del sistema, que remitan a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe técnico sobre las condiciones de la instalación en los términos establecidos reglamentariamente.

Artículo 7. *Establecimiento del valor unitario de la garantía de potencia anual por la Dirección General de Política Energética y Minas.*

1. La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá anualmente, conforme a la metodología prevista en esta orden, el valor unitario de la garantía de potencia anual ($Gpot_n$) reconocida a la central, desglosando los valores de CIT_n, $COMT_n$, $GLLV_n$ y RA_n.

2. A estos efectos, el titular de esta instalación deberá presentar a la Dirección General de Política Energética y Minas, antes de que finalice el primer trimestre de cada año, los valores auditados de los costes realizados en el año anterior, incluyendo en aquellos conceptos aplicables, el desglose previsto en la Resolución de 1 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los criterios para la realización de auditorías de los grupos de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares.

Asimismo, deberá incluir en la anterior comunicación los valores de la energía generada a partir de la instalación hidráulica y eólica así como, de esta última, el porcentaje de generación destinada a cubrir la demanda y la destinada a bombear, los gastos por evaporación de agua y seguros subscritos por la central. Del mismo modo, deberán incluir en esta comunicación la información relativa a las eventuales aplicaciones de esta tecnología en otros proyectos y, en su caso, de los beneficios que pudieran existir derivados de esta aplicación.

3. Asimismo, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar al titular de la instalación cualquier información adicional necesaria para el cálculo de los parámetros y conceptos regulados en la presente orden.

Artículo 8. *Procedimiento de liquidación de la energía generada.*

El procedimiento de liquidación de la energía generada por la instalación de Gorona del Viento será el establecido en la normativa para las instalaciones de régimen ordinario

Disposición final primera. *Modificación del artículo 4 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

Se modifica el apartado 3.1 Programación semanal y diaria del artículo 4 Procedimiento de despacho de la generación de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, en los siguientes términos:

«3.1 Programación semanal y diaria:

El despacho económico se iniciará en una programación semanal para todos los sistemas eléctricos que componen los SEIE, redefinida en programaciones diarias

con las excepciones que se puedan establecer en los procedimientos de operación, y serán debidamente comunicadas a los agentes implicados.

Sin perjuicio de su desarrollo en el Procedimiento de Operación correspondiente, el despacho de generación se realizará partiendo de los parámetros técnicos aprobados para cada grupo generador de régimen ordinario, particularmente los siguientes:

a) Potencia neta máxima y mínimo técnico.
b) Rampas de subida y bajada de potencia.
c) Tiempos y costes de arranque.
d) Costes variables de funcionamiento según el nivel de carga (combustible y otros costes variables de operación y mantenimiento).
e) Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación.

En el caso de los sistemas de turbinación-bombeo se considerará la información siguiente:

a) Potencia efectiva neta y mínimo técnico para los grupos de turbinación-bombeo.
b) Rampas de subida y bajada de potencia para los grupos de turbinación-bombeo.
c) Tiempos de arranque, tanto para los grupos de turbinación como para los de bombeo.
d) Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación primaria, secundaria y terciaria, tanto para los grupos de turbinación como para los de bombeo.
e) Cotas y volúmenes almacenados en los embalses.

A ello el operador del sistema añadirá:

a) La información comunicada por los agentes de indisponibilidades o restricciones adicionales en el funcionamiento de los generadores.
b) Los programas horarios previstos y comunicados por los generadores de régimen especial. Red Eléctrica revisará los programas previstos y utilizará en el despacho la mejor previsión disponible, particularmente en la generación eólica.
c) La mejor previsión de demanda horaria del sistema disponible en el horizonte de decisión.

El proceso de despacho constará al menos de dos etapas:

1.ª Despacho inicial con criterio exclusivamente económico: En esta etapa la generación y reserva rodante de cada grupo generador, para cada una de las horas, es asignada como nudo único. Asimismo, tendrá en cuenta un mínimo de generación gestionable necesaria que proporcione la inercia, reservas de regulación y garantía de cobertura suficiente para la explotación del sistema eléctrico en condiciones de seguridad y estabilidad.

Se utilizará para ello un modelo de minimización de costes variables que tenga en cuenta las características de los datos de entrada antes citados.

Cuando el sistema eléctrico disponga de instalaciones de generación de origen renovable, se programará su funcionamiento buscando minimizar tanto el coste variable del despacho para el periodo de planificación estudiado como el vertido de energía.

En caso de existir equipo hidráulico con embalse, se incorporará como dato de entrada información proveniente del valor del agua en los embalses calculado en una optimización del sistema a más largo plazo.

En el cálculo de la cobertura de la curva de demanda, la generación prevista de origen renovable se colocará en base, sin consideración de coste, hasta el límite de integración que permita salvaguardar las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico.

Cuando el sistema eléctrico disponga de sistemas de turbinación-bombeo, éstos se programarán sin consideración de costes para minimizar el vertido de energía. El

bombeo se programará a partir de generación de origen térmico únicamente cuando se minimice el coste de explotación para el conjunto del sistema y no se produzca vertido instantáneo de energía producida en régimen especial o a partir de fuentes de energía renovables.

2.ª En una segunda etapa se analizarán las posibles restricciones impuestas por la red de transporte a esta situación base de cobertura, por violación de los límites impuestos en estado normal de funcionamiento a las variables de control del sistema, y ante las contingencias establecidas en el Procedimiento de Operación correspondiente.

Se procederá a un reajuste de la generación si fuera necesario, con criterios de seguridad y economía, identificando condiciones de funcionamiento obligadas de los grupos.

De igual modo, se habrá procedido a reajuste de generación si las restricciones de carácter medioambiental así lo impusieran.»

Disposición final segunda. *Aplicación de la orden.*

Se autoriza a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo a dictar las resoluciones precisas para la aplicación de lo dispuesto en esta orden.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 62

Orden TEC/1172/2018, de 5 de noviembre, por la que se redefinen los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular de las Illes Balears y se modifica la metodología de cálculo del precio de adquisición de la demanda y del precio de venta de la energía en el despacho de producción de los territorios no peninsulares

Ministerio para la Transición Ecológica
«BOE» núm. 275, de 14 de noviembre de 2018
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2018-15515

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico establece los mecanismos que deberán ser desarrollados en la reglamentación de los territorios no peninsulares.

El Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares da cumplimiento al mandato establecido en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, estableciendo el régimen económico de las instalaciones de producción en estos sistemas en virtud de lo previsto en el mismo y en el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad. Igualmente contempla el desarrollo de determinados aspectos de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares y de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

El artículo 3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, define los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares y contempla que, en aquellos casos en los que se produzca una unión mediante redes eléctricas de dos o más sistemas eléctricos aislados de tal manera que se permita la integración en un único sistema, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se procederá a revisar la definición de los sistemas eléctricos aislados.

Con la puesta en servicio y conclusión de las pruebas del segundo circuito que une las islas de Mallorca e Ibiza se ha producido la integración total de los sistemas eléctricos de Mallorca-Menorca con Ibiza-Formentera. Dicha integración se debe reconocer mediante Orden Ministerial.

No obstante, en este momento el cable de interconexión eléctrica entre las islas de Mallorca y Menorca se haya en situación de indisponibilidad por descargo. En tanto no esté disponible una conexión entre dichas islas, el despacho de producción en el territorio no peninsular de Illes Ballears se realizará considerando la isla de Menorca aislada eléctricamente del sistema eléctrico Mallorca-Ibiza-Formentera.

De acuerdo a lo anterior, en la presente orden se procede a revisar la definición de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares según lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

Por otro lado, el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece una metodología para el cálculo del precio horario de adquisición de la demanda a partir del precio medio final peninsular afectado por un coeficiente de apuntamiento. Actualmente, para el cálculo del apuntamiento se utilizan valores históricos de costes de generación del sistema aislado en cuestión.

El nuevo sistema Mallorca-Menorca-Ibiza-Formentera no cuenta con valores históricos para utilizar esta metodología. La aplicación de los valores históricos por separado de los sistemas eléctricos desvirtuaría el resultado final. Se necesita, por tanto, el establecimiento de una nueva definición de apuntamiento.

Por otro lado, analizando el funcionamiento de los despachos de producción, se ha identificado que la señal a largo plazo del apuntamiento actual no es adecuada porque no desplaza la demanda a las horas valle, sino hacia las puntas, incrementando las necesidades de inversión de potencia.

Por todo ello, en la presente orden se redefine el apuntamiento con una fórmula que pueda utilizarse con garantías en el caso de unión o modificación de sistemas eléctricos aislados y además, que dé una señal clara a largo plazo que consiga desplazar la demanda hacia los periodos valle, y que será de aplicación a todos los sistemas de los territorios no peninsulares.

Asimismo, con el fin de que las empresas comercializadoras puedan conocer el coste de la energía con carácter previo, se establece una fórmula que depende de la demanda horaria prevista por el operador del sistema para llevar a cabo el segundo despacho de la programación diaria y que es publicada con carácter previo a su aplicación.

La redefinición del apuntamiento se lleva a cabo en virtud de lo establecido en la disposición final segunda. 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, que habilita a la actual Ministra para la Transición Ecológica a modificar los anexos incluidos en ese real decreto.

De acuerdo con todo lo expuesto, la presente orden contiene la regulación imprescindible para atender a la necesidad que se pretende cubrir, puesto que no se reconocería la integración de los sistemas eléctricos Mallorca-Menorca con Ibiza-Formentera sin la redefinición de sistemas eléctricos aislados dispuesta en la presente orden.

Adicionalmente, para que pueda ser efectiva dicha redefinición de sistemas eléctricos aislados resulta imprescindible modificar el cálculo del precio horario de adquisición de la demanda, mediante la modificación del apuntamiento, para que pueda ser empleado tras la integración de los sistemas eléctricos Mallorca-Menorca con Ibiza-Formentera, tal y como se ha expuesto.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, lo dispuesto en la presente orden ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su informe de fecha 3 de octubre de 2017.

Adicionalmente, el proyecto de orden fue objeto de trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de Electricidad, y en el mismo tuvieron acceso y pudieron formular alegaciones al texto las Comunidades Autónomas, entre ellas las Illes Balears.

En su virtud, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

1. Esta orden tiene por objeto redefinir los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular de Illes Balears, establecidos en el artículo 3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, de acuerdo con lo establecido en al apartado 3 del citado artículo 3.

2. Igualmente, la presente orden tiene por objeto modificar el anexo I del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, de acuerdo con lo previsto en el apartado 2 de la disposición final segunda del citado real decreto.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta orden es de aplicación a todos los sujetos definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que ejerzan sus actividades en alguno de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares.

Artículo 3. *Definición de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares.*

Los sistemas eléctricos aislados de los cuatro territorios no peninsulares son los siguientes:

Canarias	Illes Balears	Ceuta	Melilla
Gran Canaria.	Mallorca-Menorca-Ibiza-Formentera.	Ceuta.	Melilla.
Tenerife.			
Lanzarote-Fuerteventura.			
La Palma.			
La Gomera.			
El Hierro.			

Artículo 4. *Modificación del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

Se modifica el anexo I del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, que queda redactado como sigue:

«ANEXO I

Determinación del precio de adquisición de la demanda y del precio de venta de la energía en el despacho de producción

1. El precio horario de adquisición aplicable a los comercializadores, los consumidores directos, los generadores para su consumo de servicios auxiliares cuando el saldo neto sea comprador en esa hora y, en su caso, a los representantes, en los términos previstos en el artículo 70, se obtendrá según la expresión siguiente:

$$Ph_{demanda}\ (j) = PpeninD * Ah(z)$$

Siendo:

– $Ph_{demanda}$ (j): precio horario de adquisición de la demanda en el sistema eléctrico aislado j, expresado en €/MWh.

– PpeninD: precio medio final diario del mercado peninsular, en €/MWh, de los comercializadores y consumidores directos que adquieren su energía en el mercado de producción peninsular, publicado por el operador del sistema, descontados los costes de los mecanismos de capacidad, los costes de desvíos, los costes por intercambios internacionales no realizados por sujetos de mercado y los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y en su caso, otros costes que se establezcan.

– Ah(z): Apuntamiento en la hora h en el territorio no peninsular z al que pertenece el sistema eléctrico aislado j calculado según la siguiente expresión:

Siendo:

– Dh(z): demanda en la hora h prevista por el operador del sistema en el territorio no peninsular z, expresada en MWh. Dicha demanda se obtendrá como la suma de la demanda horaria prevista por el operador del sistema para llevar a cabo el segundo despacho de la programación diaria de acuerdo a lo establecido en el anexo X en cada uno de los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular z.

– DD(z): Promedio diario de la demanda horaria prevista por el operador del sistema en el territorio no peninsular z, expresada en MWh. Dicha demanda se

obtendrá como la media de las demandas horarias de ese día D previstas por el operador del sistema para llevar a cabo el segundo despacho de la programación diaria de acuerdo a lo establecido en el anexo X en los sistemas eléctricos aislados j, en MWh, que constituyen el territorio no peninsular z.

2. El precio horario de venta de la energía en el despacho del sistema eléctrico aislado j, $Ph_{venta}(j)$, aplicable a los productores con derecho a la percepción de régimen retributivo específico y a aquellos que no tengan reconocido ningún régimen retributivo adicional ni específico, en los términos establecidos en los artículos 7 y 8, se obtendrá según la expresión siguiente:

$$Ph_{venta}\ (j) = PMDI_D * Ah(z)$$

Siendo:

Ph_{venta} (j): Precio horario de venta de la energía en el despacho del sistema eléctrico aislado j, expresado en €/MWh

$PMDI_D$: Precio medio diario del mercado diario e intradiario peninsular, en €/MWh, obtenido a partir de la media ponderada de los precios horarios del mercado diario e intradiario del día D.»

Disposición adicional única. *Aplicación.*

Se habilita al Secretario de Estado de Energía a dictar cuantas resoluciones sean necesarias para la aplicación de esta orden.

Disposición transitoria única. *Despacho de producción en el territorio no peninsular de Illes Balears ante la indisponibilidad de conexión eléctrica entre islas.*

En tanto no esté disponible una conexión eléctrica entre las islas de Mallorca y Menorca, el despacho de producción en el territorio no peninsular de Illes Balears se realizará considerando dos sistemas eléctricos aislados, uno constituido por las islas de Mallorca-Ibiza-Formentera, y otro por la isla de Menorca.

El despacho de producción en el territorio no peninsular de Illes Balears se realizará considerando un único sistema eléctrico que incluya las islas de Mallorca-Menorca-Ibiza-Formentera desde el primer día del mes siguiente a la fecha de acta de puesta en servicio de la nueva conexión entre las islas de Mallorca y Menorca, o bien el primer día del mes siguiente a la fecha de la comunicación del restablecimiento de dicha conexión eléctrica al Ministerio para la Transición Ecológica por parte del operador del sistema.

Disposición final primera. *Títulos competenciales.*

Esta orden se dicta al amparo de las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día 1 del mes siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 63

Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025, y se revisan otras cuestiones técnicas

Ministerio para la Transición Ecológica
«BOE» núm. 312, de 28 de diciembre de 2019
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2019-18620

I

La ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, dispone que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares son objeto de una reglamentación singular, debido a las características específicas que presentan derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado. De esta forma se podrá determinar un concepto retributivo adicional para cubrir la diferencia entre los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en estos sistemas y los ingresos de dicha actividad de producción.

Asimismo, el artículo 14.4 de la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que los parámetros de retribución de la actividad de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional, se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europeo establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

Estos parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo del periodo regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente.

Por su parte, el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares desarrolla la metodología para el cálculo de la retribución que percibirán las instalaciones con derecho al régimen retributivo adicional.

Dicha retribución incluirá una retribución por coste fijo con una tasa de retribución similar al del resto de actividades de retribución regulada y una retribución por coste variable de generación que tiene en cuenta los costes de combustible, de operación y mantenimiento y los modos de funcionamiento de un grupo con un rendimiento medio, reforzando el concepto de instalación tipo de titularidad de una empresa eficiente y bien gestionada.

Los parámetros técnicos y económicos de cada una de las instalaciones tipo para el cálculo del régimen retributivo adicional, serán establecidos por orden ministerial para todo el periodo regulatorio siguiente.

Teniendo en cuenta que, en virtud de la disposición adicional primera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, el primer periodo regulatorio finalizará el 31 de diciembre de 2019, por la presente orden ministerial se procede a actualizar los parámetros técnicos y económicos de las instalaciones tipo para el cálculo del régimen retributivo adicional aplicable a aquellas instalaciones categoría A que tengan otorgado dicho régimen durante el segundo periodo regulatorio.

II

El artículo 21 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece el procedimiento por el que se actualiza el conjunto de parámetros técnicos y económicos de cada una de las instalaciones tipo que se utilizarán para el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional.

De esta forma, dispone que, por orden de la actual Ministra para la Transición Ecológica, se establecerá el conjunto de parámetros técnicos y económicos de cada una de las instalaciones tipo que se utilizarán durante todo el periodo regulatorio siguiente.

A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá un informe antes del 15 de febrero del último año de cada periodo regulatorio incluyendo una propuesta del conjunto de parámetros de cada instalación tipo.

Por su parte, las empresas titulares de los grupos deberán presentar cada año los valores auditados de los costes incurridos en el año anterior.

Asimismo, el apartado 3 del artículo 21 establece que los parámetros técnicos y económicos que podrán ser revisados antes del inicio de cada periodo regulatorio son los siguientes:

a) Los valores unitarios de referencia y el coeficiente de corrección para el cálculo del valor estándar de la inversión, aplicables a aquellos grupos para los que no se haya dictado resolución de reconocimiento del régimen retributivo adicional.

b) Los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijo y los factores de corrección.

c) Los valores de los parámetros técnicos de liquidación (a(i), b(i), c(i), a'(i) y b'(i)) y económicos de liquidación (O&MVLI y d) utilizados para el cálculo de los componentes de la retribución por costes variables de generación.

En cuanto a la tasa de retribución financiera anual, ésta podrá ser revisada de acuerdo con el artículo 28 del precitado real decreto, por lo que queda fuera del alcance de la presente norma.

III

Si bien, en el momento de iniciar la tramitación de la presente orden no se había recibido de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, debido al impacto económico que tiene sobre el sistema, se consideró necesario adecuar los parámetros para el segundo periodo regulatorio con la mejor información disponible. Por lo que se sometió a trámite de audiencia e informe de la mencionada Comisión una propuesta de parámetros técnicos y económicos para el segundo periodo regulatorio referida en el artículo 21.1 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

De acuerdo con lo anterior, para los parámetros de liquidación, se han considerado los valores auditados de costes de los titulares de las instalaciones que tienen otorgado régimen retributivo adicional en el primer periodo regulatorio. A estos efectos, se consideran los valores auditados correspondientes a los ejercicios en los que ya resulta de aplicación el marco normativo vigente y para los que existe información auditada disponible, que son 2015, 2016, 2017 y 2018. Partiendo de estos valores auditados de costes se han establecido parámetros de liquidación necesarios para realizar la actividad de producción por una empresa eficiente y bien gestionada.

Asimismo, se ha tenido en consideración la situación prevista de funcionamiento de determinados grupos de producción de energía eléctrica de acuerdo a los históricos de funcionamiento y, en su caso, a las circunstancias particulares puestas de manifiesto por el titular de la instalación en cumplimiento de requisitos medioambientales.

Por otra parte, la revisión de los parámetros técnicos de liquidación (a(i), b(i), c(i), a'(i) y b'(i)) partirá del resultado de las pruebas de rendimiento realizadas por el titular y supervisadas por el operador del sistema, sobre los grupos que integran las familias tipo, según lo establecido en el artículo 38 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

Adicionalmente, para aquellas familias tipo que actualmente no incluyen ningún grupo generador, pero para las que se disponía de parámetros técnicos y económicos en el primer periodo regulatorio se mantienen los mismos valores para el segundo periodo regulatorio al ser instalaciones tipo recogidas en la disposición final primera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

IV

Adicionalmente, en la presente orden se revisan otras cuestiones técnicas, algunas de las cuales tuvieron audiencia en la tramitación de la Orden TEC/1172/2018, de 5 de noviembre, por la que se redefinen los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular de Las Illes Balears y se modifica la metodología de cálculo del precio de adquisición de la demanda y del precio de venta de la energía en el despacho de producción de los territorios no peninsulares.

Las cuestiones revisadas son relativas a potencias y mínimos técnicos, entre otros, y adicionalmente se revisa el combustible autorizado para algunos grupos.

V

Por otra parte, la retribución de los grupos generadores en los territorios no peninsulares está muy afectada por los precios de los combustibles, incluyendo en este precio una parte correspondiente a logística. Cabe destacar que a partir del 1 de enero de 2020 entran en vigor nuevos requerimientos medioambientales que afectan al transporte marítimo motivados por la Directiva 2016/802 del Parlamento europeo y de la Consejo de 11 de mayo de 2016 relativa a la reducción del contenido de azufre de determinados combustibles líquidos, afectando estos cambios al aprovisionamiento de combustibles en los territorios no peninsulares. Asimismo, la naturaleza de estos aprovisionamientos en los territorios no peninsulares, en cuanto a capacidad de almacenamiento y gestión de los combustibles, deriva en una subida de los precios de logística de los mismos. Como consecuencia de lo anterior, deben ser revisadas las referencias de los precios de producto y logística de los combustibles autorizados de forma que se reflejen las nuevas condiciones de mercado en las que operan los grupos generadores en los territorios no peninsulares.

VI

La revisión de los anteriores parámetros y otras cuestiones técnicas que se revisan en la presente orden se llevan a cabo en virtud de lo establecido en el artículo 21 y de la habilitación a la actual Ministra para la Transición Ecológica recogida en la disposición final segunda. 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

Lo dispuesto en la presente orden ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y sometido a trámite de audiencia de los interesados.

Como consecuencia de lo anteriormente expuesto, de conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos en su reunión de 19 diciembre de 2019, resuelvo:

Primero. *Parámetros técnicos y económicos de retribución para el segundo periodo regulatorio.*

Los parámetros técnicos y económicos de retribución revisados para el segundo periodo regulatorio serán los que figuran en el Anexo I de la presente orden.

Segundo. *Modificación de los componentes del precio de combustibles a efectos de liquidación.*

Por orden de la Ministra para la Transición Ecológica y previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, antes de que transcurran 3 meses desde la entrada en vigor de esta orden se revisarán los precios de producto y logística a emplear en la determinación del precio de combustible para la determinación del régimen retributivo adicional aplicable a las instalaciones de producción ubicadas en dichos territorios.

Los precios de combustibles derivados de lo previsto en el apartado anterior tendrán efectos en la determinación del régimen retributivo adicional desde el inicio del segundo periodo regulatorio.

Tercero. *Modificación del anexo XIII del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

Se modifica el anexo XIII del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, en los términos referidos en el Anexo II de la presente orden.

Cuarto. *Eficacia.*

Los apartados primero y segundo de la presente orden surtirán efectos desde el día 1 de enero de 2020.

El apartado tercero de la presente orden surtirá efectos desde el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Parámetros técnicos y económicos de retribución para el segundo periodo regulatorio

1. Valores unitarios máximos de inversión

El valor unitario máximo de inversión, en €/KW, definido en la disposición adicional segunda, se obtendrá, para una determinada tecnología, a partir de la siguiente expresión:

$$Iu = k * PN^{l}$$

Siendo:

PN: potencia neta en MW del grupo que conste en el registro administrativo de instalaciones de producción.

k y l: parámetros que se calcularán de acuerdo con lo previsto a continuación.

Los valores de k y l aplicables a Baleares se muestran en la tabla siguiente:

Inversión unitaria (por kW neto) Tipo de planta

Parámetros	k	l
Turbina de gas aeroderivada.	1551,10	-0,2099
Turbina de gas ciclo simple. Heavy Duty.	1314,65	-0,1774
Ciclo combinado 1TG+1TV.	1669,17	-0,1337
Ciclo combinado 2TG+1TV.	997,14	-0,0204
Ciclo combinado 3TG+1TV.	1105,08	-0,0428
Motores diésel 4T.	2389,69	-0,2264
Motores diésel 2T.	2328,76	-0,2244
Vapor Carbón.	3439,22	-0,2090

El parámetro I aplicable a Canarias, Ceuta y Melilla tomará el valor de la tabla de Baleares.

El parámetro «k» aplicable a Canarias tomará el valor de la tabla de Baleares multiplicado por 1,15, y el parámetro «k» aplicable a Ceuta y Melilla se obtendrá de multiplicar el valor correspondiente a Baleares por 1,1.

2. Valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de las instalaciones tipo

Valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos Euros/MW

Tecnología	Potencia NETA (MW)	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Grupos Diésel - 2T.	Potencia < 5	78.584		90.083
Grupos Diésel - 2T.	5 ≤ Potencia < 12	55.125	70.234	
Grupos Diésel - 2T.	12 ≤ Potencia < 20	56.986	105.689	
Grupos Diésel - 2T.	Potencia ≥ 20	55.299	80.468	
Grupos Diésel - 4T.	Potencia<2		193.017	85.656
Grupos Diésel - 4T.	2 ≤ Potencia < 4		171.886	141.808
Grupos Diésel - 4T.	4 ≤ Potencia < 14		82.927	97.649
Grupos Diésel - 4T.	14 ≤ Potencia < 24	51.617	45.710	76.550
Turbinas de gas aeroderivadas.	Potencia < 50	44.560	49.650	24.693
Turbinas de gas heavy duty.	Potencia < 13	55.005	83.405	137.631
Turbinas de gas heavy duty.	13 ≤ Potencia < 25	59.550	89.039	66.535
Turbinas de gas heavy duty.	25 ≤ Potencia < 50	37.114	60.561	
Turbinas de gas heavy duty.	Potencia ≥ 50	13.017	14.923	
Turbinas de vapor de Carbón.		71.565		
Turbinas de Vapor de Fuel.	Potencia ≤ 40	21.698	24.873	
Turbinas de Vapor de Fuel.	40 < Potencia ≤ 60		23.139	
Turbinas de Vapor de Fuel.	60 < Potencia ≤ 80		36.214	
Ciclo combinado configuración 2x1.	200 ≤ Potencia ≤ 250	25.176	31.285	
Ciclo combinado configuración 3x1.	201 ≤ Potencia ≤ 250	26.705	37.503	
Hidráulica.			129.857	

3. Valores de los parámetros a, b y c de la retribución por costes variables de funcionamiento de las instalaciones tipo aplicables durante el segundo periodo regulatorio

Tecnología	Intervalo potencia neta (MW)	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	a (th/h)	b (th/h MW)	c (th/h MW^2)
Grupos Diésel - 2T	Potencia <5	IT-0001		IT-0100	-	-	-
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12	IT-0002	IT-0050		1.241,03	2.481,86	6,25
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	IT-0003	IT-0051		5.652,88	1.073,88	41,23
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20	IT-0004	IT-0052		4.088,46	1.660,64	5,46
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		IT-0053	IT-0101	342,67	1.986,54	96,11
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia < 4		IT-0054	IT-0102	1.033,79	1.568,10	133,44
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		IT-0055	IT-0103	1.496,53	2.092,45	-8,62
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	IT-0005	IT-0056	IT-0104	10.151,77	931,39	39,92
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	IT-0006	IT-0057	IT-0105	10.092,45	2.277,73	1,31
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	IT-0007	IT-0058	IT-0106	12.203,25	3.128,49	-48,74
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	IT-0008	IT-0059	IT-0107	17.803,66	2.277,53	20,56
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	IT-0009	IT-0060		28.618,46	1.847,61	9,15
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	IT-0010	IT-0061		57.544,53	1.912,30	0,42
Turbinas de vapor de Carbón		IT-0011			21.100,35	2.581,64	-2,16
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	IT-0012	IT-0062		13.018,79	2.308,91	8,34
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		IT-0063		19.827,02	2.038,96	4,82
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80		IT-0064		28.211,28	1.785,00	3,18
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	IT-0013	IT-0065				
Funcionamiento 1 TG					52.314,35	1.871,08	1,72
Funcionamiento 1 TG+1 TV					58.273,62	926,32	3,56
Funcionamiento 2 TG+1 TV					124.703,77	765,06	2,15
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	IT-0014	IT-0066				
Funcionamiento 1 TG					87.611,88	-1.062,42	46,59
Funcionamiento 1 TG+1 TV					3.211,73	2.656,31	-10,06
Funcionamiento 2 TG+1 TV					94.136,37	736,22	3,91
Funcionamiento 3 TG+1 TV					279.036,72	-1.128,35	8,74

4. Valores de los parámetros a´, b´ de la retribución por costes de arranque asociados al combustible de las instalaciones tipo aplicables durante el segundo periodo regulatorio

Tecnología	Intervalo potencia neta (MW)	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	a' (te)	b' (horas)
Grupos Diésel - 2T	Potencia <5	IT-0001		IT-0100		
Grupos Diésel - 2T	5 ≤ Potencia < 12	IT-0002	IT-0050		57.689,14	6,74
Grupos Diésel - 2T	12 ≤ Potencia < 20	IT-0003	IT-0051		14.492,44	7,87
Grupos Diésel - 2T	Potencia ≥ 20	IT-0004	IT-0052		35.618,41	7,77
Grupos Diésel - 4T	Potencia < 2		IT-0053	IT-0101	304,37	2,54
Grupos Diésel - 4T	2 ≤ Potencia <4		IT-0054	IT-0102	2.534,88	5,06
Grupos Diésel - 4T	4 ≤ Potencia < 14		IT-0055	IT-0103	9.222,32	8,24
Grupos Diésel - 4T	14 ≤ Potencia < 24	IT-0005	IT-0056	IT-0104	21.416,29	10,50
Turbinas de gas aeroderivadas	Potencia < 50	IT-0006	IT-0057	IT-0105	7.660,00	3,07
Turbinas de gas heavy duty	Potencia < 13	IT-0007	IT-0058	IT-0106	5.307,98	5,65
Turbinas de gas heavy duty	13 ≤ Potencia < 25	IT-0008	IT-0059	IT-0107	8.756,69	3,56
Turbinas de gas heavy duty	25 ≤ Potencia < 50	IT-0009	IT-0060		12.183,76	3,79
Turbinas de gas heavy duty	Potencia ≥ 50	IT-0010	IT-0061		49.877,10	0,7214
Turbinas de vapor de Carbón		IT-0011			1.022.656,76	33,94
Turbinas de Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40	IT-0012	IT-0062		259.959,68	31,48
Turbinas de Vapor de Fuel	40 < Potencia ≤ 60		IT-0063		1.071.276,97	108,75
Turbinas de Vapor de Fuel	60 < Potencia ≤ 80		IT-0064		1.023.147,03	56,98
Ciclo combinado configuración 2x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	IT-0013	IT-0065			
Funcionamiento 1 TG					147.939,37	12,57
Funcionamiento 1 TG+1 TV					491.462,21	23,42
Funcionamiento 2 TG+1 TV					803.655,83	23,16
Ciclo combinado configuración 3x1	200 ≤ Potencia ≤ 250	IT-0014	IT-0066			
Funcionamiento 1 TG					30.431,40	2,1860
Funcionamiento 1 TG+1 TV					212.155,50	13,93
Funcionamiento 2 TG+1 TV					341.097,00	15,69
Funcionamiento 3 TG+1 TV					477.576,00	16,84

5. Valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación del segundo periodo regulatorio de las instalaciones tipo

Los valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación de las instalaciones tipo, en €/MWh, serán los valores de la siguiente tabla:

Tecnología	Intervalo potencia neta (MW)	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Grupos Diésel - 2T.	Potencia <5			
Grupos Diésel - 2T.	5 ≤ Potencia < 12		21,54	
Grupos Diésel - 2T.	12 ≤ Potencia < 20	6,68	9,67	
Grupos Diésel - 2T.	Potencia ≥ 20		9,44	
Grupos Diésel - 4T.	Potencia < 2		49,72	20,89
Grupos Diésel - 4T.	2 ≤ Potencia <4		24,98	
Grupos Diésel - 4T.	4 ≤ Potencia < 14		20,47	18,74
Grupos Diésel - 4T.	14 ≤ Potencia < 24	9,87	13,06	
Turbinas de gas aeroderivadas.	Potencia < 50	8,85	8,91	
Turbinas de gas heavy duty.	Potencia < 13	28,20	23,69	44,14
Turbinas de gas heavy duty.	13 ≤ Potencia < 25	9,13	13,73	20,01
Turbinas de gas heavy duty.	25 ≤ Potencia < 50	10,57	9,52	
Turbinas de gas heavy duty.	Potencia ≥ 50			
Turbinas de vapor de Carbón.		4,25		
Turbinas de Vapor de Fuel.	Potencia ≤ 40		8,92	
Turbinas de Vapor de Fuel.	40 < Potencia ≤ 60		7,16	
Turbinas de Vapor de Fuel.	60 < Potencia ≤ 80		6,72	
Ciclo combinado configuración 2x1.	200 ≤ Potencia ≤ 250	9,95	9,93	
Ciclo combinado configuración 3x1.	200 ≤ Potencia ≤ 250	16,46		

6. Retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque de las instalaciones tipo

El parámetro «d» de las instalaciones tipo, a aplicar para el cálculo de la retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al durante el segundo periodo regulatorio, serán los establecidos en la siguiente tabla:

Tecnología	Intervalo potencia neta (MW)	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Grupos Diésel - 2T.	Potencia < 5			
Grupos Diésel - 2T.	5 ≤ Potencia < 12		124,655	

Tecnología	Intervalo potencia neta (MW)	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla
Grupos Diésel - 2T.	12 ≤ Potencia < 20	80,752	137,150	
Grupos Diésel - 2T.	Potencia ≥ 20		211,511	
Grupos Diésel - 4T.	Potencia < 2		67,424	32,636
Grupos Diésel - 4T.	2 ≤ Potencia < 4		72,540	
Grupos Diésel - 4T.	4 ≤ Potencia < 14		128,329	148,062
Grupos Diésel - 4T.	14 ≤ Potencia < 24	148,033	185,812	
Turbinas de gas aeroderivadas.	Potencia < 50	409,542	431,280	
Turbinas de gas heavy duty.	Potencia < 13	1.351,139	1.250,933	1.289,711
Turbinas de gas heavy duty.	13 ≤ Potencia < 25	1.116,683	1.403,949	1.257,093
Turbinas de gas heavy duty.	25 ≤ Potencia < 50	1.575,184	1.472,793	
Turbinas de gas heavy duty.	Potencia ≥ 50	10.830,217	12.844,058	
Turbinas de vapor de Carbón.		21.254,834		
Turbinas de Vapor de Fuel.	Potencia ≤ 40		16.664,601	
Turbinas de Vapor de Fuel.	40 < Potencia ≤ 60		13.633,054	
Turbinas de Vapor de Fuel.	60 < Potencia ≤ 80		16.599,920	
Ciclo combinado configuración 2x1.	200 ≤ Potencia ≤ 250			
Funcionamiento 1 1TG.		6.523,451	10.428,624	
Funcionamiento 1 TG+1 TV.		9.785,178	15.732,053	
Funcionamiento 2 TG+1 TV.		16.308,629	26.160,677	
Ciclo combinado configuración 3x1.	200 ≤ Potencia ≤ 250			
Funcionamiento 1 1TG.		8.732,537		
Funcionamiento 1 TG+1 TV.		14.552,830		
Funcionamiento 2 TG+1 TV.		23.285,368		
Funcionamiento 3 TG+1 TV.		29.105,661		

ANEXO II

Modificación del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio

1. Modificación del anexo XIII. Datos técnicos y económicos de despacho

Se modifican los datos técnicos y económicos de los siguientes grupos del sistema eléctrico Balear:

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Instalación Tipo	Datos técnicos de despacho			Datos de despacho			Datos económicos
							costes de funcionamiento			costes arranque			Costes variables de operación y mantenimiento Despacho
							A (th/h)	B (th/ h.MW)	C (th/ h.MW2)	A' (th)	B' (horas)	D (€/ arranque)	O&MVDi (€/ MWh)
	Ca's Tresorer, CC1				Gas Natural	IT-0013							
		71,00	6,39			1TG	60.436,76	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	11.116,77	22,0980801
		107,25	30,00			1TG+1TV	118.213,53	-390,57	11,18	281.985,03	0,55379	13.895,963	22,0980801
		214,5	68,00			2TG+1TV	239.683,59	-440,63	5,76	410.809,81	0,60483	27.791,925	22,0980801
	Ca's Tresorer, CC2				Gas Natural	IT-0013							
		71,0	6,39			1TG	60.436,76	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	11.116,77	21,5546702
		107,25	30,00			1TG+1TV	118.213,53	-390,57	11,18	281.985,03	0,55379	13.895,963	21,5546702
		214,5	68,00			2TG+1TV	239.683,59	-440,63	5,76	410.809,81	0,60483	27.791,925	21,5546702
RO2-0159	Ibiza 16, Diésel Man 1	17,4	9,35	13/07/2001	Gas Natural	IT-0005	9.556,47	1.039,20	36,41	57689,1428	6,74387	177,393	21,63458272
RO2-0160	Ibiza 17, Diésel Man 2	17,4	9,35	01/08/2001	Gas Natural	IT-0005	9.556,47	1.039,20	36,41	57689,1428	6,74387	177,393	21,54837577
	Son Reus, CC1				Gas Natural	IT-0014							
		48,7	28,65			1TG	60.436,76	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	10.796,09	18,3273345
		68,0	42,70			1TG+1TV	43.062,18	1.188,46	3,97	176511	0,54568	10.794,365	18,3273345
		136,0	86,35			2TG+1TV	87.203,24	1.193,07	1,98	298551	0,56189	21.588,73	18,3273345
		204,0	130,00			3TG+1TV	131.932,88	1.188,19	1,34	420591	0,60483	32.383,095	18,3273345
	Son Reus, CC2				Gas Natural	IT-0013							
		63,3	6,39			1TG	60.436,76	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	11.116,77	28,5098024
		94,95	30,00			1TG+1TV	118.213,53	-390,57	11,18	281.985,03	0,55379	13.895,963	28,5098024
		189,9	68,00			2TG+1TV	239.683,59	-440,63	5,76	410.809,81	0,60483	27.791,925	28,5098024

Las potencias netas de los ciclos combinados Son Reus, CC1 y Son Reus CC2 quedan como sigue:

Denominación Ciclo Combinado	Denominación Grupo	Potencia Neta (MW)	Fecha de alta	Número de Registro
Son Reus, CC1	Son Reus 5, turbina de gas n.º 5.	48,7	01/07/2001	RO1-1068
	Son Reus 6, turbina de gas n.º 6.	48,7	01/07/2001	RO1-1069
	Son Reus 7, turbina de gas n.º 7.	48,7	01/08/2001	RO1-1070
	Son Reus Vapor 10.	57,9	04/07/2002	RO1-1073
Son Reus, CC2	Son Reus 9, turbina de gas n.º 9 (CC2).	63,300	24/06/2003	RO1-1072
	Son Reus Turbina de gas n.º 8 (CC2).	63,300	19/06/2003	RO1-1071
	Son Reus turbina de vapor n.º 2 (CC2).	63,300	25/04/2005	RO1-1075

Se modifican los datos técnicos y económicos de los siguientes grupos del sistema eléctrico Canario:

Número de Registro	Denominación Central	Potencia Neta	Mínimo Técnico declarado	Fecha de alta	Combustible a efectos de este Real Decreto	Instalación tipo	Datos técnicos de despacho			Datos de despacho			Datos económicos Costes variables de operación y mantenimiento Despacho
							costes de funcionamiento			costes arranque			
							A (th/h)	B (th/ h.MW)	C (th/ h.MW2)	A' (th)	B' (horas)	D (€/ arranque)	O&MVDi (€/ MWh)
	Barranco de Tirajana, CC 1				Gasoil	IT-0065							
		68,7	9,70			1TG	60436,761	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13183,89364	20,2336195
		103,05	37,80			1TG+1TV	118213,531	-390,57	11,18	281985,0306	0,55379	16.536,196	20,2336195
		206,1	75,50			2TG+1TV	239683,594	-440,63	5,76	410809,814	0,60483	33.072,3906	20,2336195
	Barranco de Tirajana, CC 2				Gasoil	IT-0065							
		75,0	9,70			1TG	60436,761	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13183,89364	17,4114924
		113,5	37,80			1TG+1TV	118213,531	-390,57	11,18	281985,0306	0,55379	16.536,196	17,4114924
		227,0	75,50			2TG+1TV	239683,594	-440,63	5,76	410809,814	0,60483	33.072,3906	17,4114924
RO2-0211	El Palmar 21, Diésel Móvil 3	0,72	0,39	05/10/2012	Diéseloil	IT-0053	630,19	1.780,00	88,06	5.075,00	1,4429	70,61428497	48,66506893
	Granadilla, CC1				Gasoil	IT-0065							
		68,7	9,70			1TG	60436,761	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13183,89364	19,0075198
		103,05	37,80			1TG+1TV	118213,531	-390,57	11,18	281985,0306	0,55379	16.536,196	19,0075198
		206,1	75,50			2TG+1TV	239683,594	-440,63	5,76	410809,814	0,60483	33.072,3906	19,0075198
	Granadilla, CC2				Gasoil	IT-0065							
		75,0	9,70			1TG	60436,761	1925,54	0,53	49.877,10	0,72135	13183,89364	18,6949719
		113,5	37,80			1TG+1TV	118213,531	-390,57	11,18	281985,0306	0,55379	16.536,196	18,6949719
		227,0	75,50			2TG+1TV	239683,594	-440,63	5,76	410809,814	0,60483	33.072,3906	18,6949719

Se añade una nueva fila en el sistema eléctrico Canario:

RO2-0215	Guía de Isora Gas 1	43,1	4,8	01/03/2006	Gasoil	IT-0057	9.167,14	2.154,04	1,59	8.120,00	0,21715	818,493	18,06

§ 64

Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 114, de 12 de mayo de 2007
Última modificación: 13 de febrero de 2016
Referencia: BOE-A-2007-9691

El fomento de la cogeneración de alta eficiencia sobre la base de la demanda de calor útil es una prioridad para la Unión Europea y sus Estados Miembros, habida cuenta de los beneficios potenciales de la cogeneración en lo que se refiere al ahorro de energía primaria, a la eliminación de pérdidas en la red y a la reducción de las emisiones, en particular de gases de efecto invernadero, contribuyendo así al cumplimiento de los objetivos del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

Además, el uso eficaz de la energía mediante la cogeneración contribuye eficazmente a la seguridad y diversificación del abastecimiento de energía y a la situación competitiva de nuestra industria.

En ejecución de dichos objetivos, se promulgó la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE. Por otro lado, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, tiene como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico con los objetivos de garantizar el suministro eléctrico y su calidad al menor precio posible, sin olvidar la protección del medioambiente.

El presente real decreto prevé el análisis y evaluación del potencial nacional de cogeneración de alta eficiencia, de las barreras que dificultan su desarrollo y de las medidas necesarias para facilitar el acceso a la red de unidades de cogeneración y centrales de microgeneración y cogeneración a pequeña escala, al tiempo que se definen los métodos de determinación del ahorro energético para las unidades de cogeneración de alta eficiencia.

Mediante este real decreto se incorpora al derecho español el contenido de la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE.

Al mismo tiempo, se desarrolla el artículo 6 de la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, modificando el artículo 110 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, modificado por el Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, en lo relativo a la información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente.

De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, este real decreto ha sido sometido al preceptivo informe de la Comisión Nacional de Energía, para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Electricidad.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 11 de mayo de 2007,

D I S P O N G O :

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto y ámbito de aplicación.*

1. El presente real decreto tiene por objeto la creación de un marco para el fomento tanto de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad basada en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, como de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes, incrementando la eficiencia energética y mejorando la seguridad del abastecimiento.

2. Este real decreto es de aplicación a la cogeneración tal y como se define en el artículo 2.a).

Artículo 2. *Definiciones.*

A efectos de lo dispuesto en el presente real decreto se entenderá por:

a) Cogeneración, la generación simultánea en un proceso de energía térmica útil (calor útil) y eléctrica y/o mecánica.

b) Calor útil, el calor producido en un proceso de cogeneración para satisfacer una demanda económicamente justificable de calor o refrigeración.

c) Demanda económicamente justificable, la demanda que no supere las necesidades de calor o refrigeración y que, de no recurrirse a la cogeneración, se satisfaría en condiciones de mercado mediante procesos de producción de energía distintos de la cogeneración.

d) Electricidad de cogeneración, la electricidad generada en un proceso relacionado con la producción de calor útil y calculada de acuerdo con la metodología establecida en el anexo II del presente real decreto.

e) Electricidad de reserva, la electricidad suministrada a través de la red eléctrica siempre que el proceso de cogeneración se vea perturbado, incluidos los periodos de mantenimiento, o esté averiado.

f) Electricidad de complemento, la electricidad suministrada a través de la red eléctrica en los casos en que la demanda de electricidad sea superior a la producción eléctrica del proceso de cogeneración.

g) Ahorro de energía primaria (AEP), la diferencia entre el consumo de energía primaria que hubiera sido necesario en generación separada de calor útil y electricidad (y/o energía mecánica) producidos en el proceso de cogeneración, y el consumo realmente habido, en dicho proceso.

El ahorro de energía primaria porcentual (PES), que se define en el anexo III del presente real decreto, es la relación entre el ahorro de energía primaria y la energía primaria que se hubiera consumido en generación separada de calor útil y electricidad y/o energía mecánica.

h) Eficiencia global, la suma anual de la producción de electricidad y energía mecánica y de calor útil, dividida por la cantidad de combustible consumido para la producción de calor y para la producción bruta de electricidad y de energía mecánica, mediante un proceso de cogeneración.

i) Eficiencia, es el resultado de dividir la energía obtenida en el proceso de transformación de la energía por la energía aportada al mismo, calculada esta última a partir

de los valores caloríficos netos de combustible (también denominados poder calorífico inferior-PCI).

j) Cogeneración de alta eficiencia, la cogeneración que cumpla los criterios del anexo III del presente real decreto.

k) Valor de referencia de la eficiencia de la producción separada, la eficiencia de las producciones alternativas separadas de calor y electricidad que se pretende sustituir mediante el proceso de cogeneración.

l) Relación entre electricidad y calor, la relación entre electricidad de cogeneración y el calor útil cuando se funciona en modo de cogeneración total utilizando datos operativos de la unidad concreta.

m) Unidad de cogeneración, una unidad que puede funcionar en la modalidad de cogeneración.

n) Unidad de microcogeneración, la unidad de cogeneración con una potencia máxima inferior a los 50 kWe.

o) Cogeneración a pequeña escala, la unidad de cogeneración con una potencia máxima inferior a los 1.000 kWe.

p) Producción en régimen de cogeneración, la suma de la electricidad y/o energía mecánica y del calor útil procedentes de la cogeneración.

q) Coeficiente de ocupación del suelo: La relación entre la superficie construida y la superficie del terreno en un territorio determinado.

r) Sistema urbano eficiente de calefacción y refrigeración: Todo sistema centralizado y de distrito de calefacción o de refrigeración que utilice al menos un 50 % de energía renovable, un 50% de calor residual, un 75% de calor cogenerado o un 50 % de una combinación de estos tipos de energía y calor.

s) Calefacción y refrigeración eficientes: Toda opción de calefacción y refrigeración que, en comparación con una hipótesis de base que refleje la situación sin modificaciones, disminuya de manera mensurable la energía entrante necesaria para proveer una unidad de energía suministrada dentro del límite pertinente de un sistema, de manera rentable, según el análisis de costes y beneficios previsto en el artículo 13 del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone parcialmente la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía, y teniendo en cuenta la energía necesaria para la extracción, conversión, transporte y distribución.

t) Calefacción y refrigeración individuales eficientes: Toda opción de suministro individual de calefacción y refrigeración que, en comparación con un sistema urbano eficiente de calefacción y refrigeración, disminuya de manera mensurable la energía primaria no renovable entrante necesaria para proveer una unidad de energía suministrada dentro del límite pertinente de un sistema, o que requiera la misma energía primaria no renovable entrante pero con un coste menor, teniendo en cuenta la energía necesaria para la extracción, conversión, transporte y distribución.

Artículo 3. *Funciones del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.*

Con objeto de promover la cogeneración de acuerdo con el presente real decreto, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo se encargará, entre otras, de las siguientes funciones:

a) Elaboración de los criterios generales de actuación para promover la cogeneración y los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes.

b) Coordinación con la Comisión Europea en las comunicaciones relativas al fomento de la cogeneración y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes, en particular la elaboración de las estadísticas e informes necesarios.

CAPÍTULO II

Electricidad de alta eficiencia

Artículo 4. *Valores de referencia para la producción por separado de electricidad y calor.*

1. A efectos de determinar la eficiencia de la cogeneración, de conformidad con lo preceptuado en el anexo III del presente real decreto, se utilizarán los valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de calor y electricidad, establecidos en la Decisión de Ejecución 2011/877/UE de la Comisión, de 19 de diciembre de 2011 modificados, en su caso, por los factores de corrección correspondientes, de acuerdo con lo establecido en dicha Decisión.

2. Estos valores se revisarán periódicamente a fin de tener en cuenta la evolución tecnológica y los cambios surgidos en la distribución de las fuentes de energía, siguiendo los criterios establecidos por la Comisión Europea.

Artículo 5. *Métodos de cálculo de la electricidad de cogeneración.*

1. El ahorro de energía primaria conseguido a través de la producción de calor y electricidad y energía mecánica se calculará según lo previsto en el párrafo b) del anexo III del presente real decreto, siendo la electricidad procedente de la cogeneración la calculada de acuerdo con lo preceptuado en su anexo II. Esta producción se considerará cogeneración de alta eficiencia siempre que se cumplan los criterios de eficiencia establecidos en el párrafo a) del citado anexo III.

2. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá, en relación al cálculo de la electricidad de cogeneración, y previa notificación a la Comisión:

a) Establecer valores por defecto para la relación entre electricidad y calor de las unidades de los tipos f), g), h), i), j) y k) del anexo I.

b) Establecer la relación entre electricidad y calor como una relación entre la electricidad y el calor útil cuando se opere en modo de cogeneración a baja potencia utilizando datos operativos de la unidad específica.

c) Considerar períodos de referencia distintos del período de un año indicado.

3. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá, en relación con el cálculo del ahorro de energía primaria, y previa certificación a la Comisión, considerar periodos de referencia distintos del periodo de un año indicado.

Artículo 6. *Método de cálculo alternativo.*

1. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá establecer otros métodos alternativos, bien para restar de las cifras comunicadas posibles cantidades de electricidad no producidas mediante un proceso de cogeneración, o para definir una producción por cogeneración como cogeneración de alta eficiencia, sin que sea necesario verificar que dicha producción por cogeneración cumple los criterios establecidos en el párrafo a) del anexo III de este real decreto. Para el establecimiento del segundo método nombrado, definición de producción por cogeneración como de alta eficiencia sin la verificación de los criterios del párrafo a) del anexo II, deberá de verificarse, en el ámbito nacional, que la producción por cogeneración definida mediante dicho método de cálculo alternativo cumple, por término medio, los citados criterios del párrafo a) del anexo III.

2. Del mismo modo, se podrá calcular el ahorro de energía primaria conseguido mediante la producción de calor y electricidad y energía mecánica con arreglo a lo dispuesto en el párrafo c) del anexo III de este real decreto, sin aplicar lo dispuesto en el anexo II del mismo, para excluir las partes de calor y electricidad del mismo proceso no procedentes de la cogeneración. Se podrá considerar que esta producción es cogeneración de alta eficiencia siempre que cumpla los criterios de eficiencia establecidos en el párrafo a) del citado anexo III. Asimismo, para las unidades de cogeneración con una capacidad eléctrica superior a 25 MW, se podrá considerar que esta producción es cogeneración de alta eficiencia si la eficiencia global se sitúa por encima del 70 por ciento.

3. No obstante lo anterior, para expedir una garantía de origen y a efectos estadísticos, la especificación de la cantidad de electricidad de cogeneración que se produzca se determinará de conformidad con el anexo II de este real decreto.

Artículo 7. *Revisión.*

Los valores y orientaciones que se citan a continuación se adaptarán al progreso técnico, de acuerdo con los criterios adoptados por la Comisión Europea:

a) Los valores límite utilizados para calcular la electricidad de cogeneración establecidos en el párrafo a) del anexo II del presente real decreto.
b) Los valores límite utilizados para calcular la eficiencia de la producción mediante cogeneración y el ahorro de energía primaria indicados en el párrafo a) del anexo III de este real decreto.
c) Las orientaciones para establecer la relación entre electricidad y calor a que se refiere el párrafo d) de dicho anexo II.

Artículo 8. *Planes de apoyo.*

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio velará por que el apoyo a la cogeneración, de las unidades existentes y de las futuras, se base en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, considerando las oportunidades disponibles para reducir la demanda de energía mediante otras medidas que sean económicamente viables o favorables para el medio ambiente, así como la posibilidad de otras medidas de eficiencia energética.

CAPÍTULO III

Análisis e informes

Artículo 9. *Potencial de cogeneración de alta eficiencia.*

1. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio elaborará un análisis del potencial de aplicación de la cogeneración de alta eficiencia, incluida la microcogeneración de alta eficiencia.
2. El documento de análisis se realizará conforme a lo siguiente:

a) Incluirá, a efectos de comparación y coherencia con el potencial de electricidad generada por energías renovables, el potencial de ahorro de energía primaria.
b) Se basará en datos científicos debidamente documentados y cumplirá los criterios enumerados en el anexo IV del presente real decreto.
c) Especificará todo el potencial de demandas de calefacción y refrigeración útiles que sean adecuadas para la aplicación de la cogeneración de alta eficiencia, así como la disponibilidad de combustibles y otros recursos energéticos a efectos de su utilización en cogeneración.
d) Incluirá un análisis separado de los obstáculos que pudieran impedir la realización del potencial nacional para la cogeneración de alta eficiencia. En particular, este análisis considerará los obstáculos relacionados con los precios y costes de los combustibles y el acceso a los mismos, los relacionados con la red, los relacionados con los procedimientos administrativos y los relacionados con la falta de internalización de los costes externos en los precios energéticos.

Artículo 10. *Informes.*

1. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo, antes del 31 de diciembre de 2015, publicará un informe con los resultados de los análisis realizados de conformidad con lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 9.
2. Una vez publicado el informe del apartado anterior, y a partir de entonces, cuando sea solicitado por la Comisión Europea, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio publicará un informe con los resultados de la evaluación de los progresos realizados en el aumento de la participación de la cogeneración de alta eficiencia.

3. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio presentará a la Comisión Europea, cada año, estadísticas sobre la producción nacional de electricidad y calor mediante cogeneración elaboradas con arreglo a la metodología descrita en el anexo II del presente real decreto.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio presentará, asimismo, estadísticas anuales sobre las capacidades de cogeneración y sobre los combustibles empleados para este fin. También podrá presentar estadísticas sobre el ahorro de energía primaria llevado a cabo mediante la aplicación de la cogeneración, elaboradas con arreglo a la metodología que figura en el anexo III de este real decreto.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en este real decreto.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*

Se modifica el artículo 110 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, que queda redactado como sigue:

> **«Artículo 110 bis.** *Información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente.*
>
> 1. Toda empresa comercializadora o distribuidora que venda electricidad a clientes finales deberá indicar en sus facturas, o junto a ellas, y en la documentación promocional puesta a disposición de los mismos, lo siguiente:
>
> a) la contribución de cada fuente energética primaria en la mezcla global de energías primarias utilizadas para producir la electricidad en el conjunto del sistema eléctrico español durante al año anterior (o el previo al anterior, en las facturas emitidas durante los meses de enero a marzo), incluyendo la correspondiente a las importaciones, según la información publicada por la Comisión Nacional de Energía basada en los datos facilitados por el operador del sistema.
>
> b) la referencia a las fuentes en las que se encuentre publicada la información sobre el impacto en el medio ambiente, al menos en cuanto a las emisiones totales de CO2 y los residuos radiactivos habidos en el sector eléctrico durante el año anterior (o el previo al anterior, en las facturas emitidas durante los meses de enero a marzo), señalando la contribución equivalente que hubiera tenido en dichos impactos la electricidad vendida por la empresa durante el año anterior (o el previo al anterior, en las facturas emitidas durante los meses de enero a marzo), conforme a la mezcla de energías primarias calculadas, según los criterios establecidos en el párrafo a).
>
> 2. Adicionalmente, toda empresa comercializadora que venda electricidad a clientes finales deberá indicar en sus facturas, o junto a ellas, y en la documentación promocional puesta a disposición de los mismos, la contribución de cada fuente energética primaria en el conjunto de la energía eléctrica suministrada por la empresa comercializadora durante el año anterior, así como su impacto ambiental asociado, según la información publicada por la Comisión Nacional de Energía, basada en los datos facilitados por el operador del sistema. Dicha contribución, para cada empresa comercializadora, se referirá al conjunto de sus ventas en el sistema eléctrico español.
>
> 3. La Comisión Nacional de Energía aprobará, mediante circular, que se publicará en el "Boletín Oficial del Estado">3. La Comisión Nacional de Energía aprobará, mediante circular, que se publicará en el "Boletín Oficial del Estado", el formato tipo que deberán utilizar las empresas distribuidoras y comercializadoras en sus facturas para reflejar la información detallada en los apartados 1 y 2, así como el método de cálculo utilizado para el cálculo de la contribución de cada fuente

energética primaria en el conjunto de la energía eléctrica suministrada por las empresas comercializadoras y su impacto ambiental asociado, de acuerdo con lo previsto en el párrafo 2.a).»

Disposición final segunda. *Carácter básico.*

Este real decreto tiene carácter básico al amparo de lo establecido en las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuyen al Estado la competencia sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y sobre bases del régimen energético y minero, respectivamente.

Disposición final tercera. *Adaptación del Real Decreto.*

Se faculta al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para introducir en los anexos de este Real Decreto cuantas modificaciones de carácter técnico fuesen precisas para mantenerlo adaptado a las innovaciones técnicas que se produzcan y, especialmente, a lo dispuesto en la normativa comunitaria.

Disposición final cuarta. *Incorporación de derecho de la Unión Europea.*

Mediante este real decreto se incorporan al derecho español la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE, excepto sus artículos 5 y 9.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado.

ANEXO I

Tecnologías de cogeneración consideradas

a) Turbina de gas de ciclo combinado con recuperación del calor.
b) Turbina de contrapresión sin condensado.
c) Turbina de extracción de vapor de condensación.
d) Turbina de gas con recuperación del calor.
e) Motor de combustión interna.
f) Microturbinas.
g) Motores Stirling.
h) Pilas de combustible.
i) Motores de vapor.
j) Ciclos Rankine con fluido orgánico.
k) Cualquier otro tipo de tecnología o combinación de tecnologías que corresponda a la definición que figura en el artículo 2, apartado a).

A la hora de aplicar los principios generales para el cálculo de la electricidad de cogeneración, se utilizarán las orientaciones detalladas establecidas por la Decisión 2008/952/CE de la Comisión, de 19 de noviembre de 2008, por la que se establecen orientaciones detalladas para la aplicación del anexo II de la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004.

ANEXO II

Cálculo de la electricidad de cogeneración

Los valores utilizados para calcular la electricidad de cogeneración se determinarán sobre la base del funcionamiento previsto o real de la unidad en condiciones normales de utilización. En el caso de las unidades de microcogeneración, el cálculo podrá basarse en valores certificados.

a) La producción de electricidad mediante cogeneración se considerará igual a la producción total anual de electricidad de la unidad medida en el punto de conexión de los generadores principales,

I. para las plantas del tipo b), d), e), f), g) y h) mencionados en el anexo I del presente real decreto, si la eficiencia global anual es mayor o igual al 75%.

II. para las plantas del tipo a) y c) mencionados en el anexo I del presente real decreto, si la eficiencia global anual es mayor o igual al 80%.

b) En los casos en los que la eficiencia global anual sea inferior a los valores indicados en el apartado a) anterior, la electricidad producida por cogeneración se calculará aplicando la fórmula siguiente:

$$E_{CHP} = H_{CHP} \bullet C$$

donde:

E_{CHP}: es la cantidad de electricidad producida mediante cogeneración.

C: es la relación entre electricidad y calor.

H_{CHP}: es la cantidad de calor útil procedente de la cogeneración (calculada a este respecto como la producción total de calor menos cualquier cantidad de calor producida en calderas separadas o mediante extracción bajo tensión del vapor procedente del generador de vapor antes de su paso por la turbina).

El cálculo de la electricidad procedente de la cogeneración deberá basarse en la relación real entre electricidad y calor. Si la relación real entre electricidad y calor en la unidad de cogeneración de que se trate no se conoce, podrán utilizarse, en particular para fines estadísticos, los valores por defecto siguientes para las unidades de los tipos a), b), c), d) y e), mencionados en el anexo I del presente real decreto, siempre y cuando la electricidad producida mediante cogeneración calculada sea inferior o igual a la producción eléctrica total de la unidad de que se trate:

Tipo de unidad	Valor por defecto para la relación entre electricidad y calor C
Turbina de gas de ciclo combinado con recuperación del calor	0,95
Turbina de contrapresión sin condensado	0,45
Turbina con extracción de vapor de condensación	0,45
Turbina de gas con recuperación del calor	0,55
Motor de combustión interna	0,75

c) En caso de que una parte del contenido energético del combustible utilizado en el proceso de cogeneración se recupere en productos químicos y se recicle, dicha parte podrá restarse del combustible consumido antes de calcular la eficiencia global a la que se refieren los párrafos a) y b).

d) Para la aplicación de este anexo II, se utilizarán las orientaciones incluidas en las disposiciones que desarrollen el presente real decreto y que incluirán la determinación de la relación entre electricidad y calor.

ANEXO III

Método de determinación de la eficiencia del proceso de cogeneración

Los valores utilizados para calcular la eficiencia de la cogeneración y el ahorro de energía primaria se determinarán sobre la base del funcionamiento previsto o real de la unidad en condiciones normales de utilización durante un periodo de referencia de un año natural.

a) Cogeneración de alta eficiencia.-A efectos del presente real decreto, la cogeneración de alta eficiencia deberá cumplir los criterios siguientes:

I. La producción de cogeneración procedente de unidades de cogeneración deberá aportar un ahorro de energía primaria de al menos el 10 %, calculado con arreglo al párrafo b), en relación con los datos de referencia de la producción por separado de calor y electricidad,

II. La producción de las unidades de cogeneración a pequeña escala y de microcogeneración que aporten un ahorro de energía primaria podrán considerarse cogeneración de alta eficiencia.

b) El ahorro de energía primaria aportado por la producción mediante cogeneración definida de conformidad con el anexo II del presente real decreto se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$PES = [1 - 1 / (CHP\ H\eta / Ref.H\eta + CHP\ E\eta / Ref.E\eta)] * 100\ \%$$

donde:

(PES): es el porcentaje de ahorro de energía primaria respecto de la que se hubiera consumido en generación separada de calor y electricidad y/o energía mecánica.

CHP Hη: es la eficiencia térmica de la producción mediante cogeneración definida como la producción anual de calor útil procedente de la cogeneración dividida por la aportación de combustible utilizada para generar la suma de la producción de calor útil y electricidad procedentes de la cogeneración.

Ref Hη: es el valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor.

CHP Eη: es la eficiencia eléctrica de la producción mediante cogeneración definida como la electricidad anual producida por cogeneración dividida por la aportación de combustible utilizada para generar la suma de la producción de calor útil y electricidad procedentes de la cogeneración. Si una unidad de cogeneración generare energía mecánica, la electricidad anual producida por cogeneración podrá incrementarse mediante un elemento adicional que represente la cantidad de electricidad equivalente a la de dicha energía mecánica. Este elemento adicional no dará derecho a expedir garantías de origen.

Ref Eη: es el valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de electricidad.

c) Cálculo del ahorro de energía utilizando un método de cálculo alternativo con arreglo a lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 6.

Cuando el ahorro de energía primaria en un proceso se calcule con arreglo a lo establecido en el apartado 2 del artículo 7, se utilizará la fórmula que figura en el párrafo b) del presente anexo sustituyendo:

«CHP Hç» por «Hç», y
«CHP Eç» por «Eç»,

donde:

Hç: Es la eficiencia calórica del proceso, definida como la producción anual de calor dividida por el aporte de combustible utilizado para producir la suma de la producción de calor y la producción de electricidad.

Eç: Es la eficiencia del proceso en términos de producción de electricidad, definido como la producción anual de electricidad dividida por el aporte de combustible utilizado para producir la suma de la producción de calor y la producción de electricidad. Si una unidad de cogeneración generare energía mecánica, la electricidad anual producida por cogeneración

podrá incrementarse mediante un elemento adicional que represente la cantidad de electricidad equivalente a la de dicha energía mecánica. Este elemento adicional no dará derecho a expedir garantías de origen.

d) En el caso de las unidades de microcogeneración, el cálculo del ahorro de energía primaria podrá basarse en datos certificados.

e) Valores de referencia de la eficiencia de la producción separada de calor y electricidad. Los principios aplicables a la definición de los valores de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor y electricidad mencionados en el artículo 4 y en la fórmula que figura en el párrafo b) del presente anexo establecerán la eficiencia de explotación de la producción separada de calor y electricidad que se pretende sustituir por la cogeneración.

ANEXO IV

Criterios de análisis del potencial nacional de cogeneración de alta eficiencia

a) El análisis de los potenciales nacionales a que se refiere el artículo 9 considerará los aspectos siguientes:

I. Los tipos de combustibles que probablemente se vayan a usar para lograr los potenciales de cogeneración, incluidas consideraciones específicas sobre el potencial para aumentar el uso de las fuentes de energía renovables para satisfacer necesidades de calor útil.

II. Los tipos de tecnologías de cogeneración enumeradas en el anexo I del presente real decreto que probablemente se vayan a usar para lograr el potencial nacional.

III. El tipo de producción separada de calor y electricidad o, cuando sea factible, energía mecánica que la cogeneración de alta eficiencia probablemente vaya a sustituir.

IV. Un reparto del potencial entre la modernización de la capacidad existente y la construcción de capacidad nueva.

b) El análisis incluirá los mecanismos apropiados para evaluar la rentabilidad, en términos de ahorro de energía primaria, del aumento de la participación de la cogeneración de alta eficiencia en la producción energética total nacional. El análisis de rentabilidad tendrá también en cuenta los compromisos nacionales en materia de lucha contra el cambio climático aceptados por la Comunidad con arreglo al Protocolo de Kyoto de la Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático.

c) El análisis del potencial nacional de cogeneración especificará los potenciales en relación con los horizontes de 2010, 2015 y 2020 e incluirá, cuando sea factible, los cálculos de costes apropiados de cada uno de los horizontes.

§ 65

Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 190, de 6 de agosto de 2010
Última modificación: 10 de junio de 2014
Referencia: BOE-A-2010-12622

El régimen especial de producción de energía eléctrica, regulado en los artículos 27 y siguientes de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y su retribución, cuya disciplina se contiene en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, y en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología, tienen por objeto promover la producción de energía procedente de fuentes renovables, entre ellas la solar por medio de la tecnología fotovoltaica. Esta actividad de fomento se realiza a través del establecimiento de primas que constituyen una ayuda permitida y alentada por la Unión Europea, dada la importancia que se otorga a este tipo de producción.

El marco legal y reglamentario citado ha propiciado una intensa actividad y el desarrollo del sector fotovoltaico en España en los últimos años, que han permitido situar a nuestro país como primer mercado mundial durante el año 2008, y que ha generado múltiples beneficios económicos, sociales y ambientales.

Desde el 29 de septiembre de 2008 se ha agotado la posibilidad de acceso de nuevas instalaciones al régimen de primas previsto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

La fecha indicada fue fijada por la Resolución de la Secretaría General de Energía de 27 de septiembre de 2007 como determinante del día final para la aplicación del régimen primado regulado por el citado real decreto. Las instalaciones inscritas en los correspondientes registros antes de dicha fecha tienen derecho al régimen de ayudas correspondiente, siempre que cumplan los requisitos habilitantes.

Como consecuencia de la ejecución de las inspecciones a instalaciones fotovoltaicas realizadas por los organismos públicos, se ha puesto de manifiesto la existencia de determinados supuestos de instalaciones con anomalías graves.

Dichas anomalías consisten, en particular, en que, pese a que han pretendido ser beneficiarias del régimen previsto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo y pese a que han obtenido el acta de puesta en marcha, no tenían instalados, a 29 de septiembre de 2008, todos los paneles fotovoltaicos comprometidos en el respectivo proyecto ni los equipos técnicos necesarios para el funcionamiento normal de la central, lo que era condición necesaria para la aplicación de las primas previstas en dicho real decreto.

La situación detectada podría determinar, en su caso, la aplicación del régimen sancionador, administrativo o penal, que corresponda, pero, en todo caso, determina el incumplimiento de una premisa básica en relación a la percepción de la prima regulada.

Resulta claro que la disposición e instalación, en la realidad física, antes del 29 de septiembre de 2008, de los paneles comprometidos en el proyecto de instalación es, cuanto menos, sin perjuicio de otros, requisito previo, necesario e indispensable de la concesión de la ayuda, por lo que, no cumpliéndose, falta el presupuesto básico habilitante de la misma. Cumple en este sentido destacar que la inscripción de la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, si bien necesaria, no es por sí suficiente para la atribución del derecho al régimen económico correspondiente en ausencia de dicho presupuesto fáctico. Tal inscripción, en efecto, no tiene eficacia constitutiva, sino meramente informativa y de publicidad, toda vez que el citado Registro no es como declara el artículo 9 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, sino un mero instrumento para el adecuado seguimiento del régimen especial y, específicamente, para la gestión y control de las tarifas reguladas, las primas y los complementos.

El presente real decreto se dicta para salvaguardar el sentido y finalidad de las ayudas. La actividad administrativa que se ejerce por medio de la regulación del régimen especial de que se trata es una actividad de fomento similar a la de las ayudas concedidas por medio de subvenciones públicas, con la diferencia de que, en el caso presente, los fondos no proceden de la Administración sino de lo que se percibe del consumidor eléctrico por el consumo de electricidad y uso de infraestructuras.

Así pues este Real Decreto establece el procedimiento para mejorar el proceso de acreditación de las distintas instalaciones fotovoltaicas a la hora de ingresar en los distintos marcos retributivos que la legislación vigente dispone para estas instalaciones, dando así un paso más en la mejora de la eficiencia del marco retributivo correspondiente a cada instalación en función de sus características concretas.

Con ello no se pretende privar de eficacia a las autorizaciones administrativas autonómicas ya que éstas continúan habilitando a su titular para poder producir y para cobrar el precio de mercado que por tal producción corresponda.

El presente real decreto se sitúa en un nivel mínimo de control. Las instalaciones que no dispusieron, en plazo, de los paneles comprometidos carecían en sí mismas, de antemano y de manera notoria e indiscutible, de aptitud para producir la energía comprometida, por lo que no pueden disfrutar del especial régimen de primas. No obstante, lo establecido en esta disposición se entiende sin perjuicio de la exigencia de cualquier otro requisito que la normativa establezca.

Si bien es cierto que la situación que determina la publicación de la presente norma se ha producido con relación a incumplimientos del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, referidos a la potencia instalada a 29 de septiembre de 2008, es claro que la exigencia de disposición de los paneles es perfectamente aplicable a las instalaciones que puedan acogerse al régimen de primas aplicable según el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.

El presente real decreto despliega sus efectos en dos momentos distintos: primero, en la gestión de los pagos y liquidaciones de la tarifa regulada que hace la Comisión Nacional de Energía y después, en el procedimiento que se iniciaría en el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para la declaración de que una instalación no cumple los requisitos de aplicación del régimen económico primado correspondiente y de que dicho régimen no le es, por tanto, aplicable.

En la primera fase se ha pretendido facilitar al máximo la tramitación por parte de la Administración: la Comisión Nacional de Energía continuará el pago de la prima en tanto se practica la comprobación de la disposición de los elementos necesarios para el funcionamiento. Sólo se suspenderá el pago por la falta de acreditación en plazo de la disposición de los elementos necesarios para la producción de energía eléctrica o del cumplimiento de la obligación de vertido de la energía eléctrica en los términos previstos en el artículo 8.1 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, cuando proceda.

La segunda fase ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio tendrá por objeto la depuración jurídica de los datos del registro, la inaplicación del régimen pretendido y la pérdida de otros derechos accesorios como puede ser la prioridad atribuida en el Real

Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, en caso de que instalaciones existentes no cumplan los requisitos necesarios para estar acogidos al marco retributivo correspondiente. Tales efectos no tienen naturaleza sancionadora y, por ello, deben entenderse acordados sin perjuicio de las sanciones que, en su caso, pudieran corresponder.

De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, este real decreto ha sido sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

Esta disposición se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13ª y 25ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente. A este respecto cabe señalar que, por el contenido de sus disposiciones, eminentemente minuciosas y detallistas en el desarrollo de los procedimientos de supervisión para el acceso a las retribuciones establecidas, la ley no resulta un instrumento idóneo para su establecimiento y se encuentra justificada su aprobación mediante real decreto.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, con la aprobación previa de la Ministra de la Presidencia, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 30 de julio de 2010,

DISPONGO:

Artículo 1. *Objeto.*

1. El presente real decreto tiene por objeto regular la liquidación de la prima equivalente de las instalaciones fotovoltaicas acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, y al Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología, sin perjuicio de las responsabilidades en que pudieran incurrir sus titulares.

2. A los efectos del presente real decreto se entenderá por prima equivalente de la retribución de las instalaciones de régimen especial lo definido en la disposición adicional séptima 4 del real decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

El presente real decreto será de aplicación a las instalaciones del grupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Artículo 3. *Acreditación de la instalación de los equipos necesarios.*

1. La acreditación de la instalación de los equipos necesarios para la producción de energía eléctrica se realizará previo requerimiento de la Comisión Nacional de Energía, mediante la prueba de la disposición y correcta instalación de los equipos necesarios para la actividad de producción de energía eléctrica por la totalidad de la potencia de la instalación y entre ellos, al menos, los paneles fotovoltaicos, los inversores eléctricos y, cuando la instalación disponga de ellos, los seguidores.

La documentación presentada será comprobada por la Comisión Nacional de Energía para apreciar su suficiencia con relación al hecho que pretende acreditarse.

Sin perjuicio de la documentación que en cada caso sea bastante, la acreditación pretendida se realizará mediante la aportación, entre otros, de los siguientes documentos:

a) Facturas de compra y albaranes de entrega de los paneles fotovoltaicos, inversores y en su caso del equipamiento electromecánico de los seguidores, debidamente firmado por el responsable de la empresa fabricante o en su caso, suministradora, en el que se exprese la fecha y lugar de su entrega. Dicha documentación debe identificar unívocamente los paneles concretos que han sido instalados en el parque.

En el caso de que los equipos fueran importados, se deberá aportar el Documento Único Administrativo de aduanas.

b) Certificado expedido por instalador autorizado, debidamente cumplimentado.

c) Certificado final de obra firmado por el Director de la obra.

d) Documento acreditativo de la referencia catastral de la parcela donde se ubique la instalación.

A los efectos de lo dispuesto en los párrafos anteriores, se podrá tomar en consideración el vertido de energía a la red para la totalidad de potencia instalada.

2. El plazo para presentar esta justificación es de dos meses a contar desde el requerimiento.

3. La remisión a la Comisión Nacional de Energía de la documentación a que hace referencia el presente artículo se llevará a cabo, preferentemente, a través de medios telemáticos, por parte del titular de la instalación o de su representante, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

4. Se habilita a la Comisión Nacional de Energía para regular, mediante circular, el procedimiento de remisión de la documentación.

5. Para las instalaciones acogidas al régimen económico regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, se podrá requerir, además de lo previsto en los apartados anteriores, la acreditación de la disposición de la inscripción definitiva de la instalación y del comienzo de venta de energía antes del vencimiento del plazo otorgado.

Artículo 4. *Instalaciones requeridas.*

1. La Dirección General de Política Energética y Minas, definirá las instalaciones que serán requeridas para acreditar la instalación de los equipos necesarios en los términos previstos en el artículo 3, a partir de la aplicación de criterios aleatorios o que guarden relación con la fecha de inscripción definitiva o con la cantidad o fecha de vertido de energía eléctrica. El requerimiento de la Comisión Nacional de Energía a los titulares de las instalaciones deberá efectuarse en el plazo de 45 días a contar desde la comunicación del Director General.

2. No obstante lo anterior, la Comisión Nacional de Energía, podrá, adicionalmente, requerir la acreditación referida a cualquier otra instalación inscrita en el Registro administrativo de productores en régimen especial que no hubiera sido indicada por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 5. *Efectos de la acreditación y falta de acreditación de la disposición de los equipos necesarios y del resto de obligaciones de finalización de las instalaciones en plazo.*

1. Para las instalaciones acogidas al régimen económico regulado en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, la acreditación en plazo, en los términos establecidos en el artículo 3 de esta disposición, de la instalación de los equipos necesarios en fecha anterior al 30 de septiembre de 2008, determinará que el titular de la instalación mantenga el derecho al cobro de la tarifa regulada desde el momento en que haya empezado a producir.

2. Para las instalaciones acogidas al régimen económico regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, la acreditación en plazo, en los términos establecidos en el artículo 3 de esta disposición de la instalación de los equipos necesarios, así como de la disposición de inscripción definitiva de la instalación y comienzo de venta de energía en fecha no posterior a la fecha límite establecida en el apartados 1 del artículo 8 del citado real decreto y, en su caso, en el apartado 2 del mismo, de acuerdo con su redacción original, determinará que el titular de la instalación mantenga el derecho al cobro del régimen económico primado desde el momento en que haya empezado a producir.

3. La falta de acreditación en plazo de dicha instalación, o de la obligación de disponer de inscripción definitiva de la instalación y de comenzar a vender energía eléctrica en los términos previstos en el referido artículo 8 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, o bien la constatación, mediante otros medios, de que la instalación no disponía de los equipos necesarios para la producción de energía eléctrica, obligará al órgano correspondiente de la Secretaria de Estado de Energía a suspender, con carácter cautelar, el

pago de la prima equivalente, excepto los complementos que pudieran corresponder, a expensas de la resolución definitiva que deba recaer en el procedimiento regulado en el artículo siguiente.

Sin perjuicio de lo anterior, el titular de la instalación mantendrá su derecho a participar en el mercado de producción.

Artículo 6. *Inaplicación del régimen económico.*

1. La Comisión Nacional de Energía comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas, la suspensión cautelar del pago de la prima equivalente remitiendo un informe justificativo de la falta o insuficiencia de la acreditación necesaria y, en su caso, los documentos presentados por el titular. En todo caso, la citada Comisión remitirá copia de la comunicación y documentación anterior al órgano competente para la autorización de la instalación.

2. A la vista de la documentación remitida con arreglo al apartado precedente, la Dirección General de Política Energética y Minas iniciará, de oficio, un procedimiento que tendrá por objeto la declaración de que la instalación no cumple con los requisitos para la aplicación del régimen económico primado y que, en consecuencia, no le es aplicable dicho régimen. Dicho procedimiento, en el que se dará audiencia al interesado, concluirá por resolución en la que, si se declarase la inaplicación del correspondiente régimen económico, se dispondrá también el reintegro de las cantidades indebidamente percibidas en concepto de prima equivalente, con los intereses de demora correspondientes, cantidades todas ellas que serán incluidas como ingresos liquidables del sistema, así como el resto de consecuencias jurídicas derivadas del incumplimiento de las obligaciones de finalización de la instalación en plazo. Del propio modo se acordará, en su caso, la pérdida de la prioridad que le pudiera haber otorgado la inscripción definitiva al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.

Si la resolución no declarase la inaplicación del régimen económico correspondiente, alzará la suspensión del pago de la prima equivalente acordada por la Comisión Nacional de la Energía y reconocerá el derecho al abono de las cantidades dejadas de percibir en su virtud.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas comunicará su resolución al órgano que autorizó la instalación.

4. Acordada en la resolución la inaplicación del régimen económico primado, la Dirección General de Política Energética y Minas la anotará en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial e inscribirá la instalación en el Registro de régimen especial sin retribución primada, al que hace referencia la disposición adicional segunda de este real decreto.

Disposición adicional primera. *Renuncia al régimen económico del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.*

1. Aquellas instalaciones que, habiendo sido inscritas con carácter definitivo en el régimen especial por parte del órgano competente, estuvieran acogidas al régimen económico previsto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, podrán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas la renuncia al citado régimen económico en un plazo máximo de dos meses a contar desde la fecha de entrada en vigor de este real decreto.

2. La renuncia supondrá la pérdida del derecho a la prima o tarifa regulada que se viniese percibiendo con arreglo al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo; pero conllevará la inclusión de la instalación en las condiciones del régimen económico de la primera convocatoria correspondiente a las instalaciones inscritas en el registro de preasignación de retribución regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre y determinará la inaplicación del procedimiento previsto en el presente real decreto.

3. El cambio de régimen será objeto de anotación en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Disposición adicional segunda. *Creación de la subsección denominada Registro de régimen especial sin retribución primada.*

Para el adecuado seguimiento de las instalaciones de régimen especial sin derecho a tarifa regulada, prima o prima equivalente, se establece una subsección de la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dicha subsección será denominada, en lo sucesivo, Registro de régimen especial sin retribución primada.

Disposición adicional tercera. *Participación en el procedimiento de Preasignación regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, las instalaciones inscritas en el Registro de régimen especial sin retribución primada.*

1. Las instalaciones inscritas en el Registro de régimen especial sin retribución primada podrán participar en el procedimiento administrativo de preasignación de retribución regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.

2. Para dichas instalaciones, a los efectos de la ordenación cronológica prevista en el artículo 6.3 del citado Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, se considerará como fecha de ordenación, la de inscripción de la instalación en el referido Registro de régimen especial sin retribución primada.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en este real decreto.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

Se añade un párrafo al final del artículo 15 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, con la siguiente redacción:

«Asimismo, la Dirección General de Política Energética y Minas anotará en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, aquellas resoluciones por las que declare, de conformidad con el procedimiento establecido en la normativa reguladora de la liquidación de la prima equivalente, que una instalación no cumple con los requisitos para la aplicación del régimen económico primado.»

Disposición final segunda. *Desarrollo normativo.*

Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo de este real decreto.

Disposición final tercera. *Carácter básico.*

Este real decreto, que tiene carácter básico, se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13ª y 149.1.25ª de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético respectivamente.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 66

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 295, de 8 de diciembre de 2011
Última modificación: 19 de octubre de 2022
Referencia: BOE-A-2011-19242

La Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE, tiene como objetivo incrementar la eficiencia energética y mejorar la seguridad de abastecimiento mediante la creación de un marco para el fomento y desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales específicas. Uno de los objetivos expresos citados en la misma, es la promoción de instalaciones de pequeño tamaño.

Del mismo modo, la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, establece la obligación de racionalizar y acelerar los procedimientos administrativos de autorización y conexión a redes de distribución y transporte de energía eléctrica, instando a establecer procedimientos de autorización simplificados. Igualmente regula las líneas generales que deben regir el acceso a las redes y funcionamiento de las mismas en relación con las energías renovables teniendo en cuenta su futuro desarrollo.

En este sentido, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, así como el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica, constituyen el marco normativo sobre el que se va a desarrollar la cogeneración de alta eficiencia, y la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en los próximos años en nuestro país.

El Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 20 de julio de 2007, establece como objetivo general dentro del sector de la cogeneración, el desarrollo del pleno potencial de la cogeneración y cuantifica un objetivo de 8.400 MW de potencia instalada para el año 2012 a implementar en los sectores industrial y terciario.

Por su parte, el nuevo Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020 notificado a la Comisión Europea el pasado 30 de junio de 2010, en virtud de lo previsto en la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, establece los objetivos para la próxima década, así como las propuestas de modificaciones regulatorias necesarias para alcanzarlos.

El sector terciario y el doméstico son grandes consumidores energéticos en forma de electricidad y calor y está constituido por numerosos consumidores de pequeñas potencias que suelen estar mayoritariamente conectados en baja tensión hasta 400 V, aunque algunos grandes edificios se conectan en alta tensión entre 1 kV y 36 kV. El pequeño tamaño de algunas instalaciones de energías renovables y de cogeneración de pequeña escala y el conocimiento disponible del sistema de distribución en ciudades permite determinar un conjunto de situaciones en las que la conexión a la red es siempre factible sin que requiera costosos estudios y tiempo de dedicación por parte de las empresas distribuidoras. Esta estructura específica del sector terciario y doméstico debe ser tenida en cuenta a la hora de adoptar medidas concretas que fomenten una mayor penetración de las tecnologías de energías renovables y de la tecnología de cogeneración. Por ello, la racionalización y aceleración de los procedimientos administrativos para la obtención de los permisos que permitan una mayor capacidad de generación se considera como una prioridad para la consecución de los objetivos señalados.

De acuerdo con todo ello, el objeto del presente real decreto es efectuar el desarrollo de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en sintonía con la actual Directiva 2004/8/CE, de 11 de febrero de 2004, y con la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, mediante el establecimiento de las condiciones administrativas y técnicas básicas de conexión a la red de baja y alta tensión hasta 36 kV de las instalaciones de energías renovables y de cogeneración de pequeña potencia, teniendo en cuenta sus especiales características y con la finalidad de establecer una regulación específica que permita el desarrollo de estas actividades.

El presente real decreto deroga el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, ampliando el ámbito de aplicación de la nueva regulación y manteniendo la estructura básica de su contenido.

Como novedad, se simplifican los requisitos para las instalaciones de pequeña potencia que pretendan conectarse en puntos donde exista ya un suministro.

Del mismo modo, se excluyen del régimen de autorización administrativa las instalaciones de producción con potencia nominal no superior a 100 kW y se anuncia la futura y próxima regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo que incentivará el autoconsumo.

Con estas medidas se pretende el desarrollo de la generación distribuida, que presenta beneficios para el sistema como son la reducción de pérdidas en la red, la reducción de necesidades de inversiones en nuevas redes y, en definitiva, una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.

Adicionalmente, se llevan a cabo otras modificaciones reglamentarias al objeto de optimizar los flujos de información entre los órganos competentes de las comunidades autónomas, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y la Comisión Nacional de Energía, para de esta forma mejorar el servicio prestado a los administrados.

Se procede a la modificación del Real Decreto 1955/2000, 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, al objeto de establecer los criterios de reparto de costes de conexión para todas las instalaciones de producción, y modificar las cuantías de los avales para la solicitud del acceso a la red, introduciendo cuantías reducidas para las instalaciones objeto del presente real decreto,

Se sustituye el plazo de doce meses, ampliable hasta un máximo de dieciséis en caso de solicitud de prórroga, para que las instalaciones fotovoltaicas inscritas en el Registro de preasignación de retribución obtengan la inscripción definitiva y comiencen la venta de energía que, por un plazo único de dieciséis meses. Asimismo se procede a la reducción de las cuantías de los avales requeridos para participar en el procedimiento de preasignación, en coherencia con las nuevas cuantías exigidas para el acceso a la red de distribución,

De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, el presente real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de Energía, Informe 17/2011, de 2 de junio, y para la elaboración de este informe, de acuerdo con lo establecido en el 5.5 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, se han tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad de dicha comisión, a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia y consultas a las comunidades autónomas.

Por otra parte, el real decreto ha sido objeto del informe de la Comisión Nacional de la Competencia IPN 60/11, de 20 de julio de 2011, emitido al amparo del artículo 25.a) de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.

En virtud de lo dispuesto en el artículo 5 de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, esta disposición ha sido sometida al procedimiento de información en materia de normas y reglamentaciones técnicas y de reglamentos relativos a los servicios de la sociedad de la información, previsto en la Directiva 98/34/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de junio, modificada por la Directiva 98/48/CE, de 20 de julio.

La Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha informado este real decreto en su reunión del día 8 de septiembre de 2011.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, con la aprobación previa del Vicepresidente del Gobierno de Política Territorial y Ministro de Política Territorial y Administración Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 18 de noviembre de 2011,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de este real decreto el establecimiento de las condiciones administrativas, contractuales, económicas y técnicas básicas para la conexión a las redes de distribución de energía eléctrica de las instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas en el ámbito del presente real decreto.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. El presente real decreto será de aplicación a las instalaciones de régimen ordinario y régimen especial de potencia no superior a 100 kW de las tecnologías contempladas en las categorías b) y c) del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en cualquiera de los dos casos siguientes:

a) cuando se conecten a las líneas de tensión no superior a 1 kV de la empresa distribuidora, bien directamente o a través de una red interior de un consumidor,

b) cuando se conecten al lado de baja de un transformador de una red interior, a una tensión inferior a 1 KV, de un consumidor conectado a la red de distribución y siempre que la potencia instalada de generación conectada a la red interior no supere los 100 kW.

2. También será de aplicación a las instalaciones de régimen ordinario y régimen especial de potencia no superior a 1000 kW de las tecnologías contempladas en la categoría a) y de los subgrupos b.6, b.7 y b.8 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que se conecten a las líneas de tensión no superior a 36 kV de la empresa distribuidora, bien directamente o a través de una red interior de un consumidor.

3. A los efectos del presente real decreto se considerará que varias instalaciones de generación comparten infraestructuras de evacuación, entre otros casos, cuando dichas instalaciones de generación se conecten a un mismo centro de transformación o subestación a través de líneas de las que no sea titular la empresa distribuidora o transportista.

4. Quedan excluidas del ámbito de aplicación del presente real decreto las agrupaciones de instalaciones que compartan líneas o infraestructuras de evacuación y las instalaciones de igual tecnología que se ubiquen en una misma referencia catastral identificada por sus primeros catorce dígitos, en ambos casos, cuando la suma de las potencias unitarias supere los valores recogidos en los apartados 1 o 2.

Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos del presente real decreto, se entenderá por:

a) «Capacidad de la red receptora»: potencia máxima que, en su caso, puede cederse o demandarse a la red en el punto de conexión sin que se sobrepasen los criterios de capacidad establecidos.

b) «Circuito de generación de instalaciones interconectadas»: Conjunto de materiales y equipos eléctricos y electromecánicos (generador, conductores, aparamenta, etcétera) incluidos desde el generador hasta el punto de conexión con la red de distribución o red interior correspondiente.

c) «Red interior»: Instalación eléctrica formada por los conductores, aparamenta y equipos necesarios para dar servicio a una instalación receptora que no pertenece a la red de distribución.

CAPÍTULO II

Acceso y conexión de las instalaciones a la red de distribución

Artículo 4. *Solicitud de punto de acceso y conexión.*

1. El promotor de la instalación solicitará a la empresa distribuidora el derecho de acceso y el punto y condiciones técnicas de conexión necesarias para la realización del proyecto o la documentación técnica de la instalación, según corresponda en función de la potencia instalada. La solicitud de punto de conexión se acompañará de la siguiente información:

a) Nombre, dirección, teléfono u otro medio de contacto.

b) Ubicación concreta de la instalación de generación, incluyendo la referencia catastral.

c) Esquema unifilar de la instalación.

d) Punto propuesto para realizar la conexión. Se incluirán las coordenadas UTM si fueran conocidas por el solicitante y propuesta de ubicación del punto de medida de acuerdo con lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, y normativa de desarrollo.

e) Propietario del inmueble donde se ubica la instalación

f) Declaración responsable del propietario del inmueble dando su conformidad a la solicitud de punto de conexión si fuera diferente del solicitante.

g) Descripción de la instalación, tecnología utilizada y características técnicas de la misma, entre las que se incluirán las potencias pico y nominal de la instalación, modos de conexión y, en su caso, características del inversor o inversores, descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos, así como los certificados de cumplimiento de los niveles de emisión e inmunidad a que hace referencia el artículo 16.

h) Justificante de haber depositado el aval correspondiente ante el órgano de la Administración competente.

2. **(Derogado)**

Artículo 5. *Determinación de las condiciones técnicas de acceso y la conexión.*

(Derogado)

Artículo 6. *Determinación de las condiciones económicas de la conexión.*

1. Salvo en el caso previsto en el apartado 6, el coste de las nuevas instalaciones necesarias desde el punto frontera hasta el punto de conexión con la red de distribución existente, las repotenciaciones en las líneas de la empresa distribuidora del mismo nivel de

tensión al del punto de conexión, y, si fuese necesaria, la repotenciación del transformador afectado de la empresa distribuidora del mismo nivel de tensión al del punto de conexión serán realizadas a cargo del solicitante.

La empresa distribuidora deberá remitir al promotor de la instalación de generación un pliego de condiciones técnicas y un presupuesto económico.

En el caso de que el punto de conexión se encuentre en la red de baja tensión, la empresa distribuidora dispondrá para la remisión de dichos documentos de un plazo de 15 días a contar desde la fecha en que esta empresa tenga constancia de la aceptación por parte del promotor de la instalación de generación del punto de conexión propuesto por la empresa distribuidora. Este plazo será de un mes en el caso de que el punto de conexión sea en alta tensión.

Los documentos señalados en este apartado deberán desglosarse del siguiente modo:

a) Pliego de condiciones técnicas:

1.º Trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, siempre que éstos sean necesarios para incorporar las nuevas instalaciones.

Los trabajos detallados en este apartado serán realizados por el distribuidor al ser éste el propietario de esas redes y por razones de seguridad, fiabilidad y calidad del suministro.

2.º Trabajos necesarios para la conexión de la instalación de generación hasta el punto de conexión con la red de distribución, si lo ha solicitado expresamente el promotor de la instalación de generación.

Los trabajos referidos en este apartado podrán ser ejecutados a requerimiento del solicitante por cualquier empresa instaladora legalmente autorizada o por la empresa distribuidora.

La empresa distribuidora deberá hacer constar de manera expresa que dichas instalaciones podrán ser ejecutadas bien por la empresa distribuidora o bien por un instalador autorizado que deberá llevar a cabo la instalación de acuerdo a las condiciones detalladas en el pliego de prescripciones técnicas, a las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias y a las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración competente.

b) Presupuesto:

1.º Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos correspondientes a refuerzos, adecuaciones, adaptaciones o reformas de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, necesarios para incorporar a las nuevas instalaciones.

2.º Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos necesarios para la conexión de la instalación de generación hasta el punto de conexión con la red de distribución. A petición expresa del promotor de la instalación de generación, el distribuidor presentará un presupuesto por estas instalaciones que deberá ser independiente del presupuesto señalado en el párrafo 1.º anterior.

En el caso de que el solicitante decida que la empresa distribuidora ejecute los trabajos deberá comunicarlo de manera expresa a la misma en el plazo de tres meses a contar desde la recepción del presupuesto.

Igualmente, si el solicitante decidiese que fuese cualquier otra empresa instaladora legalmente autorizada la que ejecutase los trabajos deberá comunicarlo a la empresa distribuidora en el plazo de tres meses a contar desde la recepción del presupuesto.

2. Si la empresa distribuidora no efectuase la notificación en el plazo a que se refiere el apartado 1, el interesado podrá dirigir su reclamación al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la finalización de dicho plazo, quien procederá a requerir los datos mencionados a la empresa distribuidora y resolverá y notificará en un plazo máximo de tres meses.

3. En caso de disconformidad con las condiciones técnicas y el presupuesto económico propuestas por la empresa distribuidora, el interesado podrá dirigirse al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la recepción de la documentación, para que éste proceda a la resolución de la discrepancia estableciendo las condiciones que

las partes habrán de respetar. La resolución y notificación deberá producirse en el plazo máximo de dos meses a contar desde la fecha de la solicitud.

4. Una vez comunicada a la empresa distribuidora el interés en que ejecute los trabajos, el pliego de condiciones técnicos y el presupuesto será válido en los términos que las condiciones técnicas previstos en el apartado 8 del artículo 5.

5. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 9.2 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, las nuevas instalaciones necesarias desde el punto frontera hasta el punto de conexión con la red de distribución existente que vayan a ser utilizadas por más de un consumidor y/o generador, excepto si pueden ser consideradas infraestructuras compartidas de evacuación, y sean realizadas directamente por el solicitante, habrán de ser cedidas al distribuidor de la zona, quien se responsabilizará desde ese momento de su operación y mantenimiento. Cuando existan varias empresas distribuidoras en la zona a las cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la Administración competente determinará a cuál de dichas empresas distribuidoras deberán ser cedidas con carácter previo a su ejecución y siguiendo criterios de mínimo coste.

El titular de la instalación podrá exigir la suscripción de un convenio de resarcimiento frente a terceros nuevos consumidores y/o nuevos generadores, con una duración mínima de diez años, quedando dicha infraestructura abierta al uso de terceros. Este periodo mínimo de diez años, podrá ser ampliado excepcionalmente por el órgano correspondiente de la Administración competente en casos debidamente justificados. Los referidos convenios deberán ser puestos en conocimiento de la Administración competente, acompañándose a la documentación de la solicitud de autorización administrativa de transmisión de la instalación.

6. Para las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 20 kW, que se ubiquen en suelo urbanizado que, con carácter previo a la solicitud, cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, definido según lo establecido en el artículo 12.3 del Texto Refundido de la Ley de Suelo, aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio, se sustituirá el pago de los costes de las infraestructuras de conexión por el régimen económico vigente de los derechos de acometida como si de un suministro se tratara, en los términos previstos en el capítulo II del título IV del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y en los artículos 9 y 10 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. Este régimen se denominará derechos de acometida de generación y será independiente de los derechos de acometida para suministro.

Artículo 7. *Suscripción del contrato técnico de acceso.*

1. Una vez superadas las pruebas de la instalación realizadas por el instalador autorizado, éste emitirá el correspondiente certificado de características principales de la instalación y de superación de dichas pruebas, debidamente diligenciado por el órgano de la Administración competente.

El titular de la instalación solicitará a la empresa distribuidora la suscripción del contrato técnico de acceso a la red para lo que será necesaria la presentación del certificado de superación de las pruebas de la instalación y que se haya producido la aceptación de las condiciones técnicas y económicas de conexión conforme se establece en los artículos 5 y 6 anteriores.

2. El titular de la instalación y la empresa distribuidora suscribirán el contrato por el que se regirán las relaciones técnicas entre ambos según el modelo de contrato tipo recogido en el anexo III de este real decreto.

La empresa distribuidora suscribirá este contrato en el plazo máximo de un mes a contar desde la fecha de solicitud del interesado siempre que la instalación cumpla los requisitos establecidos.

3. Cualquier discrepancia sobre el contrato que se vaya a suscribir será resuelta y notificada por el órgano de la Administración competente en el plazo máximo de un mes desde la fecha en que la solicitud de la resolución de la discrepancia haya tenido entrada en el registro del órgano competente para su tramitación.

Artículo 8. *Conexión a la red y primera verificación.*

1. Una vez aceptadas las condiciones técnicas y económicas de conexión y el certificado de características principales de la instalación y de superación de dichas pruebas conforme se establece en los artículos 5, 6 y 7, el titular de la instalación podrá solicitar a la empresa distribuidora la conexión a la red de distribución. Esta solicitud la podrá realizar junto con la de suscripción del contrato técnico con el distribuidor, o en cualquier momento posterior a la firma del mismo.

2. Efectuada la conexión la empresa distribuidora podrá realizar en cualquier momento una primera verificación en aquellos elementos que afecten a la regularidad y seguridad de suministro, por la que percibirá del titular de la instalación el pago de los derechos previstos en la normativa vigente.

El titular de la instalación quedará exento de la verificación contemplada en el párrafo anterior si remite a la empresa distribuidora certificado de la empresa instaladora en el que se acredite el cumplimiento con lo dispuesto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, o, en su caso, del cumplimiento con lo dispuesto en el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, debidamente diligenciado por la comunidad autónoma competente.

3. Si como consecuencia de la verificación la empresa distribuidora encontrase alguna incidencia en los equipos de conexión o en la propia instalación, ésta informará, si fuera necesario, al titular de la instalación sobre las mismas, concediéndole un plazo para que proceda a solucionarlas.

En caso de disconformidad, el titular de la instalación o la empresa distribuidora podrán solicitar al órgano de la Administración competente las inspecciones precisas y la resolución de la discrepancia. En el caso de que la conexión con la red de distribución no se haya realizado, el órgano de la Administración competente deberá resolver y notificar en un plazo máximo de un mes desde que se formule dicha solicitud.

4. A partir de la notificación a la empresa distribuidora de la solicitud de conexión, cuando no existan condicionantes técnicos o de operación de la red de distribución, ésta dispondrá de un plazo máximo de un mes para proceder a efectuar la conexión a la red.

La empresa distribuidora será responsable y asumirá el coste del entronque y la conexión de las instalaciones de producción a la red de distribución existente, sin perjuicio de dar cumplimiento a la normativa y protocolos de seguridad.

5. La empresa distribuidora remitirá al órgano de la Administración competente, y a la Comisión Nacional de Energía, durante el primer mes de cada año una relación de las instalaciones conectadas a su red de distribución durante el año anterior, con expresión para cada una de ellas del titular, emplazamiento y potencia nominal.

Artículo 9. *Procedimiento de conexión abreviada.*

1. Las instalaciones de potencia no superior a 10 kW que pretendan conectarse en un punto de la red de distribución en baja tensión, directamente o a través de la instalación de una red interior, en el que exista un suministro de potencia contratada igual o superior al de la instalación, podrán conectarse en el mismo punto de dicho suministro mediante el procedimiento abreviado previsto en el presente artículo.

2. El promotor de la instalación comunicará a la empresa distribuidora, mediante la remisión del modelo simplificado de solicitud de conexión recogido en el anexo II de este real decreto debidamente cumplimentado, y de manera fehaciente o a través de los medios electrónicos dispuestos por ésta, la solicitud de conexión de su instalación con la red de distribución de baja tensión, junto con una memoria técnica de diseño, que reflejará si la conexión propuesta es en el mismo punto de dicho suministro o en su red interior, e indicando el CUPS del suministro asociado.

En el caso en el que el solicitante de la conexión sea distinto del titular del contrato de suministro con título justo, aportará una declaración responsable en la que el titular del contrato de suministro da su conformidad a la solicitud de punto de conexión.

3. La empresa distribuidora dispondrá de un plazo de 10 días hábiles a contar desde la fecha de recepción de dicha solicitud para contestar confirmando o, en su caso, denegando al interesado mediante informe motivado y, siempre que fuera posible, remitiendo una propuesta alternativa. El titular podrá dirigir su reclamación al órgano de la Administración competente, en el plazo máximo de un mes desde la fecha de recepción de la propuesta, si no estuviera conforme con la propuesta remitida, así como en el caso de falta de contestación en el plazo de 10 días hábiles antes indicado, para que éste resuelva y notifique en el plazo de un mes desde la fecha en que la solicitud de la resolución de la discrepancia haya tenido entrada en el registro del órgano competente para su tramitación.

4. Una vez realizada la instalación, el titular remitirá a la empresa distribuidora de manera fehaciente o a través de los medios electrónicos dispuestos por ésta, una solicitud de conexión de la instalación, acompañada del contrato técnico de acceso establecido en el anexo III de este real decreto debidamente cumplimentado y firmado, y el certificado de instalación debidamente diligenciado por el órgano de la Administración competente.

La empresa distribuidora dispondrá de un plazo de 10 días hábiles para formalizar el contrato técnico de acceso, verificar la instalación y realizar la conexión de la instalación de producción a la red de distribución existente.

Si como resultado de la verificación, la distribuidora detectara deficiencias, lo comunicará al titular de la instalación que deberá subsanar las deficiencias señaladas antes de solicitar de nuevo la conexión.

5. La empresa distribuidora podrá, si lo considera oportuno, estar presente durante la puesta en servicio de instalación. A estos efectos el titular de la instalación deberá comunicar la fecha y hora en la que se va a realizar con una antelación mínima de 5 días.

CAPÍTULO III

Condiciones técnicas de las instalaciones

Artículo 10. *Obligaciones del titular de la instalación.*

1. El titular de la instalación será responsable de mantener la instalación en perfectas condiciones de funcionamiento, así como de los aparatos de protección y conexión.

Las empresas distribuidoras podrán proponer a la Administración competente, para su aprobación, programas de verificaciones de los elementos de instalaciones que puedan afectar a la regularidad y seguridad en el suministro, para ser realizados por ellas mismas, sin perjuicio de otros programas de verificaciones que puedan establecerse por las Administraciones. En el caso en el que una instalación no superase una verificación, los costes de la verificación y de la subsanación de las deficiencias serán a cargo del titular de la misma.

Las verificaciones contempladas en el párrafo anterior serán a cargo de las empresas distribuidoras.

2. En el caso de que se haya producido una avería en la red o una perturbación importante relacionada con la instalación, la empresa distribuidora, previa justificación al interesado, podrá verificar la instalación sin necesidad de autorización previa de la autoridad competente. A estos efectos se entenderá por perturbación importante aquella que afecte a la red de distribución haciendo que el suministro a los usuarios no alcance los umbrales de calidad establecidos para este caso por la normativa vigente.

3. En el caso de que una instalación perturbe el funcionamiento de la red de distribución, incumpliendo los límites establecidos de compatibilidad electromagnética, de calidad de servicio o de cualquier otro aspecto recogido en la normativa aplicable, la empresa distribuidora lo comunicará al órgano de la Administración competente en materia de energía y al titular de la instalación, al objeto de que por éste se proceda a subsanar las deficiencias en el plazo máximo de setenta y dos horas.

Si transcurrido dicho plazo persisten las incidencias, la empresa distribuidora podrá proceder a la desconexión de la instalación, dando cuenta de forma inmediata al órgano de la Administración competente en materia de energía. En este supuesto, una vez eliminadas las causas que provocan las perturbaciones, para proceder a la conexión de la instalación a la red, el titular de la instalación deberá presentar a la empresa distribuidora y al órgano de la

Administración competente la justificación correspondiente, firmada por un técnico competente o un instalador autorizado, según proceda, y en la que, en su caso, se describirá la revisión efectuada. La reconexión se producirá en el plazo máximo de 2 días hábiles desde la anterior notificación siempre que la distribuidora esté de acuerdo con la justificación dada y la revisión efectuada por el titular.

En caso de falta de acuerdo entre el titular de la instalación y la empresa distribuidora respecto a la existencia y la causa de las perturbaciones, podrá someterse el conflicto por una de las partes al órgano de la Administración competente en materia de energía para que por ésta se resuelva en el plazo de un mes.

4. En el caso excepcional en el que se evidencie que la instalación supone un riesgo inminente para las personas, o cause daños o impida el funcionamiento de equipos de terceros, la distribuidora podrá desconectar inmediatamente la instalación, debiendo comunicar y justificar detalladamente dicha actuación excepcional al órgano de la Administración competente en materia de energía y al interesado, en un plazo máximo de veinticuatro horas.

5. El titular de la instalación deberá disponer de un medio de comunicación que ponga en contacto los centros de control de la red de distribución con los responsables del funcionamiento de las instalaciones.

6. Las instalaciones de producción, deberán ser revisadas, al menos cada tres años, por técnicos titulados, libremente designados por el titular de la instalación. Los profesionales que las revisen estarán obligados a elaborar un informe en el que se consigne y certifique expresamente los datos de los reconocimientos. En ellos, además, se especificará el cumplimiento de las condiciones reglamentarias o, alternativamente, la propuesta de las medidas correctoras necesarias.

Los citados informes se mantendrán en poder del titular de las instalaciones, quien deberá enviar copia a la Administración competente.

Artículo 11. *Condiciones técnicas de carácter general.*

1. El funcionamiento de las instalaciones no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

2. En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones no deberán mantener tensión en la línea de distribución.

3. Para establecer el punto de conexión a la red de distribución se tendrá en cuenta los criterios recogidos en el anexo I de este real decreto.

4. A excepción de los servicios auxiliares de generación y, en su caso de instalaciones de acumulación, en el circuito que une la instalación de producción con su equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de consumo.

5. En el caso de que una instalación se vea afectada por perturbaciones de la red de distribución se aplicará la normativa vigente sobre calidad del servicio.

Artículo 12. *Condiciones de conexión.*

1. Los esquemas de conexión deben responder al principio de minimizar pérdidas en el sistema, favoreciendo el mantenimiento de la seguridad y calidad de suministro y posibilitando el trabajo en isla, sobre sus propios consumos, nunca alimentando a otros usuarios de la red.

Las configuraciones de conexión deberán asegurar la fiabilidad de las medidas de energía producida y consumida.

2. Si la potencia nominal de la instalación de generación a conectar a la red de distribución es superior a 15 kW, la conexión de la instalación a la red será trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a 5 kW.

Asimismo, en aquellos casos de autoconsumo en el que las instalaciones de generación próximas y asociadas lo sean a través de red interior, si el consumo es trifásico la conexión de la instalación de generación también deberá serlo.

3. La contribución de los generadores al incremento o la caída de tensión en la línea de distribución de baja o media tensión, entre el centro de transformación o la subestación de origen donde se efectúe la regulación de la tensión y el punto de conexión, en el escenario más desfavorable para la red, no debe ser superior al 2,5 por ciento de la tensión nominal de la red de baja o media tensión, según corresponda.

4. El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25 por ciento de su potencia nominal.

No obstante lo anterior, para instalaciones dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, podrán aplicarse factores de potencia inferiores dentro de los límites de capacidad de reactiva que se establezcan en la orden ministerial que apruebe los requisitos que deben establecer los gestores de red pertinentes de conformidad con lo establecido en dicho reglamento.

Artículo 13. *Condiciones específicas para la conexión en redes interiores.*

1. La conexión se realizará en el punto de la red del titular más próximo al origen de su instalación que permita aislar la instalación generadora del sistema eléctrico, cuando así sea requerido. La conexión de la generación que se realice en baja tensión se ajustará a los esquemas y modos de conexión permitidos en el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, según sea la tipología de la instalación y su potencia. La generación que se conecte en alta tensión se ajustará a los esquemas y modos de conexión del Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de alta tensión.

2. El titular de la red interior habrá de ser el mismo para todos los equipos de consumo e instalaciones de generación que tuviera conectados en su red. En este caso, deberá de figurar una anotación al margen en la inscripción definitiva de la instalación de producción, tanto en el registro autonómico como en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. Las instalaciones de producción conectadas a una red interior no podrán superar la capacidad disponible en el punto de conexión a la red de distribución ni la potencia vinculada a los derechos de extensión vigentes adscritos al suministro.

Lo anterior sin perjuicio de las particularidades de conexión de las instalaciones de cogeneración establecidas en la normativa sectorial.

Artículo 14. *Protecciones.*

1. El sistema de protecciones deberá cumplir, en lo no previsto en este real decreto, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y los procedimientos de operación correspondientes, así como, en lo no previsto en los anteriores, las exigencias previstas en la reglamentación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero. Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación a que se refiere el artículo 4, incluyendo lo siguiente:

a) Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Eventualmente, las funciones del elemento de corte general pueden ser cubiertas por otro dispositivo de la instalación generadora, que proporcione el aislamiento indicado entre el generador y la red.

b) Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.

c) Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Eventualmente la función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. Eventualmente, las funciones del interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo.

d) Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión entre fases como se recoge en la tabla 1, donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles. Las instalaciones dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016 deberán coordinar los valores de ajuste de los relés de mínima y máxima frecuencia de acuerdo con las capacidades técnicas exigidas en la orden ministerial que apruebe los requisitos que deben establecer los gestores de red pertinentes de conformidad con lo establecido en dicho reglamento. En los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, los valores anteriores serán los recogidos en los procedimientos de operación correspondientes. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión solo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

Tabla 1

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo de actuación
Sobretensión –fase 1.	*U*n + 10%	Máximo 1,5 s
Sobretensión – fase 2.	*U*n + 15%	Máximo 0,2 s
Tensión mínima.	*U*n - 15%	Máximo 1,5 s*
Frecuencia máxima.	51 Hz	Máximo 0,5 s
Frecuencia mínima.	48 Hz	Mínimo 3 s

* En el caso de instalaciones con obligación de cumplir requisitos de comportamiento frente a huecos de tensión el tiempo de actuación será igual a 1,5 s.

e) Además para tensión mayor de 1 kV y hasta 36 kV, inclusive, se deberá añadir el criterio de desconexión por máxima tensión homopolar.

2. Estas protecciones pueden actuar sobre el interruptor general o sobre el interruptor o interruptores del equipo o equipos generadores.

3. Las protecciones deberán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones necesarias sobre el sistema de conmutación y sobre la integración en el equipo generador de las funciones de protección.

4. En caso en el que el equipo generador o el inversor incorporen las protecciones anteriormente descritas, éstas deberán cumplir la legislación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, para instalaciones que trabajan en paralelo con la red de distribución. En este caso no será necesaria la duplicación de las protecciones.

Artículo 15. *Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones.*

1. La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

2. La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

3. Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

Artículo 16. *Armónicos y compatibilidad electromagnética.*

Los niveles de emisión e inmunidad deberán cumplir con la reglamentación vigente, incluyéndose en la documentación mencionada en el artículo 4 los certificados que así lo acrediten.

Artículo 17. *Garantía de seguridad en trabajos de la red de distribución.*

Cuando la empresa distribuidora deba efectuar trabajos en la red, lo comunicará con al menos 15 días de antelación al titular de la instalación. En este caso, la empresa distribuidora intervendrá en el punto frontera de la instalación de generación, aun cuando esto pudiera imposibilitar o condicionar el suministro de energía al consumidor conectado en dicho punto.

CAPÍTULO IV

Procedimiento de medida y facturación

Artículo 18. *Medida y facturación.*

1. Los puntos de medida se ajustarán a los requisitos y condiciones establecidos en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, y en la reglamentación vigente en materia de medida y seguridad y calidad industrial, cumpliendo los requisitos necesarios para permitir y garantizar la correcta medida y facturación de la energía producida.

2. Será requisito necesario para la facturación del régimen económico asociado a la condición de instalación de régimen especial, la existencia de un punto de medida de generación propio, e independiente.

3. **(Derogado)**

4. Los procedimientos para la fijación de puntos de medida alternativos y las correcciones a efectuar en las medidas de forma que la medida corregida pueda considerarse igual a la energía circulada por el punto frontera serán los establecidos en las instrucciones técnicas complementarias del Reglamento unificado de medidas del sistema eléctrico.

5. La clase de precisión de los puntos de medida de generación y consumo será conforme a lo establecido en la normativa de aplicación, garantizando el suministro de los datos requeridos para la facturación de las tarifas o peajes que correspondan.

6. La instalación de todos los equipos de medida se efectuará de forma que el encargado de la lectura disponga permanentemente de libre acceso a los mismos, debiendo garantizarse la veracidad e integridad de la medida.

Para las instalaciones de régimen especial de potencia igual o inferior a 10 kW, conectadas a una red interior, no será de aplicación el complemento por energía reactiva previsto en el artículo 29 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Disposición adicional primera. *Instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia nominal no superior a 100 kW, conectadas a tensión no superior a 1 kV, ya sea a la red de distribución o a la red interior de un consumidor.*

Quedan excluidas del régimen de autorización administrativa previa las instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia nominal no superior a 100 kW, conectadas directamente a una red de tensión no superior a 1 kV, ya sea de distribución o a la red interior de un consumidor.

Disposición adicional segunda. *Elaboración de una regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo.*

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, en el plazo de cuatro meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, elevará al Gobierno una propuesta de real decreto cuyo objeto sea la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del consumo de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo.

Disposición transitoria primera. *Régimen jurídico de las condiciones económicas de la conexión de una instalación de generación a las redes de transporte y distribución que dispongan de punto de conexión a la entrada en vigor del presente real decreto.*

A todas aquellas instalaciones que a la entrada en vigor del presente real decreto dispongan de punto de conexión no será de aplicación el régimen económico establecido en el artículo 6 y en la disposición adicional decimotercera del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, siéndoles de aplicación la normativa anterior.

Disposición transitoria segunda. *Plazo para que las instalaciones fotovoltaicas inscritas en el Registro de pre-asignación de retribución en el momento de la entrada en vigor del presente real decreto sean inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción de régimen especial.*

Las instalaciones de tecnología fotovoltaica que en el momento de la entrada en vigor del presente real decreto se encuentren inscritas en el Registro de pre-asignación de retribución dispondrán de un plazo máximo de dieciséis meses, sin posibilidad de prórroga, a contar desde la fecha de publicación en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de la Resolución de convocatoria de preasignación, para ser inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente del órgano competente y comenzar a vender energía eléctrica de acuerdo con cualquiera de las opciones del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Esta disposición será de aplicación siempre y cuando no hubieran pasado dieciséis meses desde la inscripción de la instalación en el citado Registro de pre-asignación de retribución de instalaciones fotovoltaicas y a condición de que no existiera resolución firme que acordara la cancelación de la inscripción en el mismo.

Disposición transitoria tercera. *Procedimientos en tramitación sobre las materias reguladas en las disposiciones finales segunda y cuarta del presente real decreto.*

Los procedimientos sobre las materias reguladas en las disposiciones finales segunda y cuarta del presente real decreto, que hayan sido iniciados con anterioridad a su entrada en vigor, continuarán tramitándose hasta su resolución, pero les serán de aplicación las modificaciones normativas introducidas por este real decreto.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Queda derogado el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, y cuantas disposiciones de igual o inferior rango contradigan lo dispuesto en este real decreto.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*

Se modifica el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, en los siguientes términos: queda redactado como sigue:

Uno. El artículo 66 bis queda redactado como sigue:

> **«Artículo 66 bis.** *Avales para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones de producción en régimen especial.*
>
> Para las nuevas instalaciones de producción en régimen especial, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de distribución deberá haber presentado un aval por una cuantía equivalente a 20 €/kW para las instalaciones a las que les sea aplicable la normativa específica reguladora de la conexión a red de las instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, de 500 €/kW instalado para las instalaciones fotovoltaicas no incluidas en el ámbito de aplicación de la citada normativa o 20 €/kW para el resto de instalaciones. Estas cuantías podrán ser modificadas por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio.
>
> Quedarán exentas de la presentación de este aval las instalaciones de potencia igual o inferior a 10 kW.
>
> La presentación de este aval será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión a la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución.
>
> El aval será cancelado cuando el peticionario obtenga el acta de puesta en servicio de la instalación.
>
> En el caso de las instalaciones en las que no sea necesaria la obtención de una autorización administrativa, la cancelación será realizada cuando se realice la inscripción definitiva de la instalación.
>
> Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de la Administración de información o actuación realizados en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución del aval. Se tendrá en cuenta a la hora de valorar el desistimiento del promotor, el resultado de los actos administrativos previos que puedan condicionar la viabilidad del proyecto.»

Dos. Se añade una nueva disposición adicional decimotercera con la siguiente redacción:

> **«Disposición adicional decimotercera.** *Determinación de las condiciones económicas de la conexión de una instalación de generación a las redes de transporte y distribución.*
>
> 1. Para todas las instalaciones de generación de régimen ordinario y régimen especial a las que no les sea aplicable la normativa específica reguladora de la conexión a red de las instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia el coste de las nuevas instalaciones necesarias desde el punto frontera hasta el punto de conexión con la red de transporte o distribución, las repotenciaciones en las líneas de la empresa transportista o distribuidora del mismo nivel de tensión al del punto de conexión que se encuentren entre el punto frontera de la instalación de generación y el punto de conexión a la red de transporte o distribución y, si fuese necesaria, la repotenciación del transformador afectado de la empresa transportista o distribuidora del mismo nivel de tensión al del punto de conexión serán realizadas a cargo del solicitante.
>
> La empresa transportista o distribuidora deberá remitir al promotor de la instalación de generación un pliego de condiciones técnicas y un presupuesto

económico. Para la remisión de dichos documentos, la empresa transportista o distribuidora contará con un plazo de un mes a contar desde la fecha en que esta empresa tenga constancia de la aceptación por parte del promotor de la instalación de generación del punto de conexión propuesto por la empresa transportista o distribuidora.

Los documentos señalados en este apartado deberán desglosarse del siguiente modo:

a) Pliego de condiciones técnicas:

1.º Trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de transporte o distribución existente en servicio, siempre que éstos sean necesarios para incorporar las nuevas instalaciones.

Los trabajos detallados en este apartado serán realizados por el transportista o distribuidor al ser éste el propietario de esas redes y por razones de seguridad, fiabilidad y calidad del suministro.

2.º Trabajos necesarios para la conexión de la instalación de generación hasta el punto de conexión con la red de distribución, si lo ha solicitado expresamente el promotor de la instalación de generación.

Los trabajos referidos en este apartado podrán ser ejecutados a requerimiento del solicitante por cualquier empresa instaladora legalmente autorizada o por la empresa transportista o distribuidora.

b) Presupuesto:

1.º Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos correspondientes a refuerzos, adecuaciones, adaptaciones o reformas de instalaciones de la red de transporte o distribución existente en servicio, necesarios para incorporar a las nuevas instalaciones. La empresa distribuidora deberá hacer constar de manera expresa en el presupuesto que dichas instalaciones podrán ser ejecutadas bien por la empresa distribuidora o bien por un instalador autorizado que deberá llevar a cabo la instalación de acuerdo a las condiciones detalladas en el pliego de prescripciones técnicas, a las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias y a las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración competente.

2.º Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos necesarios para la conexión de la instalación de generación hasta el punto de conexión con la red de transporte o distribución, si lo ha solicitado expresamente el promotor de la instalación de generación.

A petición expresa del promotor de la instalación de generación, el transportista o distribuidor presentará un presupuesto por estas instalaciones que deberá ser independiente del presupuesto señalado en el apartado 1.º anterior.

En el caso de que el solicitante decida que la empresa transportista o distribuidora ejecute los trabajos deberá comunicarlo de manera expresa a la misma en el plazo de tres meses a contar desde la recepción del presupuesto.

Igualmente, si el solicitante decidiese que fuese cualquier otra empresa instaladora legalmente autorizada la que ejecutase los trabajos deberá comunicarlo a la empresa transportista o distribuidora en el plazo de tres meses a contar desde la recepción del presupuesto.

2. Si la empresa transportista o distribuidora no efectuase la notificación en el plazo a que se refiere el apartado 1, el interesado podrá dirigir su reclamación al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la finalización de dicho plazo, quien procederá a requerir los datos mencionados a la empresa transportista o distribuidora y resolverá y notificará en un plazo máximo de tres meses.

3. En caso de disconformidad con las condiciones técnicas y el presupuesto económico propuestas por la empresa transportista o distribuidora, el interesado podrá dirigirse al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la recepción de la documentación, para que éste proceda a la resolución de la

discrepancia estableciendo las condiciones que las partes habrán de respetar. La resolución y notificación deberá producirse en el plazo máximo de dos meses a contar desde la fecha de la solicitud.

4. Una vez comunicada a la empresa transportista o distribuidora el interés en que ejecute los trabajos, el pliego de condiciones técnicos y el presupuesto será válido en los términos que las condiciones técnicas del punto de acceso y conexión.

5. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 9.2 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, las nuevas instalaciones necesarias hasta el punto de conexión que vayan a ser utilizadas por más de un consumidor y/o generador, excepto si pueden ser consideradas infraestructuras compartidas de evacuación, y sean realizadas directamente por el solicitante, habrán de ser cedidas al transportista o distribuidor de la zona, que se responsabilizará desde ese momento de su operación y mantenimiento. Cuando existan varias empresas distribuidoras en la zona a las cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la Administración competente determinará a cuál de dichas empresas deberán ser cedidas, con carácter previo a su ejecución y siguiendo criterios de mínimo coste. El titular de la instalación podrá exigir la suscripción de un convenio de resarcimiento frente a terceros nuevos consumidores y/o nuevos generadores, con una duración mínima de diez años, quedando dicha infraestructura abierta al uso de terceros. Este periodo mínimo de diez años, podrá ser ampliado excepcionalmente por el órgano correspondiente de la Administración competente en casos debidamente justificados. Los referidos convenios deberán ser puestos en conocimiento de la Administración competente, acompañándose a la documentación de la solicitud de autorización administrativa de transmisión de la instalación.»

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

En el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se introducen las siguientes modificaciones:

Uno. Se modifica el párrafo c) del apartado 2 del artículo 4, que queda redactado del modo siguiente:

«c) La inscripción en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de las instalaciones de su competencia reguladas en este real decreto, así como la comunicación de la inscripción al operador del sistema y, en su caso, al operador del mercado.»

Dos. Los apartados 3 y 4 del artículo 4 pasan a numerarse como apartados 4 y 5.

Tres. En el artículo 4, se añade un apartado 3 con la siguiente redacción:

«3. Sin perjuicio de la dependencia del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, corresponde a la Comisión Nacional de Energía, la toma de razón, en la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de las instalaciones reguladas en este real decreto, salvo las previstas en el apartado 2.c anterior, así como la comunicación de la misma al operador del sistema y, en su caso, al operador del mercado.»

Cuatro. Se modifica la redacción de los apartados 7, 8, 9 y 10 del artículo 4 bis y se añade un nuevo apartado 11 en los siguientes términos:

«7. Para las instalaciones de tecnología fotovoltaica, se considerará modificada sustancialmente, a efectos del régimen económico, la fracción de potencia de una instalación que sea objeto sustitución de los equipos electromecánicos para variar su tecnología entre fija, con seguimiento a un eje y seguimiento a dos ejes, indistintamente.

En este caso, no se considerará modificación sustancial cuando la fracción de potencia afectada, en el plazo de un año, sea inferior al 5 por ciento de la potencia pico de la instalación.

El régimen económico que se aplicará a potencia afectada por la modificación sustancial será el resultante de la convocatoria de preasignación de retribución que se resuelva con posterioridad a la fecha acta de puesta en servicio definitiva de dicha modificación. A estos efectos, cuando no sea preceptiva la expedición de acta de puesta en servicio para este tipo de modificación se considerará fecha de puesta en servicio aquella en la que el órgano competente disponga de constatación documental de la referida modificación.

8. Para el resto de tecnologías distintas a la cogeneración y a la eólica y a la fotovoltaica, se considerará modificación sustancial de una instalación preexistente, a efectos del régimen económico previsto en este real decreto, las sustituciones de los equipos principales que se establezcan por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio. En tanto en cuanto no sean establecidos éstos, los equipos principales a tener en cuenta a efectos de su consideración como modificación sustancial serán determinados, en cada caso, por la Dirección General de Política Energética y Minas, previa solicitud por parte del interesado.

9. En todo caso, para que una modificación de una instalación sea considerada como sustancial se debe cumplir necesariamente la condición de que los equipos principales a instalar en ella sean nuevos y sin uso previo.

10. En el caso de que una instalación estuviera constituida por distintos equipos generadores pero con una misma fecha de inscripción definitiva, se entenderá que se ha producido la modificación sustancial cuando se sustituyan todos los equipos generadores existentes correspondientes por nuevos equipos.

Si en una instalación existieran equipos con fechas de inscripción diferentes, se podrá aplicar la modificación sustancial a los equipos generadores que compartan la misma fecha de inscripción de acuerdo con lo señalado en el párrafo anterior.

11. La modificación sustancial de una instalación supondrá su acogimiento pleno al régimen económico vigente para nuevas instalaciones, en la categoría, grupo y subgrupo que le corresponda. En el caso en el que dicha modificación implique una ampliación de potencia, dicha ampliación deberá someterse al procedimiento de preasignación de retribución que le corresponda, salvo en los casos en los que se prevea expresamente algo diferente.»

Cinco. Se modifica el apartado 3 del artículo 10, que queda redactado del siguiente modo:

«3. La Dirección General de Política Energética y Minas establecerá, en colaboración con las comunidades autónomas y la Comisión Nacional de Energía, un procedimiento electrónico al que se adherirán los órganos competentes de las mismas para la comunicación de datos remitidos por éstas para la toma de razón de las inscripciones en el registro dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Igualmente la Dirección General de Política Energética y Minas promoverá la utilización de dicho procedimiento electrónico en sentido inverso, para la transmisión, por parte de la Comisión Nacional de Energía a los órganos competentes de las comunidades autónomas de las inscripciones que afecten a su ámbito territorial, así como al operador del sistema y al operador del mercado de las inscripciones en el Registro administrativo de instalaciones en régimen especial.»

Seis. Se modifican los apartados 3 y 4 del artículo 11, que quedan redactados del modo siguiente:

«3. Una vez inscrita, la comunidad autónoma competente deberá dar traslado a la Comisión Nacional de Energía, en un plazo máximo de un mes, de la inscripción de la instalación en el registro autonómico para la toma de razón de la inscripción previa en el registro administrativo, acompañado del modelo de inscripción del anexo III.

4. La formalización de la inscripción previa dará lugar a la asignación de un número de identificación en el registro, que será comunicado a la comunidad autónoma competente, al objeto de que por esta última se proceda a su notificación al interesado. Esta notificación será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado.»

Siete. Se modifican los apartados 2 y 3 del artículo 12, que quedan redactados del modo siguiente:

«2. En el caso de que la competencia para la resolución de la solicitud corresponda a una comunidad autónoma, ésta, en el plazo de un mes, deberá comunicar la inscripción de la instalación en el registro autonómico o, en su caso, de los datos precisos para la inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial a la Comisión Nacional de Energía, según el modelo de inscripción del anexo III, acompañado del acta de puesta en servicio definitiva definida en el artículo 132 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Cuando resulte competente, la Dirección General de Política Energética y Minas deberá resolver sobre la solicitud de inscripción definitiva en un plazo máximo de un mes.

3. La Comisión Nacional de Energía comunicará la toma de razón de la inscripción definitiva en este registro, en la que constará el número de identificación en éste, al operador del mercado, al operador del sistema y a la comunidad autónoma que resulte competente. Por su parte el órgano competente de ésta procederá a su notificación al solicitante y a la empresa distribuidora. Esta notificación será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado.»

Ocho. Se modifica el artículo 13, que queda redactado como sigue:

«Artículo 13. *Caducidad y cancelación de la inscripción previa.*

La inscripción previa de una instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas será cancelada si, transcurridos tres meses desde que aquélla fuese notificada al interesado, éste no hubiera solicitado la inscripción definitiva. No obstante, no se producirá esta cancelación en el caso de que a juicio de la Administración competente existan razones fundadas para que esta inscripción permanezca en el registro, lo que deberá comunicar, en su caso, a la Comisión Nacional de Energía expresando el plazo durante el cual la vigencia de la inscripción debe prorrogarse.»

Nueve. Se modifica el artículo 15, que queda redactado como sigue:

«Artículo 15. *Cancelación y revocación de la inscripción definitiva.*

Procederá la cancelación de la inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial en los siguientes casos:

a) Cese de la actividad como instalación de producción en régimen especial.

b) Revocación por el órgano competente del reconocimiento de instalación acogida al régimen especial o revocación de la autorización de la instalación, de acuerdo con la legislación aplicable.

La Administración competente comunicará la cancelación o revocación, así como cualquier otra incidencia de la inscripción definitiva en el registro, a la empresa distribuidora y a la Comisión Nacional de Energía para su toma de razón en el

Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, cuando proceda.

Asimismo, la Comisión Nacional de Energía anotará en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, cuando proceda, aquellas resoluciones por las que declare, de conformidad con el procedimiento establecido en la normativa reguladora de la liquidación de la prima equivalente, que una instalación no cumple con los requisitos para la aplicación del régimen económico primado.»

Diez. Se sustituye el tercer párrafo del apartado d) del artículo 18, por los siguientes párrafos:

«Todas las instalaciones con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior a 1 MW pero que formen parte de una agrupación de instalaciones cuya suma de potencias sea mayor de 1 MW, deberán enviar telemedidas al operador del sistema, en tiempo real, de forma individual en el primer caso o agregada en el segundo. Estas telemedidas serán remitidas por los titulares de las instalaciones o por sus representantes, pudiendo ser transmitidas a través de los centros de control de la empresa distribuidora si así lo acordaran con ésta.

Con objeto de garantizar la correcta gestión técnica del sistema eléctrico, los requisitos mínimos que deberán cumplir las instalaciones de conexión desde el equipos de medida hasta el centro de control del distribuidor o del Operador del sistema serán definidos por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.»

Once. El apartado 2 del artículo 19 queda redactado de la siguiente manera:

«2. En el plazo máximo de un mes, contado a partir de su recepción, los órganos competentes de las comunidades autónomas remitirán la información, incluidas las memorias-resumen anuales, a la Comisión Nacional de Energía para su toma de razón en el registro.»

Doce. El apartado 4 del artículo 19 queda redactado de la siguiente manera:

«4. La documentación a que hace referencia el presente artículo será remitida por los órganos competentes a la Comisión Nacional de Energía a través del procedimiento electrónico a que hace referencia el artículo 10.3 del presente real decreto.

La remisión de la documentación a que hace referencia el presente artículo, por parte de los titulares de las instalaciones al órgano competente o a la Dirección General de Política Energética y Minas, se realizará, al menos, en formato electrónico. A estos efectos, por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía podrá aprobarse un modelo de formulario, descargable, que se pondrá a disposición de los interesados a través de la sede electrónica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.»

Trece. Los apartados 4 y 5 del artículo 24 quedan redactados de la siguiente manera:

«4. Los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto podrán elegir, por períodos no inferiores a un año, la opción de venta de su energía que más les convenga, lo que comunicarán a la empresa distribuidora y a la Comisión Nacional de Energía, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

5. La Comisión Nacional de Energía tomará nota de la opción elegida, y de los cambios que se produzcan en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará a los operadores del sistema y del mercado, a los efectos de liquidación de las energías.»

Catorce. El apartado 3 del artículo 26 queda redactado de la siguiente manera:

«3. El titular de una instalación que desee acogerse a dicho régimen podrá hacerlo por periodos no inferiores a un año lo que comunicará a la empresa

distribuidora y a la Comisión Nacional de Energía, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.»

Quince. El apartado 2 del artículo 49 queda redactado de la siguiente manera:

«2. En cualquier caso, la comunicación a que hace referencia el apartado 1 anterior será remitida al organismo competente que autorizó la instalación, indicando la fecha de aplicación y duración total del mencionado periodo suspensivo. Asimismo se remitirá copia de la citada comunicación a la Comisión Nacional de Energía.»

Dieciséis. Se modifican los párrafos tercero y cuarto de la disposición adicional séptima, que quedan redactados de la siguiente manera:

«Dicho complemento será aplicable únicamente a las instalaciones eólicas que acrediten ante la empresa distribuidora y ante la Comisión Nacional de Energía un certificado de una entidad autorizada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio que demuestre el cumplimiento de los requisitos técnicos exigidos, de acuerdo con el procedimiento de verificación correspondiente.

La Comisión Nacional de Energía tomará nota de esta mejora en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará al operador del sistema a efectos de su consideración a efectos de control de producción cuando ello sea de aplicación para preservar la seguridad del sistema.»

Diecisiete. Se modifican los apartados 3, 4 y 5 de la disposición transitoria segunda, que pasan a tener la siguiente redacción:

«3. Las instalaciones de tratamiento y reducción de los purines de explotaciones de porcino deberán presentar anualmente ante el órgano competente de la comunidad autónoma, como complemento a la memoria-resumen a la que se hace referencia en el artículo 19, una auditoría medioambiental en la que quede explícitamente recogida la cantidad equivalente de purines de cerdo del 95 por ciento de humedad tratados por la instalación en el año anterior. El interesado deberá remitir, al propio tiempo, copia de esta documentación a la Comisión Nacional de Energía.

Serán motivos suficientes para que el órgano competente proceda a revocar la autorización de la instalación como instalación de producción en régimen especial, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas:

a) el incumplimiento de los requisitos de eficiencia energética que se determinan en el anexo I. Para el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente se considerará como valor asimilado a calor útil del proceso de secado de los purines el de 825 kcal/kg equivalente de purines de cerdo del 95 por ciento de humedad.

b) el tratamiento anual de menos del 85 por ciento de la cantidad de purín de cerdo para la que fue diseñada la planta de acuerdo a la potencia eléctrica instalada.

c) el tratamiento de otro tipo de residuos, sustratos orgánicos o productos distintos al purín de cerdo, en el caso de las plantas que no integren una digestión anaeróbica en su proceso.

d) el tratamiento de más de un 10 por ciento de otro tipo de residuos, sustratos orgánicos o productos distintos al purín de cerdo, en el caso de las plantas que integren una digestión anaeróbica en su proceso.

4. Las instalaciones de tratamiento y secado de lodos derivados de la producción de aceite de oliva deberán presentar anualmente ante el órgano competente de la comunidad autónoma, como complemento a la memoria resumen a la que se hace referencia en el artículo 14, una auditoría medioambiental en la que quede explícitamente recogida la cantidad equivalente de lodo del 70 por ciento de humedad tratado por la instalación en el año anterior. El interesado deberá remitir, al propio tiempo, copia de esta documentación a la Comisión Nacional de Energía.

Será motivo suficiente para que el órgano competente proceda a revocar la autorización de la instalación como instalación de producción en régimen especial, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas, el incumplimiento de los requisitos de eficiencia energética que se determinan en el anexo I. Para el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente se considerará como calor útil máximo del proceso de secado del lodo derivado de la producción de aceite de oliva el de 724 kcal/kg y del resto de lodos de 740 Kcal/kg, en ambos casos equivalente de lodo del 70 por ciento de humedad, no admitiéndose lodos para secado con humedad superior al 70 por ciento.

5. Cualquiera de estas instalaciones podrán optar por acogerse plenamente a este real decreto, mediante comunicación expresa a la Comisión Nacional de Energía. En todo caso, vencido su periodo transitorio, la instalación que aún no se haya acogido a este real decreto quedará automáticamente acogida al mismo, manteniendo su inscripción. En ambos casos, la migración se llevará a cabo a la categoría a, dentro del grupo y subgrupo que le corresponda por potencia y tipo de combustible, no pudiendo volver al régimen económico descrito en esta disposición transitoria.»

Dieciocho. Se modifica el primer párrafo de la disposición transitoria décima que queda redactada como sigue:

«Las instalaciones de régimen especial que a la entrada en vigor de este real decreto estuvieran utilizando la cogeneración para el secado de los subproductos procedentes del proceso de producción del aceite de oliva, utilizando como combustible la biomasa generada en el mismo, podrán acogerse a la presente disposición transitoria, para toda la vida de la instalación, mediante comunicación expresa a la Comisión Nacional de Energía.»

Diecinueve. Se modifica el apartado 6 del anexo XI que queda redactado del siguiente modo:

«6. Para instalaciones o agregaciones de las mismas, de más de 10 MW, con conexión existente y prevista a la red de distribución, y tras la conclusión de su aceptabilidad por el gestor de distribución, éste solicitará al operador del sistema su aceptabilidad desde la perspectiva de la red de transporte en los procedimientos de acceso y conexión. Se considera agregación el conjunto de generadores existentes o previstos, o agrupaciones de éstos de acuerdo con la definición de agrupación recogida en el artículo 18, con potencia instalada mayor de 1 MW y con afección mayoritaria sobre un mismo nudo de la red de transporte.

Asimismo, el gestor de la red de distribución informará al operador del sistema sobre la resolución de los procedimientos de acceso y conexión de todas las instalaciones incluidas en el ámbito del presente real decreto.»

Veinte. Se modifica el apartado 5 del anexo XIII que queda redactado del siguiente modo:

«5. La potencia neta de cada instalación será inscrita por la Comisión Nacional de Energía en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.»

Disposición final tercera. *Modificación del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.*

Se añade un artículo 11 bis al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, con la siguiente redacción:

«Artículo 11 bis. *Instalaciones de generación de régimen especial compuestas por grupos de distintas fases.*

Cuando una instalación de generación en régimen especial esté compuesta por equipos que, por haber sido puestos en funcionamiento en distintas fases, puedan

percibir regímenes económicos diferentes, las energías activa y reactiva medidas en frontera se asignarán a cada fase, junto con la imputación de pérdidas que corresponda, proporcionalmente a la potencia instalada en cada fase o bien mediante medidas individualizadas.

En el caso de que se opte por instalar medidas individualizadas, además del correspondiente punto medida global correspondiente al punto frontera con la red, deberán instalarse equipos para medida individualizada de potencia activa y reactiva en cada una de las instalaciones.

Por lo tanto, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 5 del presente reglamento, en el punto de conexión se establecerá una configuración principal y, cuando así sea requerido, una configuración redundante o comprobante. Por otro lado se establecerá, así mismo, una configuración principal, y cuando así sea requerido, una configuración redundante o comprobante en cada una de los grupos con distinta fase de la instalación de generación.»

Disposición final cuarta. *Modificación del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.*

En el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología, se introducen las siguientes modificaciones:

Uno. Se modifica el primer párrafo del apartado a) del artículo 3, que queda redactado del modo siguiente:

«a) Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario, en todos los casos, cuando en su interior exista un punto de suministro o suministros que compartan instalaciones de enlace cuyo sumatorio de potencia contratada sea de al menos un 25 por ciento de la potencia nominal de las instalaciones fotovoltaicas durante los primeros veinticinco años a contar desde el primer día del mes siguiente al acta de puesta en marcha de la instalación de producción.»

Dos. Los apartados 1, 2 y 3 del artículo 8 quedan redactados en los siguientes términos:

«1. Las instalaciones inscritas en el Registro de pre-asignación de retribución dispondrán de un plazo máximo de dieciséis meses, sin posibilidad de prórroga, a contar desde la fecha de publicación del resultado en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, para ser inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente del órgano competente y comenzar a vender energía eléctrica de acuerdo con cualquiera de las opciones del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

2. En caso de incumplimiento de la obligación establecida en el apartado 1 anterior, se procederá, por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, a la cancelación por incumplimiento de la inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución.

A estos efectos, la Comisión Nacional de Energía propondrá de oficio a la Dirección General de Política Energética y Minas la iniciación del procedimiento de cancelación por incumplimiento de la inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución. La Dirección General de Política Energética y Minas dictará, en su caso, el acto de iniciación del procedimiento.

Igualmente será causa de cancelación de la inscripción en el Registro de preasignación de retribución el desistimiento voluntario de la tramitación administrativa de la instalación o la falta de respuesta en un plazo de tres meses a

contar desde la recepción de los requerimientos de información o actuación que hayan sido formulados por el órgano de la Administración competente. En estos casos, el órgano competente comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas la procedencia de dicha cancelación, para que esta última dicte, en su caso, el acto de iniciación del procedimiento de cancelación de la inscripción en el citado Registro por desistimiento o por falta de respuesta a un requerimiento.

En los procedimientos regulados en este apartado, el plazo máximo para resolver y notificar será de seis meses desde la fecha del acuerdo de iniciación dictado por la Dirección General de Política Energética y Minas. En dichos procedimientos, la Dirección General de Política Energética y Minas dará traslado del acto de iniciación a la Comisión Nacional de Energía para la instrucción del procedimiento, que incluirá en todo caso la audiencia al interesado. La Comisión Nacional de Energía elaborará una propuesta de resolución, que será remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas, órgano competente para resolver, con un plazo de antelación mínimo de dos meses antes de la finalización del plazo máximo para resolver y notificar la resolución.

3. La cancelación de la inscripción de un proyecto en el Registro de preasignación será comunicada por la Dirección General de Política Energética y Minas al órgano competente y a la Comisión Nacional de Energía. Esta cancelación supondrá la pérdida de los derechos asociados a la inscripción en dicho registro, sin perjuicio de la posibilidad del titular del proyecto o instalación de volver a solicitar la inscripción en el Registro administrativo de preasignación de retribución comenzando de nuevo el procedimiento.»

Tres. El apartado 1 del artículo 9 queda redactado en los siguientes términos:

«1. Las cuantías de aval necesarias para participar en el procedimiento de preasignación serán de 20 €/kW para las instalaciones de tipo I.1 y I.2 hasta 100 kW, de 50 €/kW para el resto de instalaciones de tipo I.2 y de 500 €/kW para el resto. En el caso en el que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, una instalación estuviera exenta de la presentación del aval para el acceso a la red de distribución, o en cualquier otro caso en el que no existiera un depósito de un aval por una cuantía suficiente, deberá depositarse ante la Caja General de Depósitos un aval por la cuantía necesaria. En el caso en el que la instalación contara con inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente del órgano competente, no se exigirá el depósito de este aval.»

Disposición final quinta. *Carácter básico.*

Este real decreto tiene carácter básico y se dicta al amparo del artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final sexta. *Desarrollo, ejecución y aplicación.*

Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para dictar en el ámbito de sus competencias cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo, ejecución y aplicación de lo dispuesto en este real decreto, así como para actualizar el contenido de sus anexos.

Disposición final séptima. *Incorporación de derecho de la Unión Europea.*

Mediante este real decreto se incorpora al derecho español el contenido de los artículos 13.1.f y 16 de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, en lo relativo a la

simplificación de los procedimientos de autorización para las instalaciones de producción de electricidad de pequeño tamaño y a las condiciones de acceso a las redes.

Disposición final octava. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Criterios para la determinación de la potencia nominal máxima disponible de conexión

Para determinar la potencia nominal máxima disponible de conexión, se atenderá a los siguientes criterios:

1. Para las instalaciones que pretendan conectarse en un punto de la red de tensión igual o inferior a 1 kV (bien directamente o a través de la instalación de una red interior):

a) La potencia nominal máxima disponible en el punto de conexión de una línea se calculará como la mitad de la capacidad de transporte de la línea en dicho punto, definida como capacidad térmica de diseño de la línea en el punto, menos la suma de las potencias de las instalaciones de producción conectadas o con punto de conexión vigente en dicha línea.

b) En el caso de que el punto de conexión sea en un centro de transformación, la potencia nominal máxima disponible en dicho punto se calculará como la mitad de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión menos la suma de las potencias de las instalaciones de producción conectadas o con punto de conexión vigente a ese centro.

A los efectos de determinación de la potencia nominal máxima disponible de conexión recogida en este apartado, se considerará nula la potencia de las instalaciones de generación de los consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo tipo 1 que estén conectadas a la red de tensión menor o igual a 1 kV y que hayan acreditado que cuentan con dispositivo que impida el vertido instantáneo de energía a la red de distribución.

2. Para las instalaciones que pretendan conectarse a la red de tensión superior a 1 kV, e igual o inferior a 36 kV (bien directamente o a través de la instalación de una red interior):

a) La potencia nominal máxima disponible en el punto de conexión se calculará como la potencia que puede inyectarse en dicho punto, teniendo en cuenta las instalaciones de producción ya conectadas o con punto de conexión vigente y con el consumo mínimo simultáneo previsto.

b) La metodología de cálculo del consumo mínimo simultáneo previsto se establecerá en el correspondiente procedimiento de operación de distribución. En tanto en cuanto no se establezca la citada metodología, se tomará como consumo mínimo simultáneo previsto el dato registrado de demanda mínima y, en ausencia de éste, se considerará el 10 por ciento de la potencia punta del centro de transformación.

ANEXO II

Modelo de solicitud de conexión

Solicitud de conexión de una instalación a la red de distribución de baja o media tensión	
Detalles generales del proyecto	
Emplazamiento/dirección/código postal	
Referencia catastral	
Teléfono de contacto del titular	
Empresa de distribución	
Propietario del sistema	
Dirección de correo electrónico del titular	
CUPS suministro asociado	

Usuario del sistema (si es diferente del propietario)		
Potencia asignada total		
Aplicación del calor recuperado		
Detalles del instalador autorizado		
Instalador autorizado		
Acreditación/Cualificación		
Dirección (incluyendo el código postal)		
Persona de contacto		
Teléfono		
Fax		
Dirección de correo electrónico		
Detalles de la instalación de producción		
Emplazamiento del generador(es) dentro de la instalación		
Fabricante del generador(es)/modelo(s)		
Potencia asignada del equipo(s) generador(es) (kVA)		
Factor de potencia del equipo(s) generador(es)		
Monofásico o trifásico		
Máxima corriente de pico en cortocircuito (A)		
Tecnología del generador y combustible empleado		
Número de serie del equipo(s) generador(es)		
Contador y número de registro del contador		
Punto de conexión propuesto		
Descripción de la configuración de conexión		
Esquema unifilar adjunto		
Declaración a ser completada por el instalador		
Comentarios		
Declaro que esta instalación ha sido diseñada cumpliendo con los requisitos del fabricante, instrucciones, la regulación de cableado, verificación del correcto funcionamiento de las protecciones y los requisitos de puesta a tierra.		
Nombre:	Firma:	Fecha:

ANEXO III

Modelo de contrato técnico tipo

En....., a..... de.....

REUNIDOS

De una parte..... (en adelante el titular), con N.I.F.....en nombre y representación de....., con domicilio en.....

Y de otra..... (en adelante ED), con N.I.F/NIE..... en nombre y representación de..... con domicilio en.....

MANIFIESTAN

Primero. Que el titular de la instalación de producción acogida al régimen especial, en adelante «el titular», y la empresa distribuidora, en adelante «ED», suscribirán un contrato tipo por el que se regirán las condiciones técnicas entre ambos.

Segundo. Que mediante el presente escrito suscriben un contrato que se celebra para dar cumplimiento a la citada prescripción reglamentaria para el caso de conexión de instalaciones de producción de energía eléctrica a la red en baja tensión o alta tensión hasta 36 kV, y cuyas estipulaciones se adaptarán en todo momento a la regulación general eléctrica que sea aplicable a algún término del mismo.

Tercero. Que el presente contrato se suscribe en relación con la instalación denominada ……, ubicada en ……....., de tecnología …….., y, en su caso,

cuya clasificación en el grupo y subgrupo del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, será la que establezca el órgano de la Administración competente.

Cuarto. Que de común acuerdo ambas partes acuerdan suscribir el presente Contrato Técnico conforme a las siguientes

ESTIPULACIONES

I. Condiciones generales de entrega de la energía eléctrica.

I.I La energía eléctrica producida por «el titular» será entregada a la red de «ED» a través de la conexión establecida al efecto.

I.II «El titular» podrá ceder a terceros la energía eléctrica producida por la instalación.

I.III Toda la energía al amparo del presente contrato será computada a la «ED» a los efectos de lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre , por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, obligándose el titular a facilitar cuantos datos sean necesarios para esta consideración.

I.IV Este contrato se regirá de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, para las instalaciones de régimen especial y al Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

II. Condiciones técnicas de la instalación.

II.I La conexión y medida se efectuará en la red de distribución/red interior de «el titular» y a la tensión de..... voltios en..... (incluir dirección completa y descripción del punto de conexión). Las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida, así como el esquema unifilar correspondiente a las instalaciones de generación y enlace se ajustarán a la legislación vigente.

II.II La potencia de la instalación, entendida como la suma de la potencia asignada de los equipos generadores, es de..... kW y la previsión de vertido anual a la red de la «ED» es de..... kWh.

La potencia se entregará mediante un sistema monofásico, si procede, o trifásico simétrico. El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora será lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25 por ciento de su potencia nominal, con posibilidad de acogerse, en el caso en el que así lo contemple la legislación vigente, al régimen de energía reactiva, cumpliendo los requisitos de tolerancia y calidad que marca la legislación vigente.

II.III La medición de la energía activa entregada por «el titular» a «ED» se realizará mediante un contador, situado en el punto establecido de común acuerdo, según se establece en la legislación vigente. El equipo necesario será por cuenta de «el titular».

III. Condiciones de explotación de la instalación.

III.I «El titular» se compromete a mantener todas las instalaciones en perfectas condiciones de funcionamiento y especialmente los aparatos de protección y conexión, siendo responsable de los daños y perjuicios de toda índole que pudiera ocasionarle a las instalaciones, aparatos o personal de «ED».

«El titular» se compromete a cumplir la normativa que sea aplicable sobre calidad de servicio y compatibilidad electromagnética de equipos conectados a redes públicas.

III.II «ED» sólo podrá cortar la conexión y suspender la absorción de energía cuando en la red eléctrica se produzcan situaciones que lo justifiquen debido a trabajos programados, causas de fuerza mayor u otras situaciones que contemple la legislación vigente. Cuando puedan ser conocidas con anterioridad estas circunstancias deberán ser comunicadas al titular con la debida antelación y tan pronto como le sea posible.

«ED» podrá restablecer la tensión sin previo aviso.

III.III «El titular» se obliga a informar a «ED» tan pronto como le sea posible de cualquier anormalidad detectada en sus instalaciones que puedan afectar a la red eléctrica.

III.IV El personal autorizado previamente por «ED» podrá acceder al recinto o recintos donde estén ubicados los equipos que afecten a la conexión y medida.

III.V La conexión en red interior implica la aceptación de las consecuencias que la desconexión del punto frontera compartido, en aplicación de la normativa vigente, pudieran conllevar para cualquiera de las partes, entre ellas, la imposibilidad del generador de venta de energía al sistema y de la percepción de la retribución que le hubiera correspondido, o la imposibilidad del consumidor de adquirir energía.

IV. Causas de resolución o modificación del contrato.

IV.I La eficacia del presente contrato quedará supeditada a las autorizaciones administrativas correspondientes exigidas por la legislación vigente sobre las instalaciones de producción y enlace así como a la inscripción definitiva en el correspondiente Registro Administrativo de Instalaciones de Producción.

IV.II Será causa de resolución automática del mismo el incumplimiento de las cláusulas anteriores así como el mutuo acuerdo entre las partes, la cancelación de la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción correspondiente, el cese de la actividad como instalación de producción, la denuncia del contrato en los términos del apartado V de este contrato y para las instalaciones de régimen especial, el incumplimiento de los preceptos del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial,.

IV.III El contenido de las anteriores cláusulas quedará sujeto a las modificaciones impuestas por la normativa legal. En el caso de que dicha normativa legal diese posibilidad al titular de acogerse o no a tales modificaciones, se estará al criterio al respecto del titular.

IV.IV Cualquier modificación de las condiciones técnicas de la instalación recogidas en el anexo al presente contrato deberá ser comunicada por «el titular» a «ED» en el plazo máximo de un mes a contar desde la modificación y, salvo objeción por parte de la distribuidora en el plazo de un mes desde la recepción de la comunicación, esta documentación pasará a formar parte del presente contrato como adenda.

V. Duración e interpretación del contrato.

V.I La duración mínima de este contrato será de cinco años a partir de su entrada en vigor, al término de los cuales se considerará prorrogado anualmente si no manifestase alguna de las partes, por escrito, su voluntad de resolverlo, con un mínimo de tres meses de antelación a la fecha de su vencimiento o de cualquiera de sus prórrogas.

V.II Las aclaraciones, dudas o discrepancias que pudiesen surgir en la aplicación o interpretación de lo estipulado en el presente contrato, se resolverá de mutuo acuerdo entre las partes contratantes. En su defecto, las cuestiones planteadas se someterán al dictamen del órgano de la Administración competente en esta materia.

V.III En caso de litigio, ambas partes se someten a los Tribunales ordinarios correspondientes a la ubicación de la instalación.

Y para que así conste y en prueba de conformidad con su contenido, firman el presente documento por triplicado a un solo efecto, en lugar y fecha del encabezamiento.

Por el titular, Por la empresa distribuidora,

ANEXO AL CONTRATO

Características de los equipos de control, conexión seguridad y medida. Esquema unifilar

1. Conexión a la red

Potencia asignada de la instalación (kW).....

2. Equipo generador (detalle para cada grupo generador)

Fabricante ……
Modelo .....
Potencia máxima, Pmáx (W) .....
Potencia instalada o potencia pico, Ppic (W) .....

Tensión, V (V) .....
Corriente de máxima potencia, Imáx (A) .....
Tensión de máxima potencia, Vmáx (V) .....
Intensidad de cortocircuito. Isc (A) .....
Número total de equipos .....
Número de serie del equipo(s) generador(es) ……..

3. Protecciones externas

Interruptor general.

Fabricante .....
Modelo .....
Tensión nominal, Vn (V) .....
Corriente nominal, In (A) .....
Poder de corte (KA) .....
Relación de protecciones y sus ajustes:

1 ……..
2 ……..
3 ……..
4 ……..
5 ……..

4. Aparatos de medida y control

Contador de salida de energía o bidireccional

() El tipo de contador dependerá de si la generación y la carga cuentan con líneas independientes..

Fabricante .....
Modelo .....
Número de fabricación .....
Relación de intensidad .....
Tensión .....
Constante de lectura .....
Clase .....

Contador de entrada de energía o bidireccional.

Fabricante .....
Modelo .....
Número de fabricación .....
Relación de intensidad .....
Tensión .....
Constante de lectura .....
Clase .....

5. Acceso a la información

Lectura de contadores .....In situ .....
Interlocutores a efectos de operación.

Por el titular: Por “ED”:

Nombre ..... Nombre .....
Teléfono ..... Teléfono .....

§ 67

Real Decreto 962/2024, de 24 de septiembre, por el que se regula la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en instalaciones ubicadas en el mar

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 232, de 25 de septiembre de 2024
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2024-19172

I

Las energías renovables marinas se han configurado en los últimos años como un elemento fundamental para alcanzar los objetivos energéticos y climáticos para 2030 y 2050, reducir la dependencia energética y favorecer el desarrollo industrial y tecnológico, tanto a nivel europeo como a nivel nacional.

En el ámbito europeo esto se ha plasmado en una estrategia titulada «Una estrategia de la UE para aprovechar el potencial de la energía renovable marina para un futuro climáticamente neutro» publicada en noviembre de 2020, orientada a que las energías renovables marinas alcancen su pleno potencial, estableciendo objetivos de potencia instalada de eólica marina y las energías del mar. En enero de 2023, basándose en la citada estrategia y en el Reglamento (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2022, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, los Estados miembros acordaron objetivos no vinculantes para la generación de energía renovable marina de aquí a 2050, con objetivos intermedios para 2030 y 2040, en cada una de las cinco cuencas marítimas de la UE. Los objetivos acordados establecen un nivel de ambición más elevado para la capacidad instalada en comparación con la Estrategia. Esto da lugar a la ambición general de instalar aproximadamente 111 GW de capacidad de generación de energía renovable marina para finales de esta década, y asciende a unos 317 GW para mediados de siglo.

A nivel nacional, en diciembre de 2021 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico publicó la «Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España», en la que se fija un objetivo de potencia instalada de eólica marina de 1 a 3 GW en 2030 y de 40 a 60 MW para las energías del mar. Esta estrategia también define las líneas de actuación para alcanzar los objetivos, señalando la necesidad de adecuar el marco administrativo de autorización y de impulso de la inversión.

Por otro lado, el Real Decreto 363/2017, de 8 de abril, por el que se establece un marco para la ordenación del espacio marítimo, que traspuso al ordenamiento jurídico español la Directiva 2014/89/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de julio de 2014, por la que se establece un marco para la ordenación del espacio marítimo, ordena la aprobación de cinco planes de ordenación del espacio marítimo, uno para cada una de las demarcaciones marinas españolas. Estos planes han sido aprobados mediante el Real Decreto 150/2023, de 28 de febrero, por el que se aprueban los planes de ordenación del

espacio marítimo de las cinco demarcaciones marinas españolas, como herramienta para garantizar la sostenibilidad de las actividades humanas en el mar y, al mismo tiempo, facilitar el desarrollo de los sectores marítimos. Estos planes identifican zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina donde el despliegue de la eólica marina resulta más idóneo a nivel técnico y se cumplen ciertos criterios de protección ambiental y de compatibilidad con otros usos del mar.

El Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, regulaba hasta ahora el procedimiento particular de autorización de las instalaciones eólicas marinas y de las energías del mar.

No obstante, ante los avances del sector eólico marino, y gracias a conceptos tecnológicos como las instalaciones flotantes que han ampliado su alcance geográfico potencial, unido al nuevo marco europeo y nacional, se hace necesario el establecimiento de una nueva normativa.

II

De acuerdo con el artículo 3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, corresponde a la Administración General del Estado la autorización de las instalaciones de generación eléctrica ubicadas en el mar territorial, establecer el régimen retributivo y fijar la retribución de aquellas actividades que tengan una retribución regulada, así como su otorgamiento y revocación.

De acuerdo con dichas previsiones legales, este real decreto regula la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en instalaciones ubicadas en el mar, en lo relativo al procedimiento de concurrencia competitiva necesario para su autorización y a determinadas previsiones en relación con las instalaciones innovadoras y con las instalaciones ubicadas en los puertos de interés general del Estado.

El título preliminar regula el objeto del real decreto, el ámbito de aplicación y define los conceptos de instalación renovable marina e instalación eólica marina. Asimismo, recoge los departamentos de la Administración General del Estado cuyas competencias resultan afectadas por las instalaciones renovables marinas y enumera la normativa de aplicación más relevante.

El título I regula un procedimiento de concurrencia competitiva en el que deberán participar todas las instalaciones renovables marinas que quieran construirse salvo que se trate de instalaciones innovadoras o que estén ubicadas en puertos de interés general del Estado. A través de este procedimiento se otorgará, de forma simultánea, el régimen económico de energías renovables, regulado en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, la reserva de la capacidad de acceso en un nudo concreto de la red de transporte de energía eléctrica y la prioridad en el otorgamiento de la concesión de ocupación del dominio público marítimo-terrestre.

En primer lugar, por orden ministerial se aprobarán las bases del procedimiento de concurrencia competitiva, en la que se incluirá el cupo de potencia a adjudicar y el área donde se ubicarán los parques generadores, entre otros elementos. Para garantizar que se minimiza la afectación ambiental y se maximiza la compatibilidad con otros usos y actividades las áreas donde se ubicarán los parques generadores de las instalaciones eólicas marinas estarán incluidas en las zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina definidas en los planes de ordenación del espacio marítimo aprobados. Con posterioridad a la aprobación de la mencionada orden, se celebrará una fase de diálogo público en el que participarán los actores afectados por las instalaciones renovables marinas y los promotores interesados en desarrollar los proyectos, con el objeto de facilitar un diálogo estructurado que permita mejorar la compatibilidad entre las distintas actividades que se desarrollan en el mar. La documentación generada será pública. Finalmente, el procedimiento de concurrencia se convocará mediante orden ministerial y podrá incorporar las propuestas recibidas en la fase de diálogo público.

Para la evaluación de las solicitudes se constituirá una comisión técnica de valoración cuya composición y funcionamiento se determinará en la orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva. Con el objeto de asegurar una mayor

tasa de ejecución de los proyectos, se establecerán requisitos exigibles a los sujetos para poder participar en el procedimiento, así como requisitos que tendrán que cumplir las instalaciones vinculadas a las ofertas para que estas puedan resultar adjudicadas. Asimismo, la valoración de las ofertas presentadas se basará en criterios de tipo económico, y podrá incorporar aspectos cualitativos orientados a objetivos concretos.

El procedimiento terminará con una resolución por la que se inscribe a los adjudicatarios del mismo en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación. A partir de ese momento, las instalaciones vinculadas a ofertas adjudicadas deberán tramitar las autorizaciones administrativas exigibles, entre otras, en relación con la instalación eléctrica o la ocupación del dominio público marítimo-terrestre.

Para participar en el procedimiento se deberá depositar la garantía económica exigida para la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación. Una vez se resuelva el procedimiento, se devolverán las garantías correspondientes a la potencia que no haya resultado adjudicada. Las instalaciones vinculadas a ofertas adjudicadas estarán exentas de presentar las garantías exigidas para la tramitación de los permisos de acceso y conexión, bajo determinadas condiciones. De este modo se unifican garantías que se consideran redundantes.

Además, debido a la mayor complejidad de los proyectos renovables marinos, este real decreto establece que la orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva podrá incluir supuestos en los que se podrá conceder una prórroga a la fecha límite de disponibilidad de la instalación y, en su caso, a la fecha de expulsión. También se incluye un artículo para habilitar, de forma excepcional y por causas sobrevenidas debidamente justificadas, la modificación de algunos aspectos de la propuesta adjudicada.

Finalmente, se regulan las consecuencias del desistimiento en la construcción de la instalación y de la cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.

El título II regula los procedimientos administrativos aplicables a instalaciones que no participan en el procedimiento de concurrencia competitiva, que serán dos supuestos. El primer supuesto incluye a las instalaciones que se consideren innovadoras, que cumplan ciertos límites de potencia instalada y que se encuentren ubicadas fuera de las zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina definidas en los planes de ordenación del espacio marítimo aprobados. El segundo supuesto incluye a las instalaciones ubicadas en las zonas I y II de los puertos de interés general del Estado.

III

El «Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia» (PRTR) incluye en su componente 7, reforma 4 (C7.R4), denominada «marco para la innovación y desarrollo tecnológico de las energías renovables», el hito 113, «entrada en vigor de las medidas reglamentarias identificadas en la Hoja de Ruta de la energía eólica marina y otras energías del mar». Mediante este real decreto se procede a dar cumplimiento a las siguientes medidas de dicha Hoja de Ruta. En relación con la medida 3.3, entre otras cuestiones, se prevé que los nudos reservados para concurso al amparo del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, puedan ser utilizados para la evacuación de energía generada por instalaciones renovables marinas. Se regulan a su vez diversos aspectos en relación con la medida 3.4. En primer lugar, se establece el nuevo marco administrativo para la autorización de instalaciones renovables marinas, actualizando el vigente Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio. Asimismo, se introducen determinadas particularidades relacionadas con el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, como el otorgamiento de la reserva de la capacidad de acceso a los proyectos adjudicatarios del procedimiento de concurrencia competitiva o la exención para estos proyectos de depositar las garantías necesarias para tramitar los permisos de acceso y conexión. Por último, se establecen determinadas previsiones relacionadas con el Reglamento General de Costas, aprobado mediante el Real Decreto 876/2014, de 10 de octubre, en relación con el otorgamiento y autorización de las concesiones de ocupación del dominio marítimo-terrestre.

IV

Este real decreto ha sido elaborado teniendo en cuenta los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia que conforman los principios de buena regulación a que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. De este modo, de acuerdo con los principios de necesidad y eficacia, esta norma se justifica en la necesidad de aprobar el marco normativo de las energías renovables marinas, que impulse el despliegue de estas energías, favoreciendo su componente económica, social y ambiental y la consecución de los objetivos de energías renovables y descarbonización, sustituyendo al Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio. Se adecúa, asimismo, al principio de proporcionalidad, dado que la norma no contiene medidas restrictivas de derechos ni impone obligaciones a los ciudadanos o empresas. Por otra parte, se ajusta al principio de seguridad jurídica, al desarrollar y ser coherente con lo establecido en las disposiciones legales y reglamentarias que le sirven de fundamento. También cumple con el principio de transparencia, al haberse evacuado en su tramitación los correspondientes trámites de consulta pública y audiencia. Además, define claramente sus objetivos, tanto en este preámbulo como en la Memoria del análisis de impacto normativo que le acompaña. Por último, es coherente con el principio de eficiencia, dado que esta norma no impone nuevas cargas administrativas a la ciudadanía.

De conformidad con el artículo 26.2 y 6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, este real decreto ha sido sometido a consulta pública y trámite de audiencia e información pública mediante su publicación en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Adicionalmente, el trámite de audiencia también se ha evacuado mediante consulta a los representantes del Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, del que forman parte las comunidades autónomas.

Según lo establecido en el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, este real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Este real decreto se dicta al amparo del artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva sobre las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases de régimen minero y energético.

En su virtud, a propuesta de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con la aprobación previa del Ministro para la Transformación Digital y de la Función Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 24 de septiembre de 2024,

DISPONGO:

TÍTULO PRELIMINAR

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de este real decreto la regulación de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en instalaciones ubicadas en el mar, en lo relativo al procedimiento de concurrencia competitiva necesario para su autorización y a determinadas previsiones en relación con las instalaciones innovadoras y con las instalaciones ubicadas en los puertos de interés General del Estado.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Estarán incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto las instalaciones renovables marinas que se encuentren ubicadas en todas las aguas marinas, incluidos el lecho, el subsuelo y los recursos naturales, sometidas a soberanía o jurisdicción española,

así como las que estén ubicadas en las zonas I y II de los puertos de interés general del Estado, definidas en el artículo 69.2 del texto refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante, aprobado por el Real Decreto Legislativo 2/2011, de 5 de septiembre.

Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos de lo establecido en este real decreto, se entenderá por:

a) «Instalación eólica marina»: instalación de producción de energía eléctrica incluida en el subgrupo b.2.2 definido en el artículo 2.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

b) «Instalación renovable marina»: instalación de producción de energía eléctrica incluida en la categoría b) definida en el artículo 2.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que se encuentre ubicada en todas las aguas marinas.

Artículo 4. *Competencias.*

Sin perjuicio de las competencias que estuvieran legalmente atribuidas a otros órganos de la administración, corresponden a los siguientes departamentos de la Administración General del Estado, en los términos establecidos en la normativa sectorial de aplicación, las siguientes competencias:

a) A la Dirección General de Política Energética y Minas de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico la instrucción y resolución del procedimiento de concurrencia competitiva y, como órgano sustantivo, otorgar las autorizaciones administrativas de su competencia para la puesta en funcionamiento, modificación y cierre de las instalaciones renovables marinas.

b) A la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico actuar como órgano ambiental según se define en el artículo 5 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

c) A la Dirección General de Biodiversidad, Bosques y Desertificación de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico emitir el informe en aplicación de la evaluación de repercusiones prevista en el artículo 46 de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, y en relación con la aplicación de los artículos 46, 54, 56, 57 y 58 de dicha ley en lo relativo a las especies y hábitats marinos.

d) A la Dirección General de la Costa y el Mar de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico emitir el informe de compatibilidad con las estrategias marinas, regulado en el Real Decreto 79/2019, de 22 de febrero, por el que se regula el informe de compatibilidad y se establecen los criterios de compatibilidad con las estrategias marinas.

e) A la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a través de la Dirección General de la Costa y el Mar, otorgar las concesiones de ocupación del dominio público marítimo-terrestre que resulten exigibles, salvo en las comunidades autónomas que tengan transferida dicha competencia, en cuyo caso será el órgano competente de dicha administración autonómica.

f) A la Dirección General de Pesca Sostenible del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación emitir el informe previsto en el artículo 29 de la Ley 5/2023, de 17 de marzo, de pesca sostenible e investigación pesquera.

g) Al Ministerio de Defensa, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley Orgánica 5/2005, de 17 de noviembre, de la Defensa Nacional, la adopción de las medidas necesarias para el desarrollo y la ejecución de la política de defensa, así como la realización de cuantos cometidos sean necesarios para el cumplimiento de las misiones que se asignen a las Fuerzas Armadas. Asimismo, emitirá informe de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 689/1978, de 10 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de zonas e instalaciones de interés para la Defensa Nacional, que desarrolla la Ley 8/1975, de 12 de marzo, de zonas e instalaciones de interés para la Defensa Nacional.

h) A la Agencia Estatal de Seguridad Aérea, adscrita al Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible a través de la Secretaría General de Transportes Aéreo y Marítimo, o al Ministerio de Defensa, en el ámbito de sus respectivas competencias, otorgar las autorizaciones en materia de servidumbres aeronáuticas.

i) A la Dirección General de Aviación Civil del Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible la planificación y ordenación del sector aéreo, así como la tramitación e informe de los planes directores de los aeropuertos de interés general y del plan director de navegación aérea.

j) A la Dirección General de la Marina Mercante del Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible la determinación de las condiciones que deben cumplir las instalaciones de producción de energía eléctrica ubicadas en el medio marino desde el punto de vista de la seguridad marítima y prevención de la contaminación.

k) Al Organismo Público Puertos del Estado de la Secretaría General de Transporte y Movilidad del Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, previo dictamen de la Comisión de Faros, la planificación, normalización, inspección y control del funcionamiento de los servicios de señalización marítima precisa para la aplicación de este real decreto, así como la aprobación del balizamiento marítimo necesario de las instalaciones renovables marinas.

l) En caso de ocupación del dominio público portuario, a la Autoridad Portuaria el otorgamiento de la correspondiente concesión, de conformidad con lo dispuesto en el texto refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante.

m) A la Dirección General de Patrimonio Cultural y Bellas Artes de la Secretaría de Estado de Cultura del Ministerio de Cultura la aplicación del régimen jurídico de la protección del patrimonio histórico, en los términos previstos en la Ley 16/1985, de 25 de junio, del Patrimonio Histórico Español.

Artículo 5. *Normativa de aplicación.*

1. Resultará de aplicación a las instalaciones renovables marinas la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y, en lo que no se oponga a este real decreto, la siguiente normativa:

a) El título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, relativo a los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

b) El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, a excepción de lo relativo al régimen retributivo específico.

c) El Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, a excepción del capítulo II.

Las referencias realizadas en dicho real decreto a la orden por la que se regule el mecanismo de subasta se entenderán realizadas a la orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva. Asimismo, las referencias realizadas en dicho real decreto a la resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta se entenderán realizadas a la orden por la que se convoque el procedimiento de concurrencia competitiva.

d) El Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

2. Las instalaciones renovables marinas deberán cumplir con lo dispuesto en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, en la Ley 41/2010, de 29 de diciembre, de protección del medio marino, en el Real Decreto 79/2019, de 22 de febrero, y en la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, así como con su normativa de desarrollo.

3. Las instalaciones renovables marinas se regirán por lo establecido en la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, y en el Reglamento General de Costas, aprobado mediante el Real Decreto 876/2014, de 10 de octubre. Asimismo, les resultará de aplicación lo dispuesto en el Real Decreto 150/2023, de 28 de febrero, por el que se aprueban los planes de ordenación del espacio marítimo de las cinco demarcaciones marinas españolas.

4. A las instalaciones renovables marinas les resultará de aplicación la Ley 14/2014, de 24 de julio, de Navegación Marítima, el texto refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante, y su normativa de desarrollo.

5. De acuerdo con el artículo 53.9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, las instalaciones renovables marinas deberán ajustarse a las correspondientes normas técnicas de seguridad y calidad industriales, de conformidad a lo previsto en la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, y su normativa de desarrollo.

6. A las instalaciones renovables marinas les será de aplicación lo dispuesto en la Ley Orgánica 5/2005, de 17 de noviembre, en la Ley 8/1975, de 12 de marzo, y en el Real Decreto 689/1978, de 10 de febrero.

7. A las instalaciones renovables marinas les resultará de aplicación la Ley 48/1960, de 21 de julio, sobre Navegación Aérea, el Real Decreto 369/2023, de 16 de mayo, por el que se regulan las servidumbres aeronáuticas de protección de la navegación aérea, y se modifica el Real Decreto 2591/1998, de 4 de diciembre, sobre la ordenación de los aeropuertos de interés general y su zona de servicio, en ejecución de lo dispuesto por el artículo 166 de la Ley 13/1996, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

8. A las instalaciones renovables marinas les será de aplicación lo dispuesto en la Ley 5/2023, de 17 de marzo.

9. A las instalaciones renovables marinas les resultará de aplicación la Ley 16/1985, de 25 de junio.

10. Asimismo, resultará de aplicación la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, hecha en Montego Bay el 10 de diciembre de 1982.

TÍTULO I

Procedimiento de concurrencia competitiva

CAPÍTULO I

Efectos, convocatoria y desarrollo

Artículo 6. *Instalaciones que deben someterse a un procedimiento de concurrencia competitiva.*

Para el inicio de la tramitación de las autorizaciones previstas en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, las instalaciones renovables marinas deberán estar vinculadas a ofertas adjudicadas en el procedimiento de concurrencia competitiva regulado en este título, salvo en los supuestos previstos en el artículo 30 para las instalaciones innovadoras y en el artículo 31 para las instalaciones ubicadas en los puertos de interés general del Estado.

A estos efectos, las instalaciones renovables marinas deberán seguir los procedimientos establecidos en el capítulo IV.

Artículo 7. *Efectos derivados del procedimiento de concurrencia competitiva.*

1. Mediante un procedimiento de concurrencia competitiva se otorgarán los siguientes derechos de forma simultánea, garantizando su concesión de forma abierta, transparente, competitiva y no discriminatoria:

a) El régimen económico de energías renovables.

b) La reserva de la capacidad de acceso en un nudo concreto de la red de transporte de energía eléctrica, en los términos establecidos en este real decreto.

c) La prioridad en el otorgamiento de la concesión de ocupación del dominio público marítimo-terrestre.

2. Lo anterior se entenderá condicionado a la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación según lo establecido en el artículo 28 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre.

3. La publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva suspenderá la tramitación de los expedientes de concesión o autorización que resulten afectados, en los términos dispuestos en el artículo 158 del Reglamento General de Costas.

Artículo 8. *Fases del procedimiento de concurrencia competitiva.*

La convocatoria del procedimiento de concurrencia competitiva se realizará en los términos previstos en este capítulo de acuerdo con lo dispuesto a continuación:

a) Por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se aprobarán las bases del procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de los derechos establecidos en el artículo 7.

b) Con posterioridad a la aprobación de la orden, se promoverá una fase de diálogo público en el que participen los actores afectados por las instalaciones renovables marinas, cuyo objeto será favorecer la aceptación social de las instalaciones y su integración o coexistencia con otros usos del mar, incrementando sus externalidades positivas y fomentando asimismo el desarrollo industrial de las zonas afectadas.

c) El procedimiento de concurrencia competitiva será convocado por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Artículo 9. *Orden Ministerial por la que se aprueban las bases del procedimiento de concurrencia competitiva.*

1. La orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva incluirá, entre otros aspectos, los siguientes:

a) El cupo de potencia a adjudicar. Podrá establecerse la obligación de adjudicar toda la potencia a una única oferta o a varias ofertas vinculadas a instalaciones de menor potencia. En este último caso, se determinará el procedimiento para resolver los posibles solapamientos.

b) El área o, en su caso, las áreas donde se ubicarán los parques generadores, que se delimitarán por las coordenadas geográficas de los vértices de las líneas poligonales que las comprenden.

c) Las tecnologías, características y requisitos que deberán cumplir las instalaciones vinculadas a las ofertas para que estas puedan ser adjudicadas en el procedimiento de concurrencia competitiva.

d) Para cada área, la capacidad de acceso y los nudos de conexión concretos de la red de transporte donde deberá conectarse la instalación.

e) El plazo de la concesión del dominio público marítimo-terrestre, regulado en el artículo 135 del Reglamento General de Costas.

f) Los parámetros y el resto de los elementos que configuran y concretan el régimen económico de energías renovables de aplicación, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 20.

g) La cuantía de las garantías que deberán presentarse para la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación, así como los requisitos que deberán cumplir los sujetos para poder participar en dicho procedimiento, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 12.

h) Los criterios de ponderación definidos en el artículo 13, así como la demás información necesaria para realizar el procedimiento de concurrencia competitiva, entre otra, la composición y funcionamiento de la comisión técnica de valoración según lo previsto en el artículo 14.5.

2. Las áreas donde se ubicarán los parques generadores de las instalaciones eólicas marinas deberán estar incluidas en las zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina definidas en los planes de ordenación del espacio marítimo aprobados.

Podrán establecerse asimismo varias áreas que competirán entre ellas para la adjudicación de la potencia.

3. En el caso de que la administración disponga de estudios previos relativos al recurso eólico y de las energías del mar, a la batimetría, a la presencia de otros usos y actividades, a la sensibilidad ambiental, valores naturales y de protección del medio marino o a cualquier otro aspecto de las citadas áreas que pudiera ser de interés para el desarrollo de las instalaciones, la orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva incluirá el listado de dicha documentación y la forma de acceder a la misma.

4. La orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva establecerá los detalles de la fase de diálogo público y concretará los aspectos, parámetros o criterios de los aprobados mediante dicha orden que serán objeto de la fase de diálogo público, los cuales podrán ser, entre otros, los siguientes:

a) Las áreas donde se ubicarán las instalaciones.

b) El cupo de potencia a adjudicar.

c) Aspectos que deban tenerse en cuenta en el diseño, construcción, explotación y desmantelamiento de las instalaciones que puedan incrementar su compatibilidad con otros usos del mar, entre otros, el sector pesquero, la actividad portuaria, la seguridad marítima, la seguridad de las operaciones aéreas o los intereses de la defensa nacional.

d) Los requisitos exigibles a los sujetos para participar en el procedimiento de concurrencia competitiva y los requisitos exigibles a las instalaciones vinculadas a las ofertas para que estas puedan ser adjudicadas.

e) Los criterios de ponderación aplicables al procedimiento de concurrencia competitiva y el impacto socioeconómico de la instalación.

Artículo 10. *Fase de diálogo público.*

1. Los interesados afectados por las instalaciones renovables marinas podrán remitir comentarios o propuestas de mejora con relación a los aspectos, parámetros o criterios establecidos en la orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva, según lo previsto en el artículo 9.4.

2. La documentación se remitirá a la Secretaría de Estado de Energía en el plazo y forma que se determine en la orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva. La documentación recibida se publicará en la sede electrónica asociada del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

3. Posteriormente, en el plazo establecido en la orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva a contar desde la publicación de la documentación recibida, los promotores interesados en desarrollar proyectos en las zonas designadas podrán remitir a la Secretaría de Estado de Energía sus comentarios, motivación y propuestas alternativas en relación con los comentarios y propuestas publicadas. La documentación recibida se publicará en la sede electrónica asociada del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

4. La orden por la que se convoque el procedimiento de concurrencia competitiva podrá incorporar total o parcialmente las propuestas y alternativas recibidas en la fase de diálogo público. A estos efectos, se valorará que las propuestas sean concretas, factibles y estén adecuadamente justificadas.

Dado que este trámite se realizará adicionalmente a los procedimientos de información pública y audiencia previstos en la normativa de aplicación a efectos sectoriales, ambientales y de ocupación del dominio público marítimo-terrestre, no se tendrán en cuenta aquellos comentarios y propuestas que deban ser objeto de los citados procedimientos, los cuales serán analizados en su momento por el órgano competente correspondiente.

Artículo 11. *Orden ministerial por la que se convoca el procedimiento de concurrencia competitiva.*

1. La orden por la que se convoque el procedimiento de concurrencia competitiva incluirá, entre otros, los siguientes aspectos:

a) El calendario del procedimiento de concurrencia competitiva.

b) La información y documentos a incluir en la solicitud de participación en el procedimiento de concurrencia competitiva.

c) El precio de reserva y, en caso de que se defina, el precio de riesgo.

d) En su caso, la modificación de los aspectos, parámetros o criterios que la orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva haya previsto que sean objeto de la fase de diálogo público.

2. La orden por la que se convoque el procedimiento de concurrencia competitiva se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

Artículo 12. *Requisitos exigibles a los sujetos para poder participar en el procedimiento de concurrencia competitiva.*

1. Con el objeto de asegurar una mayor tasa de ejecución de los proyectos en el plazo establecido, la orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva establecerá requisitos exigibles a los sujetos para poder participar en el mismo. Dichos requisitos podrán estar relacionados, entre otros ámbitos, con la forma jurídica, la solvencia técnica, la experiencia de la empresa, su tamaño u otros aspectos económico-financieros. Todo ello, sin perjuicio de las garantías que resulten aplicables de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 25.

2. Cualquier cambio en la titularidad de los derechos conferidos en el procedimiento de concurrencia competitiva deberá ser autorizado con carácter previo por la Dirección General de Política Energética y Minas con el objeto de evaluar si el nuevo titular cumple los requisitos exigidos. A estos efectos, el interesado presentará, junto con la solicitud de autorización de cambio de titular, la acreditación del cumplimiento por parte del nuevo titular de dichos requisitos.

Una vez modificada la titularidad de los derechos, el interesado deberá tramitar los procedimientos de cambio de titularidad exigidos por la normativa de aplicación a los distintos efectos, entre ellos, permisos de acceso y conexión a la red de transporte de energía eléctrica, autorizaciones administrativas, inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables y dominio público marítimo-terrestre.

Artículo 13. *Requisitos y criterios exigibles a las instalaciones.*

1. Adicionalmente a los requisitos aplicables a los sujetos a los que se refiere el artículo 12.1, la orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva establecerá requisitos objetivos que deberán cumplir las instalaciones vinculadas a las ofertas para que estas puedan ser adjudicadas en dicho procedimiento. Asimismo, esta orden podrá establecer que, para participar en el mismo, las ofertas deberán superar una puntuación mínima a determinar en función del grado de cumplimiento de determinados criterios preestablecidos, que deberán ser objetivos, transparentes y no discriminatorios.

2. Los requisitos y criterios citados en el apartado anterior podrán ser, entre otros, los siguientes:

a) Relacionados con el diseño de la instalación: ratio de ocupación del espacio, distancia a la costa, número de aerogeneradores, contribución a la innovación, etc.

b) Relacionados con el impacto medioambiental de la instalación durante todas las fases (construcción, explotación y desmantelamiento): medidas para minimizar el impacto medioambiental y paisajístico, en especial el impacto sobre los ecosistemas, hábitats y especies marinas, incluidos los recursos pesqueros y, en su caso, sobre los espacios marinos protegidos y las zonas de protección pesquera, exigencias relativas a la huella de carbono de la instalación y de sus componentes a lo largo del ciclo de vida, requisitos relativos a la utilización de materiales reciclados, medidas de seguimiento del impacto de la instalación, etc.

c) Relacionados con el impacto socioeconómico de la instalación durante todas las fases (construcción, explotación y desmantelamiento): el potencial de desarrollo industrial y económico derivado de la instalación, la potencial afección a otros sectores de actividad, como el sector pesquero, el impacto en el empleo local y sobre la cadena de valor industrial local, regional, nacional y comunitaria, la contribución a la resiliencia, la participación ciudadana y de pequeñas y medianas empresas, las medidas de compatibilidad con otros usos y actividades del medio marino, como la pesca, etc.

d) Relacionados con el desmantelamiento de la instalación: obligación de desmantelamiento al finalizar la vida útil o constitución de un fondo o garantía a estos

efectos, diseño de las instalaciones que tenga en cuenta el impacto sostenible a largo plazo al objeto de adherirse a los principios de una economía circular y de restauración ecológica, etc.

e) Relacionados con la capacidad de contribuir a la calidad y la seguridad de suministro eléctrico. A estos efectos, podrán establecerse criterios distintos en función del nudo.

f) Relacionados con los intereses de la defensa nacional; con el impacto sobre la seguridad y regularidad aérea, así como sobre la ordenación y control del tráfico aéreo; con el impacto sobre la seguridad marítima, así como sobre la ordenación y control del tráfico y las rutas marítimas; con la salvaguarda de la vida humana en la mar, incluyendo el salvamento; con la señalización marítima y la protección del medio marino y la lucha contra la contaminación.

g) Relacionados con la integridad y adecuada conservación del dominio público marítimo-terrestre, atendiendo en todo caso al criterio de ocupación mínima posible.

Artículo 14. *Características del procedimiento de concurrencia competitiva.*

1. Resultarán adjudicadas las solicitudes que obtengan la máxima puntuación en el procedimiento de concurrencia competitiva, hasta alcanzar el cupo de potencia a adjudicar. Dicho procedimiento podrá incluir criterios no económicos hasta un máximo del 30 por ciento de la ponderación, siempre que se garantice su adecuación a los objetivos perseguidos. Estos criterios no económicos podrán ser, entre otros, los enumerados en el artículo 13.2 o estar relacionados con los sujetos participantes.

Para la valoración de los criterios económicos, la solicitud incluirá el precio ofertado por unidad de energía eléctrica relativo al régimen económico de energías renovables, expresado en euros/MWh con dos decimales, que no podrá ser modificado a lo largo del procedimiento.

2. En la orden por la que se convoque el procedimiento de concurrencia competitiva será fijado un precio máximo de oferta económica, conocido como precio de reserva, que podrá tener carácter confidencial, expresado en euros/MWh con dos decimales, como un valor fijo o como resultado de una fórmula de cálculo.

3. Adicionalmente se podrá fijar un precio mínimo de oferta económica, conocido como precio de riesgo, que podrá tener carácter confidencial, expresado en euros/MWh con dos decimales, como un valor fijo o como resultado de una fórmula de cálculo.

4. La orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva establecerá mecanismos para garantizar la efectiva competencia en dicho procedimiento.

5. Para la evaluación de las solicitudes, se constituirá una comisión técnica de valoración que elevará a la Dirección General de Política Energética y Minas la propuesta de solicitudes aptas para la fase de baremación y excluidas, así como las puntuaciones resultado de la aplicación de los criterios de ponderación.

La orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva establecerá el funcionamiento de dicha comisión y su composición, que deberá cumplir lo dispuesto a continuación:

a) Al menos dos miembros serán designados por la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

b) Al menos dos miembros serán designados por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

c) Al menos un miembro será designado por cada uno de los otros departamentos ministeriales cuyas competencias resulten afectadas por los criterios y requisitos que deban evaluarse en el procedimiento de concurrencia competitiva.

d) Podrán incluirse adicionalmente otros miembros en la comisión cuando, atendiendo a los criterios y requisitos que deban evaluarse en el procedimiento de concurrencia competitiva, así se considere.

6. La orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva establecerá los criterios de desempate entre distintas solicitudes cuya adjudicación conjunta supere el cupo de potencia a adjudicar, que estarán, en todo caso, relacionados con el objeto del procedimiento de concurrencia. Asimismo, podrá establecerse

un sistema que permita la adjudicación del cupo no cubierto por las ofertas seleccionadas, incluso aunque supusiera un aumento moderado del cupo a adjudicar.

7. Las solicitudes relativas al procedimiento de concurrencia competitiva se presentarán exclusivamente por vía electrónica, con certificado electrónico, de acuerdo con lo previsto en los apartados 2 y 3 del artículo 14 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Las comunicaciones entre el solicitante y el órgano instructor se realizarán exclusivamente a través de medios electrónicos.

8. Los actos administrativos relativos al procedimiento de concurrencia competitiva se publicarán en el «Boletín Oficial del Estado» o en el medio alternativo que pueda fijarse en las convocatorias, surtiendo esta publicación los efectos de la notificación, de acuerdo con el artículo 45.1.b) de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

Artículo 15. *Presentación y subsanación de las solicitudes.*

1. La solicitud de participación en el procedimiento de concurrencia competitiva se dirigirá a la Dirección General de Política Energética y Minas en el plazo y forma establecido en la orden por la que se convoque dicho procedimiento. Las proposiciones serán secretas y se arbitrarán los medios que garanticen tal carácter hasta el momento de su apertura.

2. Por tratarse de un procedimiento en régimen de concurrencia competitiva, no se admitirá la presentación de información adicional que suponga una mejora de la solicitud inicial una vez finalizado el plazo de presentación de solicitudes.

3. Las solicitudes deberán acompañarse del resguardo de la Caja General de Depósitos acreditativo de haber depositado las garantías económicas establecidas en el artículo 25.

4. Tras la finalización del plazo de presentación de solicitudes, la Dirección General de Política Energética y Minas publicará un listado provisional de las solicitudes admitidas e inadmitidas, que incluirá el motivo de inadmisión. Se considerarán inadmitidas las solicitudes presentadas fuera de plazo y las solicitudes que carezcan de los elementos necesarios para su tramitación y valoración.

5. Se concederá un plazo de diez días a contar desde la fecha de publicación del listado para que los interesados subsanen las faltas o acompañen los documentos preceptivos en relación con las solicitudes inadmitidas, con indicación de que, si así no lo hicieran, se les tendrá por desistidos de su petición, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 68 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, previa resolución que deberá ser dictada en los términos previstos en el artículo 21 de la misma ley.

6. La Dirección General de Política Energética y Minas publicará el listado definitivo de solicitudes admitidas, inadmitidas y de aquellos interesados a los que se les tenga por desistidos de su solicitud.

Artículo 16. *Evaluación de las solicitudes.*

1. En esta fase de evaluación de las solicitudes participarán las instalaciones admitidas según el artículo anterior. La comisión técnica de valoración elevará a la Dirección General de Política Energética y Minas el listado provisional de las solicitudes aptas para la fase de baremación y de aquellas que resulten excluidas. Serán motivos de exclusión el incumplimiento de los requisitos y criterios establecidos en los artículos 12 y 13, así como haber ofertado un precio superior al precio de reserva o inferior al precio de riesgo, en caso de que se haya definido.

La Dirección General de Política Energética y Minas aprobará el listado provisional de las solicitudes aptas para la fase de baremación y de aquellas que resulten excluidas, que será publicado en el «Boletín Oficial del Estado».

2. Se concederá un plazo de diez días a contar desde la fecha de publicación del listado para que los solicitantes remitan las alegaciones que consideren oportunas con relación a las solicitudes excluidas. Tras su análisis, la comisión técnica de valoración elevará a la Dirección General de Política Energética y Minas el listado definitivo de las solicitudes aptas para la fase de baremación y de aquellas que resulten excluidas.

La Dirección General de Política Energética y Minas aprobará el listado definitivo de las solicitudes aptas para la fase de baremación y de aquellas que resulten excluidas, que será publicado en el «Boletín Oficial del Estado».

3. Tras la valoración de las solicitudes aptas, la comisión técnica de valoración elevará a la Dirección General de Política Energética y Minas un listado asignando una puntuación provisional a cada una de las solicitudes de acuerdo con los criterios de baremación establecidos. La Dirección General de Política Energética y Minas aprobará el listado de las solicitudes aptas para la fase de baremación con la puntuación provisional, que será publicado en el «Boletín Oficial del Estado».

4. Se concederá un plazo de diez días a contar desde la fecha de publicación del listado de puntuación provisional para que los interesados presenten las alegaciones que estimen pertinentes con relación al mismo.

5. Tras su análisis, la comisión técnica de valoración elevará a la Dirección General de Política Energética y Minas un listado asignando la puntuación definitiva a cada una de las solicitudes.

6. Cuando así lo disponga la orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva, la fase de baremación podrá realizarse en dos momentos temporales, de forma que se evalúen primero los criterios no económicos y, posteriormente, los criterios económicos.

7. La persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá el procedimiento de concurrencia competitiva e inscribirá a los adjudicatarios del mismo en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.

Artículo 17. *Resolución del procedimiento de concurrencia competitiva y de inscripción en el registro de preasignación.*

1. La resolución del procedimiento de concurrencia competitiva y de inscripción de los adjudicatarios del mismo en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

2. La anterior resolución incluirá, al menos, la identificación del titular, la potencia adjudicada a cada participante e inscrita en el citado registro en estado de preasignación, el precio de adjudicación, que se corresponderá con su oferta económica, la energía mínima de subasta preasignada y la energía máxima de subasta preasignada definidas en el artículo 26.3 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, las tecnologías empleadas, así como un listado con la puntuación definitiva de todas las solicitudes aptas. Asimismo, deberá incluir la capacidad de acceso reservada y el nudo concreto donde se reserva, así como el área geográfica donde se ubicarán los parques generadores.

La persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá asimismo, si procede, dictar de oficio la orden de cancelación de las garantías depositadas para la participación en el procedimiento de concurrencia competitiva por la potencia que no haya resultado adjudicada.

3. La resolución no pondrá fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrá ser objeto de recurso de alzada ante la Secretaría de Estado de Energía, conforme a lo establecido en los artículos 121 y 122 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

Artículo 18. *Publicidad y transparencia.*

La información proporcionada a los candidatos, los resultados de la fase de diálogo público, los resultados del procedimiento de concurrencia competitiva y el estado de avance de los proyectos estarán disponibles para su consulta o descarga a través del portal de internet del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

CAPÍTULO II

Régimen económico

Artículo 19. *Régimen económico de energías renovables.*

1. El régimen económico de energías renovables otorgado mediante el procedimiento de concurrencia competitiva se regirá por lo dispuesto en este capítulo y en el capítulo III del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre.

2. La retribución concreta de cada instalación perceptora del régimen económico se obtendrá a partir de su precio de adjudicación, de los parámetros retributivos de la tecnología a la que corresponda, de las características propias de cada instalación y de su participación en el mercado eléctrico, conforme a lo estipulado en este capítulo y en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre.

Artículo 20. *Parámetros retributivos y elementos que concretan el régimen económico de energías renovables.*

La orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva definirá, al menos, los siguientes parámetros definidos en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, para la aplicación del régimen económico de energías renovables, de acuerdo con el artículo 9.1.f):

a) La fecha límite de disponibilidad de la instalación y, en su caso, los supuestos para la concesión de prórrogas.
b) La fecha de inicio del plazo máximo de entrega.
c) El plazo máximo de entrega.
d) El número mínimo de horas equivalentes de funcionamiento anual.
e) El número máximo de horas equivalentes de funcionamiento anual.
f) El porcentaje de ajuste de mercado.
g) La existencia de hitos de control intermedios y sus penalizaciones.

Artículo 21. *Canon de ocupación del dominio público marítimo-terrestre.*

Las instalaciones vinculadas a ofertas adjudicadas en el procedimiento de concurrencia competitiva se declaran infraestructuras de electricidad de interés general a los efectos del cálculo del canon de ocupación del dominio público marítimo-terrestre, resultándoles de aplicación lo dispuesto en el artículo 84.3.1.b de la Ley 22/1988, de 28 de julio.

En particular, para aquella ocupación que se produzca en el mar territorial, dichas instalaciones se considerarán destinadas a la explotación de recursos energéticos, por lo que le resultará de aplicación el artículo 84.3.1.d de la Ley 22/1988, de 28 de julio.

CAPÍTULO III

Acceso y conexión a las redes

Artículo 22. *Capacidad disponible en nudos reservados a concurso.*

Los nudos reservados para concurso por resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía al amparo de lo previsto en el capítulo V del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, podrán ser utilizados para la evacuación de energía generada por instalaciones renovables marinas. A tal efecto, la Dirección General de Política Energética y Minas solicitará al operador del sistema informe sobre la capacidad de acceso de los nudos reservados para concurso en los que sea factible técnicamente evacuar energía generada por instalaciones renovables marinas a través de la red de transporte. Este informe deberá contener al menos la capacidad de acceso disponible para evacuar energía generada por este tipo de instalaciones y un análisis de las posibilidades de conexión. Con el fin de incorporar los aspectos de viabilidad de conexión el operador del sistema podrá solicitar informe al transportista.

Artículo 23. *Adjudicación de la capacidad de acceso.*

1. La resolución del procedimiento de concurrencia competitiva y de inscripción en el registro de preasignación regulada en el artículo 17 supondrá la reserva de capacidad de acceso a favor de los adjudicatarios.

Esta reserva se hará, para cada adjudicatario, en el nudo concreto de la red de transporte de energía eléctrica, siendo la capacidad de acceso adjudicada como máximo la que haya sido definida en la convocatoria del procedimiento de concurrencia competitiva.

2. La reserva de capacidad de acceso conforme a lo establecido en este artículo no otorgará al adjudicatario ni derecho de acceso ni derecho de conexión a la red eléctrica en los términos previstos en el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

En este sentido, los adjudicatarios deberán solicitar los correspondientes permisos de acceso y de conexión a la red, de conformidad con lo previsto en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, si bien, no aplicará a esa solicitud el criterio de prelación temporal recogido en el artículo 7.1 de dicho real decreto.

3. La orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva podrá incluir un plazo máximo para que los adjudicatarios de estos procedimientos presenten la correspondiente solicitud de otorgamiento de los permisos de acceso y conexión ante el gestor de la red de transporte, así como las consecuencias de no presentar en plazo dicha solicitud.

4. La capacidad no otorgada o no convocada en un nudo no quedará liberada para su otorgamiento por el principio de prelación temporal. Esa capacidad no otorgada o no convocada quedará reservada para otro futuro concurso en el nudo al amparo de este real decreto o del capítulo V del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre. La capacidad que se libere o aflore en estos nudos se irá agregando a esta capacidad no otorgada o no convocada y será reservada para un futuro concurso.

CAPÍTULO IV

Procedimientos administrativos

Artículo 24. *Regulación de los procedimientos administrativos.*

1. Los titulares de las instalaciones vinculadas a ofertas adjudicadas en el procedimiento de concurrencia competitiva deberán tramitar posteriormente las autorizaciones administrativas que resulten exigibles, en particular, las establecidas en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, siendo de aplicación lo previsto en el título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. En la tramitación de estas autorizaciones se deberá solicitar informe a las administraciones públicas cuyas competencias resulten afectadas, de acuerdo con la normativa de aplicación.

2. La tramitación de la concesión de ocupación del dominio público marítimo-terrestre se realizará de acuerdo con lo previsto en la Ley 22/1988, de 28 de julio, y en el Reglamento General de Costas.

3. Los procedimientos administrativos relativos al registro electrónico del régimen económico de energías renovables se regirán, en lo que no se oponga a este real decreto, por lo dispuesto en el capítulo V del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, salvo lo dispuesto en los artículos 25.3, 25.4 y 26 de dicho real decreto, que no resultará aplicable.

Con relación a lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 28.5 de dicho real decreto, la potencia inscrita en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación se corresponderá con la potencia realmente instalada, no pudiendo, en este caso, ser superior a la potencia inscrita en el citado registro en estado de preasignación.

Artículo 25. *Garantías exigibles en el marco del procedimiento de concurrencia competitiva.*

1. Los interesados en participar en el procedimiento de concurrencia competitiva deberán depositar las garantías definidas en el artículo 25 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre.

2. Las citadas garantías serán tenidas en cuenta como parte de la fianza definitiva exigida en la tramitación de la concesión de ocupación del dominio público marítimo-terrestre en los términos previstos en el artículo 88.2 de la Ley 22/1988, de 28 de julio.

3. Las instalaciones vinculadas a ofertas adjudicadas en el procedimiento de concurrencia competitiva estarán exentas de la presentación de las garantías previstas en el artículo 23 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, y en el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, siempre que se satisfagan todas y cada una de las siguientes condiciones:

a) Aporten copia del resguardo de haber presentado la garantía económica a que hace referencia el apartado 1 ante el órgano competente a los efectos señalados en el artículo 23 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, y en el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

b) Mantengan la garantía a que hace referencia el apartado 1 al menos hasta la obtención de la autorización de explotación definitiva de la instalación.

Artículo 26. *Prórroga de la fecha límite de disponibilidad de la instalación.*

La orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva podrá regular los supuestos en que la Dirección General de Política Energética y Minas podrá prorrogar la fecha límite de disponibilidad de la instalación y, en su caso, la fecha de expulsión, definidas en el artículo 28 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, tras solicitud motivada por parte del promotor.

No obstante lo anterior, en ningún caso la resolución de prórroga podrá extender la fecha límite de disponibilidad de la instalación más allá de la fecha del hito 5.º de obtención de autorización administrativa de explotación definitiva regulada en el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las modificaciones de las demás concesiones, autorizaciones o licencias que sea necesario tramitar por parte del interesado.

Artículo 27. *Desistimiento del promotor en la construcción de la instalación.*

1. Si con anterioridad a la fecha límite de disponibilidad de la instalación el promotor advirtiese la imposibilidad de finalizar la instalación en plazo, éste deberá comunicar inmediatamente y de manera motivada, su desistimiento a la Dirección General de Política Energética y Minas.

2. La orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva podrá establecer otros supuestos en los que se considere que existe un desistimiento por parte del promotor.

3. El desistimiento en la construcción de la instalación supondrá la cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación regulada en el artículo 29 y la ejecución de las garantías depositadas de acuerdo con el artículo 25 en los términos previstos en la orden por la que se aprueben las bases del procedimiento de concurrencia competitiva.

No obstante, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá exceptuar la ejecución de la garantía depositada si el desistimiento viniese motivado porque un informe o resolución de una administración pública impidiese dicha construcción, y así fuera solicitado por el promotor.

4. El desistimiento en la construcción de la instalación tendrá asimismo los efectos de la renuncia a la concesión del dominio público marítimo-terrestre. En el caso en que esta sea aceptada por la Administración de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 78.1.e) de la Ley 22/1988, de 28 de julio, implicará la extinción de la citada concesión.

5. El promotor tendrá la obligación de proceder al desmantelamiento de las obras e instalaciones garantizando la seguridad de la navegación, asumiendo los gastos asociados.

6. A efectos de la capacidad de acceso, el desistimiento supondrá la caducidad automática de los permisos de acceso y conexión concedidos y de la reserva de la capacidad de acceso a la red de transporte de energía eléctrica otorgada en el procedimiento de concurrencia competitiva. La capacidad liberada por este motivo será acumulada a la capacidad reservada en el nudo para concurso al que se refiere el capítulo V del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre. En caso de que el nudo ya no esté reservado para concurso, la liberación de la capacidad será tenida en cuenta a efectos de una posible reserva del nudo para concurso de capacidad de acuerdo con lo previsto en dicho capítulo V.

Artículo 28. *Modificación de la propuesta adjudicada.*

1. Excepcionalmente y por causas sobrevenidas debidamente justificadas, la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía podrá autorizar la modificación de determinados aspectos de la propuesta adjudicada en el procedimiento de concurrencia competitiva, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

a) Que con las modificaciones a efectuar no se hubiera obtenido un adjudicatario diferente del procedimiento de concurrencia competitiva.

b) Que no suponga un incremento del precio adjudicado.

c) Que se pueda considerar que la instalación de generación de electricidad es la misma, de acuerdo con los criterios establecidos en el anexo II del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

2. A estos efectos, será necesario que, con anterioridad a la fecha límite de disponibilidad de la instalación, el interesado dirija una solicitud a la Secretaría de Estado de Energía indicando la modificación propuesta y los motivos que la justifican.

El plazo máximo para resolver este procedimiento y notificar su resolución será de seis meses desde la fecha en que la solicitud haya tenido entrada en el registro electrónico. Esta resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

La solicitud se podrá entender desestimada si no se notifica resolución expresa en el plazo establecido. Asimismo, la resolución pondrá fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrá interponerse recurso contencioso-administrativo ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo en el plazo de dos meses, a contar desde el día siguiente al de su publicación, de conformidad con la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción Contencioso-administrativa.

También podrá interponerse potestativamente recurso de reposición ante la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía en el plazo de un mes, a contar desde el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», significando que, en caso de presentar recurso de reposición, no se podrá interponer recurso contencioso-administrativo hasta que se resuelva expresamente el recurso de reposición o se produzca la desestimación presunta del mismo, en virtud de lo dispuesto en la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

3. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las modificaciones de las demás concesiones, autorizaciones o licencias que sea necesario tramitar por parte del interesado.

Artículo 29. *Cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.*

1. La cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación regulada en el artículo 29 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, supondrá asimismo la caducidad automática de los permisos de acceso y conexión concedidos y de la reserva de la capacidad de acceso a la red de transporte de energía eléctrica otorgada en el procedimiento de concurrencia competitiva. La capacidad liberada por este motivo será acumulada a la capacidad reservada en el nudo para concurso al que se refiere el capítulo V del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre. En caso de que el nudo ya no esté reservado para concurso, la liberación de la capacidad será tenida en cuenta a efectos de una posible reserva del nudo para concurso de capacidad de acuerdo con lo previsto en dicho capítulo V.

2. La cancelación por incumplimiento de la inscripción en el citado registro en estado de preasignación llevará asimismo implícita la revocación de la prioridad en el otorgamiento de la concesión de ocupación del dominio público marítimo-terrestre y, en su caso, la extinción de la concesión de ocupación.

TÍTULO II

Procedimientos administrativos aplicables a instalaciones que no participan en el procedimiento de concurrencia competitiva

Artículo 30. *Instalaciones renovables marinas innovadoras.*

1. Las instalaciones renovables marinas innovadoras ubicadas fuera de las zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina definidas en los planes de ordenación del espacio marítimo aprobados podrán iniciar la tramitación de las autorizaciones previstas en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, sin necesidad de estar vinculadas a ofertas adjudicadas en el procedimiento de concurrencia competitiva regulado en el título I, siempre que estas se encuentren incluidas en alguno de los siguientes supuestos:

a) Instalaciones eólicas marinas de potencia instalada no superior a 50 MW.
b) Instalaciones renovables marinas no eólicas de potencia instalada no superior a 20 MW.

2. Se acreditará el carácter innovador de las instalaciones mediante informes del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades y del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P. que determinen que la actividad se considera de investigación y desarrollo o de innovación tecnológica. Quedarán exceptuadas de este informe las instalaciones renovables marinas que soliciten la autorización administrativa por un periodo máximo de cinco años. En el caso de la eólica marina, lo anterior solo será de aplicación si la instalación está compuesta por un único aerogenerador.
3. Las instalaciones reguladas en este articulo deberán obtener las autorizaciones administrativas que resulten exigibles, en particular, las establecidas en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, de acuerdo con lo establecido en el título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. En la tramitación de estas autorizaciones se deberá solicitar informe a las administraciones públicas cuyas competencias resulten afectadas, de acuerdo con la normativa de aplicación.
4. La tramitación de la concesión de ocupación del dominio público marítimo-terrestre se realizará de acuerdo con lo previsto en la Ley 22/1988, de 28 de julio, y en el Reglamento General de Costas.

Artículo 31. *Instalaciones renovables marinas ubicadas en los puertos de interés general del Estado.*

1. Las instalaciones ubicadas en las zonas I y II de los puertos de interés general del Estado, definidas en el artículo 69.2 del texto refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante, podrán iniciar la tramitación de las autorizaciones previstas en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, sin necesidad de estar vinculadas a ofertas adjudicadas en el procedimiento de concurrencia competitiva regulado en el título I.
2. Las instalaciones reguladas en este articulo deberán obtener las autorizaciones administrativas que resulten exigibles, en particular, las establecidas en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, de acuerdo con lo establecido en el título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. En la tramitación de estas autorizaciones se deberá solicitar informe a las administraciones públicas cuyas competencias resulten afectadas, de acuerdo con la normativa de aplicación.
3. La concesión de ocupación de dominio público portuario sólo podrá otorgarse cuando la instalación se sitúe en emplazamientos que no presenten afecciones a las actividades y operaciones portuarias y cuando se destinen a usos experimentales o de prueba, o para el consumo de usuarios del puerto.

Disposición adicional primera. *Particularidades aplicables a las instalaciones renovables marinas ubicadas en los territorios no peninsulares.*

1. Las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto que se encuentren ubicadas en los territorios no peninsulares se regirán por lo dispuesto en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía

eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

2. Las referencias realizadas en este real decreto a la participación de las instalaciones de generación en el mercado de producción de energía eléctrica se entenderán realizadas al despacho de producción regulado en el capítulo I del título II del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

Disposición adicional segunda. *Solicitudes presentadas al amparo del Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.*

Sin perjuicio de lo dispuesto en la disposición transitoria única, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá el archivo, por pérdida de su objeto, de las solicitudes presentadas antes de la entrada en vigor de este real decreto al amparo del Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, que se encuentren pendientes, poniendo fin al procedimiento.

Disposición transitoria única. *Solicitudes de autorización administrativa de instalaciones presentadas al amparo del artículo 32 del Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.*

1. Las solicitudes de autorización administrativa presentadas al amparo del artículo 32 del Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, continuarán con su tramitación de acuerdo con lo establecido en el título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, no resultándoles de aplicación el procedimiento de concurrencia competitiva regulado en el título I.

2. Aquellas solicitudes afectadas por la disposición adicional tercera.3 del Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua, asociadas a la creación o ampliación de infraestructura para la prueba, demostración o validación de prototipos y nuevas tecnologías asociadas a la energía eólica marina podrán estar ubicadas en las zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina definidas en los planes de ordenación del espacio marítimo y continuarán con su tramitación de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 30.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Queda derogado el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, así como cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en este real decreto.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

Se modifica el tercer párrafo del artículo 2.1.b.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que queda redactado como sigue:

«Subgrupo b.2.2 Instalaciones eólicas ubicadas en espacios marinos.»

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

Se añade una disposición adicional decimotercera en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el

procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, con la siguiente redacción:

> **«Disposición adicional decimotercera.** *Régimen económico de las energías renovables.*
>
> 1. Las instalaciones de la categoría B definidas en el artículo 2 que, de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, tengan reconocido el régimen económico de energías renovables, percibirán los siguientes conceptos:
>
> a) El precio a percibir definido en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre.
> b) En su caso, las contraprestaciones económicas que se establezcan por su participación en los servicios de ajuste.
>
> Los derechos de cobro de las instalaciones de producción obtenidos según lo anterior se verán afectados por los costes de desvíos en los que incurran dichas instalaciones, así como por aquellos que pudieran establecerse, en los términos que se determinen por orden ministerial.
> 2. Reglamentariamente se definirá el procedimiento de liquidación aplicable a las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables ubicadas en los territorios no peninsulares.
> 3. Sin perjuicio de lo anterior, lo previsto en este real decreto en relación con las instalaciones con el régimen retributivo específico ha de ser aplicado también a las instalaciones con el régimen económico de las energías renovables definido en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, salvo lo regulado expresamente.»

Disposición final tercera. *Modificación del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.*

El Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, queda modificado en los siguientes términos:

Uno. Se modifica el artículo 7.1, que queda redactado como sigue:

> «1. El producto a subastar será la potencia instalada, la energía eléctrica o una combinación de ambas y la variable de oferta el precio por unidad de energía eléctrica, expresado en euros/MWh. Asimismo, siempre que se garantice su adecuación a los objetivos perseguidos, podrán incluirse otros criterios de adjudicación no económicos hasta un máximo del 30 por ciento de la ponderación, los cuales podrán ser relativos, entre otros, a la contribución a la resiliencia, a la sostenibilidad medioambiental, a la innovación, al impacto socioeconómico del proyecto o a otros aspectos que mejoren la integración de las fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico.»

Dos. Se modifica el artículo 16.1, que pasa a tener la siguiente redacción:

> «1. El plazo máximo de entrega se define como el plazo temporal máximo e improrrogable dentro del cual las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables tienen que cumplir con la obligación de vender la energía mínima de subasta, siendo establecido en la resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta. El plazo máximo de entrega estará limitado al periodo de tiempo suficiente para transmitir la señal de certidumbre en materia de ingresos de las instalaciones, de forma que se facilite la financiación de los nuevos proyectos. El plazo máximo de entrega estará comprendido entre los 10 y 15 años, pudiendo ser ampliado, excepcionalmente, hasta los 20 años en aquellos casos en los que esté justificado por tratarse de tecnologías con una alta inversión inicial o riesgo tecnológico y hasta los 30 años para las tecnologías renovables marinas.»

Tres. Se introduce una disposición adicional, con el siguiente tenor literal:

«Disposición adicional única. *Particularidades del régimen económico de energías renovables en los territorios no peninsulares.*

1. El régimen económico de energías renovables aplicable a las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares presentará las particularidades previstas en esta disposición.

Dichas instalaciones se regirán asimismo por lo dispuesto en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

2. Estarán excluidas del ámbito de aplicación de este real decreto las instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables incluidas en la categoría A definida en el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

3. Las referencias realizadas en este real decreto a la participación de las instalaciones de generación en el mercado de producción de energía eléctrica se entenderán realizadas, para las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares, al despacho de producción regulado en el título I del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. Asimismo, las referencias a la energía negociada en el mercado se entenderán realizadas a la energía despachada.

4. El operador del sistema realizará la liquidación de la energía de subasta en el despacho de producción de energía eléctrica y será responsable del cómputo de dicha energía y de la aplicación de las penalizaciones automáticas que en su caso procedan. Las referencias realizadas a estos efectos en este real decreto al operador del mercado se entenderán realizadas al operador del sistema.

5. Las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables ubicadas en los territorios no peninsulares participarán en el despacho de producción y serán liquidadas de acuerdo con lo dispuesto en el título VI del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, no resultándoles de aplicación el capítulo IV de este real decreto.

6. A los efectos del cumplimiento del requisito establecido en el artículo 27.1.a), será necesario que la instalación haya comenzado a despachar energía, lo que deberá ser acreditado mediante un certificado emitido por el operador del sistema. Dicho certificado deberá presentarse junto con la solicitud de inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación, a los efectos previstos en el artículo 28.2.

7. En aquellos supuestos en que se produzca la cancelación de la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación regulada en el artículo 30, las instalaciones podrán continuar con su actividad, participando en el despacho de producción y percibiendo la retribución establecida en el artículo 8 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

8. A los efectos previstos en el artículo 31.1, los titulares de las instalaciones que hayan sido inscritas en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación deberán comunicar al operador del sistema la modificación de los datos relativos a los titulares, así como las transmisiones de titularidad de dichas instalaciones para que sean tenidas en cuenta para su correcta liquidación.»

Disposición final cuarta. *Títulos competenciales.*

Este real decreto se dicta al amparo de lo previsto en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva sobre las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético.

Disposición final quinta. *Facultades de desarrollo y aplicación.*

Se habilita a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para desarrollar lo previsto en este real decreto.

Disposición final sexta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 68

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 140, de 10 de junio de 2014
Última modificación: 24 de julio de 2025
Referencia: BOE-A-2014-6123

I

La generación de energía eléctrica procedente de fuentes de energía renovables y el aumento de la eficiencia energética constituyen un pilar fundamental para la consecución de los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero así como de otros objetivos comunitarios e internacionales, revistiendo, a la par, una considerable importancia para el debido fomento de la seguridad del abastecimiento energético, del desarrollo tecnológico y de la innovación.

Durante los últimos veinte años se ha producido un desarrollo muy importante de las tecnologías de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que integraban el anteriormente denominado régimen especial. Este crecimiento fue posible, en parte, gracias a la existencia de sucesivos marcos normativos de apoyo que establecían incentivos económicos a la producción eléctrica con estas tecnologías.

Al hilo de dicha creciente implantación se ha ido produciendo una simultánea evolución de los marcos de apoyo a fin de procurar su adaptación a las circunstancias concurrentes en cada momento y ello, principalmente, en dos sentidos: en primer lugar, permitiendo la participación de estas tecnologías de producción en el mercado, y en segundo lugar, incrementando las exigencias de carácter técnico para permitir al operador del sistema integrarlas en condiciones de seguridad, aumentando su contribución al balance energético del sistema eléctrico. Por otro lado, dicha evolución normativa ha estado también orientada a procurar la adecuada y estricta observancia del principio de rentabilidad razonable de las instalaciones, garantizando a la par la sostenibilidad financiera del sistema.

La norma fundamental que ha regulado estos aspectos ha sido la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que incluía en su título IV un capítulo dedicado al régimen especial de producción de energía eléctrica conformado por el conjunto de reglas específicas que se aplicaban a la electricidad generada mediante fuentes de energías renovables, cogeneración con alto rendimiento energético y residuos.

Estas previsiones legales, fueron luego desarrolladas en sucesivas normas reglamentarias. Así, primeramente, se aprobó, el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración, que fue luego modificado por el Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de

producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida. Ambos reales decretos fueron derogados por el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Posteriormente, se aprobó el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, que también derogó la regulación existente en la materia y contenida en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo. Este real decreto ha estado vigente hasta la aprobación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, sin perjuicio de que en su disposición transitoria tercera determina que seguirá siendo de aplicación con carácter transitorio hasta la aprobación de las disposiciones necesarias para la plena aplicación de este real decreto.

Si bien las citadas disposiciones permitieron cumplir, con arreglo a las circunstancias de cada momento, los propósitos que las inspiraban, no puede obviarse que el muy favorable marco de apoyo en ellas implementado propició la rápida superación de las previsiones que habían presidido su aprobación. Esta circunstancia, unida a la progresiva reducción de los costes tecnológicos, hizo necesario, en garantía tanto del principio de rentabilidad razonable como de la propia sostenibilidad financiera del sistema, que hubieran de acometerse sucesivas correcciones del marco normativo.

Así, primeramente, el crecimiento de la potencia instalada experimentado por la tecnología solar fotovoltaica, que superó exponencialmente los objetivos fijados en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, motivó la aprobación del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

En idéntica línea, el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, creó el mecanismo de registro de preasignación de retribución para las instalaciones del régimen especial, cuya inscripción sería condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Sobre idénticos fundamentos se aprobaron también el Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial, el Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, o el Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica, que fundamentalmente introdujo una limitación de las horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima o prima equivalente de las instalaciones eólicas y solares termoeléctricas.

A estas modificaciones reglamentarias se añadieron diversas medidas adoptadas con carácter de urgencia, como las plasmadas en el Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, y en el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. En esta última norma, además de crear un peaje de generación, se limitaron las horas de funcionamiento con derecho a retribución primada de las plantas fotovoltaicas (como ya se había hecho para la tecnología eólica y termoeléctrica en el Real Decreto 1614/2010, de 19 de noviembre) sin perjuicio de ampliar, a la par, el plazo de percepción de la misma, que fue luego nuevamente prolongado a través de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

Al constatarse que las medidas adoptadas desde 2009 a 2011 no habían resultado suficientes para la consecución de los fines que las inspiraban y que el marco normativo adolecía de ciertas ineficiencias que, no habiendo sido corregidas pese al intenso esfuerzo de adaptación normativa, comprometían gravemente la propia sostenibilidad financiera del

sistema, se procedió a la aprobación, del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se llevó a cabo la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, así como, posteriormente, del Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, que, entre otros aspectos, modificó el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, suprimiendo la opción de precio de mercado más prima para aquéllas tecnologías a las que era aplicable, determinando la retribución con arreglo a tarifa de todas las instalaciones del denominado régimen especial, al tiempo que modificaba los parámetros de actualización de la retribución de las actividades reguladas del sistema eléctrico.

En ese contexto, habiéndose hecho patente la necesidad de garantizar la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico, de consolidar la continua adaptación que la regulación había experimentado para procurar, entre otros aspectos, la estricta y correcta aplicación del principio de rentabilidad razonable, y de acometer una revisión del marco regulatorio que permitiera su mejor adaptación a los acontecimientos que definen la realidad del sector, se promulgó el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, ha supuesto por tanto, una importante medida en este ámbito dentro del proceso de reforma del sector eléctrico. Esto es así, por cuanto incorpora un mandato al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, haciendo explícita enunciación de los principios concretos sobre los que se articulará el régimen aplicable a estas instalaciones, en términos que han sido posteriormente integrados en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y que son desarrollados en el presente real decreto. Ambas normas, asumen, en plena línea de continuidad, uno de los principios fundamentales recogidos desde su redacción originaria en el artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, a saber, que los regímenes retributivos que se articulen deben permitir a este tipo de instalaciones cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable sobre el conjunto del proyecto.

II

De acuerdo con este nuevo marco, las instalaciones podrán percibir durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

Para el cálculo de la retribución a la inversión y de la retribución a la operación se considerará para una instalación tipo, los ingresos estándar por la venta de la energía valorada al precio del mercado, los costes estándar de explotación necesarios para realizar la actividad y el valor estándar de la inversión inicial, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada. Se establecerán un conjunto de parámetros retributivos que se aprobarán, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, para cada una de las distintas instalaciones tipo que se determinen, pudiendo segmentarse las instalaciones en función de su tecnología, sistema eléctrico, potencia, antigüedad, etc.

En ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español y, del mismo modo, sólo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

La retribución a la inversión y, en su caso, la retribución a la operación permitirán cubrir los mayores costes de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, de forma que puedan competir en

nivel de igualdad con el resto de tecnologías y puedan obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

Adicionalmente, se concreta la plasmación normativa del concepto de rentabilidad razonable de proyecto, estableciéndolo, en línea con la doctrina judicial sobre el particular alumbrada en los últimos años, en una rentabilidad antes de impuestos situada en el entorno del rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al de inicio del periodo regulatorio incrementado con un diferencial.

El otorgamiento de este régimen retributivo específico se establecerá con carácter general mediante un procedimiento de concurrencia competitiva, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Excepcionalmente, el régimen retributivo específico podrá incorporar además un incentivo a la inversión cuando su instalación suponga una reducción significativa de los costes en los sistemas de los territorios no peninsulares. Este incentivo se establecerá en función de la reducción de los costes que genere y no tanto de las características de la instalación tipo, mejorando la rentabilidad de las instalaciones que tengan otorgado dicho incentivo.

Se establecen periodos regulatorios de seis años de duración, correspondiendo el primer periodo regulatorio al comprendido entre la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y el 31 de diciembre de 2019. Cada periodo regulatorio se divide en dos semiperiodos regulatorios de tres años, correspondiendo el primer semiperiodo regulatorio al existente entre la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y el 31 de diciembre de 2016.

Los parámetros retributivos podrán ser revisados al finalizar cada semiperiodo o periodo regulatorio en los términos previstos en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

En la revisión que corresponda a cada período regulatorio se podrán modificar todos los parámetros retributivos y, entre ellos el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable en lo que reste de vida regulatoria de las instalaciones tipo.

En ningún caso, una vez reconocida la vida útil regulatoria o el valor estándar de la inversión inicial de una instalación tipo, se podrán revisar dichos valores.

A los tres años del inicio del periodo regulatorio se revisarán para el resto del periodo regulatorio, las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento.

Asimismo se revisarán las estimaciones de precios de mercado de producción para los tres primeros años del periodo regulatorio ajustándolas a los precios reales del mercado.

Al menos anualmente se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

Con el objeto de reducir la incertidumbre sobre la estimación del precio de la energía en el mercado que se aplica en el cálculo de los parámetros retributivos, y que afecta directamente a la retribución obtenida por la instalación por la venta de la energía que genera, se definen límites superiores e inferiores a dicha estimación. Cuando el precio medio anual del mercado diario e intradiario se sitúe fuera de dichos límites, se genera, en cómputo anual, un saldo positivo o negativo, que se denominará valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado, y que se compensará a lo largo de la vida útil de la instalación.

Una vez que las instalaciones superen la vida útil regulatoria dejarán de percibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación. Dichas instalaciones podrán mantenerse en operación percibiendo exclusivamente la retribución obtenida por la venta de energía en el mercado.

La exigencia de procedimientos de concurrencia competitiva para otorgar el derecho a un régimen retributivo específico para las instalaciones de energías renovables, cogeneración y residuos, así como el fomento de que estas tecnologías participen en el mercado en pie de igualdad con el resto de tecnologías comulga con las directrices y políticas de la Unión Europea de apoyo a las energías renovables y a la protección del medio ambiente.

III

Este real decreto determina la metodología del régimen retributivo específico, que será de aplicación a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos a las que les sea otorgado.

Para ello, se establecerán mediante real decreto las condiciones, tecnologías o colectivo de instalaciones concretas que podrán participar en el mecanismo de concurrencia competitiva, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Posteriormente se fijarán por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, los parámetros retributivos aplicables.

En la disposición adicional segunda se hace este reconocimiento expreso para las instalaciones que a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, tuvieran reconocido el régimen económico primado, las cuales tendrán derecho a la percepción del régimen retributivo específico regulado en el presente real decreto.

Se introducen asimismo en esta disposición adicional segunda determinadas particularidades necesarias para la aplicación de la nueva metodología a las instalaciones existentes, manteniendo el principio de rentabilidad razonable de las inversiones recogido en la legislación del sector eléctrico. Entre ellas, en virtud de la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se establece que la rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del referido real decreto-ley de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básicos, todo ello, sin perjuicio de la revisión prevista en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

En los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, la demanda eléctrica se cubre, de manera mayoritaria, con tecnologías térmicas de origen fósil, siendo la participación de las fuentes de energía renovables aún modesta. Sin embargo, se da la particularidad de que en estos sistemas, el coste de generación convencional es mucho más elevado que en el sistema eléctrico peninsular, resultando inferior el coste de generación de las tecnologías fotovoltaica y eólica al de las tecnologías térmicas convencionales. Por lo tanto, la sustitución de generación convencional por generación renovable supondría reducciones del extracoste de generación en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. Por ello, y de conformidad con el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se establece en la disposición adicional quinta un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas y las modificaciones de las existentes que se ubiquen en estos territorios. Adicionalmente, se establece un incentivo a la inversión por reducción de los costes de generación con el objetivo de favorecer la rápida puesta en marcha de dichas instalaciones y por lo tanto la reducción de costes del sistema.

IV

Al mismo tiempo que se realiza una modificación del régimen retributivo de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, es necesario proceder a la reordenación de los procedimientos administrativos con ellas relacionados. Para ello, se debe partir de la dualidad normativa que afecta a estas instalaciones, que se plasma en un régimen administrativo a los efectos de las autorizaciones exigibles para su puesta en funcionamiento, modificación, cierre, etc., por una parte; y en otro régimen, diferente, a los efectos de la retribución de sus actividades productivas, configurado en el seno de un sistema único y no fragmentado.

A la vista de la experiencia y de la jurisprudencia dictada en los últimos años, se hace necesario introducir determinadas mejoras que clarifiquen el reparto competencial en los diferentes procedimientos relativos a estas instalaciones, en especial en lo concerniente al régimen económico aplicable a las mismas. Adicionalmente, se determinan los mecanismos que permiten a la administración competente para el otorgamiento de los regímenes retributivos, disponer de los instrumentos necesarios para el control y la comprobación del mantenimiento de las condiciones que dieron lugar al otorgamiento de dicho régimen retributivo, respetando en todo caso las competencias de los demás órganos en lo relativo a los regímenes de autorización de dichas instalaciones.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 27 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se establece en este real decreto la organización del registro de régimen retributivo específico, que servirá como herramienta para el otorgamiento y adecuado seguimiento de dicho régimen retributivo, y se regulan los procedimientos y mecanismos para la inscripción en el mismo.

En cuanto al ámbito de aplicación ha de tenerse en cuenta que la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, ha eliminado los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial, para adaptarse a la realidad actual de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En efecto, en las regulaciones iniciales realizadas en nuestro país con relación a estas tecnologías, se había vinculado, con carácter general, el hecho de pertenecer a las mismas con el derecho a la percepción de un régimen económico primado. Sin embargo, la realidad actual es diferente, como ha sido puesto de manifiesto en las modificaciones normativas aprobadas en los últimos años, dado que hay tecnologías suficientemente maduras que podrían ser viables económicamente sin necesidad de la existencia de sistemas de apoyo.

Por este motivo, este real decreto es de aplicación a todas las instalaciones a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Este real decreto establece sus derechos, obligaciones, las particularidades de su funcionamiento en el mercado y los procedimientos relativos a la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, donde deberán estar inscritas todas ellas. No se introducen limitaciones relativas a la potencia para estas instalaciones, pues sus particularidades deben serlo por razón de su tecnología y fuentes de energía utilizadas y no por otras características.

Por consiguiente, el presente real decreto va un paso más allá en el proceso de convergencia de estas tecnologías con las tecnologías convencionales, homogeneizando su tratamiento.

No obstante, el régimen retributivo específico regulado en el presente real decreto, sólo será de aplicación a determinadas instalaciones incluidas en su ámbito de aplicación, que por este motivo deberán cumplir requisitos adicionales y estar sujetas a otros procedimientos relacionados con el otorgamiento de dicho régimen.

Por otra parte, a las instalaciones de producción ubicadas en los territorios no peninsulares les será de aplicación lo establecido en el presente real decreto, sin perjuicio de lo dispuesto en la normativa reguladora de los sistemas eléctricos de dichos territorios. No obstante, a las nuevas instalaciones de cogeneración y aquellas que utilicen como energía primaria biomasa, biogás, geotermia y residuos, ubicadas en los territorios no peninsulares, no se les podrá otorgar el régimen retributivo específico regulado en el presente real decreto, sino que serán retribuidas de acuerdo con lo establecido en la normativa reguladora de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y podrán percibir el régimen retributivo adicional destinado a las instalaciones de producción ubicadas en dichos sistemas, siempre que cumplan los requisitos y procedimientos establecidos en dicha normativa, de conformidad con el artículo 14.6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Este real decreto, junto con el resto de medidas en el ámbito del sector eléctrico aprobadas a lo largo de 2013 y 2014, se encuadran dentro del Programa Nacional de Reformas, presentado por el Gobierno de España a la Comisión Europea el 30 de abril de 2013, en el que se contenía el compromiso del Gobierno de presentar un paquete de medidas normativas con vistas a garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

De acuerdo con lo prescrito en el artículo 5.2 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, este real decreto ha sido objeto de informe preceptivo por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien para la elaboración de su informe ha tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad, a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia al sector y consultas a las comunidades autónomas.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, con la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 6 de junio de 2014,

DISPONGO

TÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de este real decreto la regulación del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Estarán incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos pertenecientes a las siguientes categorías, grupos y subgrupos:

a) Categoría a): productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.

Esta categoría a) se clasifica a su vez en dos grupos:

1. Grupo a.1 Instalaciones que incluyan una central de cogeneración. Dicho grupo se divide en los siguientes subgrupos:

Subgrupo a.1.1 Cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, o al menos el 65 por ciento de la energía primaria utilizada cuando el resto provenga de biomasa o biogás de los grupos b.6, b.7 y b.8; siendo los porcentajes de la energía primaria utilizada citados medidos por el poder calorífico inferior.

Subgrupo a.1.2 Cogeneraciones que utilicen como combustible principal derivados de petróleo o carbón, siempre que suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

Subgrupo a.1.3 Resto de cogeneraciones que utilicen gas natural o derivados de petróleo o carbón, y no cumplan con los límites de consumo establecidos para los subgrupos a.1.1 ó a.1.2.

2. Grupo a.2 Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica.

b) Categoría b): Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles:

Esta categoría b) se clasifica a su vez en ocho grupos:

1. Grupo b.1 Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.1.1 Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.

Subgrupo b.1.2 Instalaciones que únicamente utilicen procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad.

2. Grupo b.2 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.2.1 Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.

Subgrupo b.2.2 Instalaciones eólicas ubicadas en espacios marinos.

3. Grupo b.3 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, hidrotérmica, aerotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.

4. Grupo b.4 Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.4.1 Centrales hidroeléctricas cuyas instalaciones hidráulicas (presa o azud, toma, canal y otras) hayan sido construidas exclusivamente para uso hidroeléctrico.

Subgrupo b.4.2 Centrales hidroeléctricas que hayan sido construidas en infraestructuras existentes (presas, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico.

5. Grupo b.5 Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.5.1 Centrales hidroeléctricas cuyas instalaciones hidráulicas (presa o azud, toma, canal y otras) hayan sido construidas exclusivamente para uso hidroeléctrico.

Subgrupo b.5.2 Centrales hidroeléctricas que hayan sido construidas en infraestructuras existentes (presa, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico.

6. Grupo b.6 Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas, ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes, en los términos que figuran en el anexo I. Se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

7. Grupo b.7 Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biolíquido producido a partir de la biomasa, entendiéndose como tal el combustible líquido destinado a usos energéticos distintos del transporte e incluyendo el uso para producción de energía eléctrica y la producción de calor y frío, o que utilicen biogás procedente de la digestión anaerobia de cultivos energéticos, de restos agrícolas, de deyecciones ganaderas, de residuos biodegradables de instalaciones industriales, de residuos domésticos y similares o de lodos de depuración de aguas residuales u otros para los cuales sea de aplicación el proceso de digestión anaerobia (tanto individualmente como en co-digestión), así como el biogás recuperado en los vertederos controlados. Todo ello en los términos que figuran en el anexo I. Se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.7.1 Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás de vertederos controlados. Estas instalaciones podrán abastecerse con hasta un 50 por ciento de energía primaria procedente de biogás generado en digestores.

Subgrupo b.7.2 Instalaciones que empleen como combustible principal biolíquidos o el biogás generado en digestores procedente de cultivos energéticos o de restos agrícolas, de deyecciones ganaderas, de residuos biodegradables de instalaciones industriales, de residuos domiciliarios o similares, de lodos de depuración de aguas residuales u otros para los cuales sea de aplicación el proceso de digestión anaerobia, tanto individualmente como en co-digestión. Estas instalaciones podrán abastecerse con hasta un 50 por ciento de energía primaria procedente de biogás de vertederos controlados.

8. Grupo b.8 Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal en los términos que figuran en el anexo I. Se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

c) Categoría c): instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría b), instalaciones que utilicen combustibles de los grupos b.6, b.7 y b.8 cuando no cumplan con los límites de consumo establecidos para los citados subgrupos e instalaciones que utilicen licores negros.

Esta categoría c) se clasifica a su vez en tres grupos:

1. Grupo c.1 Centrales que utilicen como combustible principal residuos domésticos y similares.

2. Grupo c.2 Centrales que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados en el grupo c.1, combustibles de los grupos b.6, b.7 y b.8 cuando no cumplan con los límites de consumo establecidos para los citados grupos, licores negros y las centrales que a la entrada en vigor de este real decreto estuvieran inscritas en la categoría c) grupo c.3 prevista en el artículo 2.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

3. Grupo c.3 Centrales que a la entrada en vigor de este real decreto estuvieran acogidas a la categoría c) grupo c.4 prevista en el artículo 2.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, utilizando como combustible productos de explotaciones mineras de calidades no comerciales para la generación eléctrica por su elevado contenido en azufre o cenizas, representando los residuos más del 25 por ciento de la energía primaria utilizada.

A efectos de lo dispuesto anteriormente, se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 70 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

2. En todo caso, se admitirá la posibilidad de hibridaciones de varios combustibles o tecnologías de los contemplados en el apartado anterior.

3. A los efectos de lo establecido en el presente real decreto, se entenderá por biomasa la fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos de origen biológico procedentes de actividades agrarias (incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal), de la silvicultura y de las industrias conexas, incluidas la pesca y la acuicultura, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales. No obstante lo anterior, el régimen económico de aplicación a la biomasa será el resultante de clasificar las instalaciones dentro de los grupos y subgrupos recogidos en el apartado 1, y en su caso, se estará a lo previsto en el artículo 4.

Los biolíquidos, el biogás y los combustibles sólidos de biomasa deberán cumplir los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero establecidos en el título I del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables. Asimismo, las instalaciones que utilicen estos combustibles deberán cumplir los requisitos de eficiencia energética establecidos en el capítulo V del título I del citado real decreto.

Artículo 3. *Potencia instalada.*

La potencia instalada se corresponderá con la potencia activa máxima que puede alcanzar una unidad de producción y vendrá determinada por la potencia menor de las especificadas en la placas de características de los grupos motor, turbina o alternador instalados en serie, o en su caso, cuando la instalación esté configurada por varios motores, turbinas o alternadores en paralelo será la menor de las sumas de las potencias de las placas de características de los motores, turbinas o alternadores que se encuentren en paralelo.

En el caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada será la menor de entre las dos siguientes:

a) la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.

b) la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias de los inversores que configuran dicha instalación.

Artículo 4. *Instalaciones híbridas.*

1. El régimen retributivo específico regulado en el este real decreto sólo será aplicable a las instalaciones híbridas incluidas en uno de los siguientes tipos:

a) Hibridación tipo 1: aquella instalación que incorpore dos o más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.8 y los licores negros del grupo c.2, y que, en su conjunto, supongan en cómputo anual, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada medida por sus poderes caloríficos inferiores.

b) Hibridación tipo 2: aquella instalación del subgrupo b.1.2 que incorpore adicionalmente uno o más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7 y b.8.

c) Hibridación tipo 3: Aquella instalación con derecho a la percepción del régimen retributivo específico a la que se incorpore una tecnología renovable de las definidas en los grupos y subgrupos de la categoría b) del artículo 2 o instalaciones de almacenamiento y que, por sus características, no puedan ser consideradas de tipo 1 o tipo 2.

2. Para el caso de hibridación tipo 1, la inscripción en el registro de régimen retributivo específico y en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica, se realizará en el grupo del combustible mayoritario detallando el resto de combustibles utilizados, haciendo constar los grupos que correspondan y el porcentaje de participación de cada uno de ellos en cuanto a energía primaria utilizada.

Para el caso de hibridación tipo 2, la inscripción se realizará en el subgrupo b.1.2, detallando el resto de combustibles utilizados, haciendo constar los grupos o subgrupos que correspondan y el porcentaje de participación de cada uno de ellos en cuanto a energía primaria utilizada.

Para el caso de hibridación tipo 3, la inscripción en el registro de régimen retributivo específico se realizará reflejando de forma independiente las características técnicas de cada una de las tecnologías. Si la tecnología incorporada no tuviera derecho a la percepción del régimen retributivo específico, percibirá la retribución que le corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica o, en su caso, cualquier otro régimen económico que se establezca.

3. Únicamente será aplicable la hibridación entre los grupos especificados en el presente artículo en el caso en que el titular de la instalación mantenga un registro documental suficiente que permita determinar de manera fehaciente e inequívoca la energía eléctrica producida atribuible a cada uno de los combustibles y tecnologías de los grupos especificados.

A estos efectos, en el caso de las hibridaciones tipo 3 deberán disponer de los equipos de medida necesarios para la determinación la energía generada por cada una de ellas que permita la adecuada retribución de los regímenes económicos que les sean de aplicación.

4. En el caso de que se añada o elimine alguno de los combustibles o tecnologías utilizados en la hibridación respecto a los recogidos en el registro de régimen retributivo específico y en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica, el titular de la instalación deberá comunicarlo al órgano competente para otorgar la autorización de dicha instalación, a efectos del registro de instalaciones de producción de energía eléctrica, al organismo encargado de la liquidación y a la Dirección General de Política Energética y Minas, a efectos del registro de régimen retributivo específico de acuerdo con el procedimiento de comunicación definido en el artículo 51. Se deberá adjuntar justificación del origen de los combustibles no contemplados inicialmente en el registro y sus características, así como los porcentajes de participación de cada combustible o tecnología en cada uno de los grupos.

5. Las instalaciones híbridas de tipo 1, tipo 2 y aquellas que utilicen más de un combustible principal incluidas en este artículo remitirán al organismo encargado de la liquidación, antes del 31 de marzo de cada año, una declaración responsable en la que se incluyan los porcentajes de participación de cada combustible y/o tecnología en cada uno de los grupos y subgrupos indicando la cantidad anual empleada en toneladas al año, su poder calorífico inferior expresado en kcal/kg, los consumos propios asociados a cada combustible, los rendimientos de conversión de la energía térmica del combustible en energía eléctrica, así como memoria justificativa que acredite la cantidad y procedencia de los distintos combustibles primarios utilizados.

TÍTULO II

Derechos y obligaciones de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

Artículo 5. *Contratos con las empresas de red.*

1. Los titulares de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto y la empresa distribuidora correspondiente suscribirán un contrato por el que se regirán las relaciones técnicas entre ambos. En dicho contrato técnico se reflejarán, como mínimo, los siguientes aspectos:

a) Puntos de conexión y medida, indicando al menos las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.
b) Características cualitativas y cuantitativas de la energía cedida y, en su caso, de la consumida, especificando potencia y previsiones de producción, venta y consumo.
c) Causas de rescisión o modificación del contrato.
d) Condiciones de explotación de la conexión, así como las circunstancias en las que se considere la imposibilidad técnica de absorción por parte de la red de la energía generada.

2. Adicionalmente, en el caso de conexión a la red de transporte, suscribirán un contrato técnico de acceso a la red en los términos previstos en el artículo 58 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
3. La firma de los mencionados contratos con los titulares de redes requerirá la acreditación ante éstos de las autorizaciones administrativas de las instalaciones de generación, así como de las correspondientes instalaciones de conexión desde las mismas hasta el punto de conexión en la red de transporte o distribución, necesarias para la puesta en servicio.

Artículo 6. *Derechos de los productores de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

1. De conformidad con lo establecido en el artículo 26.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, los titulares de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto tendrán los siguientes derechos:

a) Contratar la venta o adquisición de energía eléctrica en los términos previstos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y en sus disposiciones de desarrollo.
b) Despachar su energía a través del operador del sistema en los términos que se establezcan reglamentariamente.
c) Tener acceso a las redes de transporte y distribución, en los términos que se establezcan reglamentariamente.
d) Percibir la retribución que les corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica a través de cualquiera de sus modalidades de contratación y, en su caso, el régimen retributivo específico regulado en el título IV de este real decreto.
e) Recibir la compensación a que pudieran tener derecho por los costes en que hubieran incurrido en supuestos de alteraciones en el funcionamiento del sistema, en los casos previstos en el artículo 7.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 26.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, la de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, atendiendo a la definición prevista en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración, tendrá prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad del sistema, en los términos que reglamentariamente se determinen por el Gobierno.
Sin perjuicio de la seguridad de suministro y del desarrollo eficiente del sistema, los productores de energía eléctrica procedente de fuentes de energía renovables y de

cogeneraciones de alta eficiencia tendrán prioridad de acceso y de conexión a la red, en los términos que reglamentariamente se determinen, sobre la base de criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

Artículo 7. *Obligaciones de los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

De conformidad con lo establecido en el artículo 26.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los titulares de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto, adicionalmente a lo previsto para los productores en el resto de la normativa de aplicación, tendrán las siguientes obligaciones:

a) Disponer con anterioridad al comienzo del vertido de energía a la red, de los equipos de medida de energía eléctrica necesarios que permitan determinar, para cada período de programación, la energía producida, su liquidación, facturación y control, de acuerdo con lo previsto en este real decreto y en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

b) Que las instalaciones estén inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de acuerdo con lo establecido en el capítulo II del título V del presente real decreto.

c) Todas las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con potencia instalada superior a 5 MW, y aquellas con potencia instalada inferior o igual a 5 MW pero que formen parte de una agrupación del mismo subgrupo del artículo 2 cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 5 MW, deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.

En los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, el límite de potencia anterior será de 0,5 MW para las instalaciones o agrupaciones.

Todas las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior o igual a 1 MW pero que formen parte de una agrupación del mismo subgrupo del artículo 2 cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 1 MW, deberán enviar telemedidas al operador del sistema, en tiempo real, de forma individual en el primer caso o agregada en el segundo. Estas telemedidas serán remitidas, cumpliendo lo establecido en el anexo II, por los titulares de las instalaciones o por sus representantes, pudiendo ser transmitidas a través de los centros de control de la empresa distribuidora si así lo acordaran con ésta. Los gestores de la red de distribución tendrán acceso a las telemedidas en tiempo real de aquellas instalaciones conectadas a sus redes.

A efectos de lo previsto en este artículo, se define agrupación al conjunto de instalaciones que se conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, o que dispongan de línea o transformador de evacuación común, considerando un único punto de la red de distribución o transporte, una subestación o un centro de transformación. Del mismo modo, formarán parte de la misma agrupación aquellas instalaciones que se encuentren en una misma referencia catastral, considerada ésta por sus primeros 14 dígitos. La potencia instalada de una agrupación será la suma de las potencias instaladas de las instalaciones unitarias que la integran.

A efectos de lo previsto en este artículo, las instalaciones de producción híbridas deberán remitir la información intercambiada con el operador del sistema en tiempo real para la instalación en su conjunto y la desagregada para cada módulo de generación de electricidad perteneciente a dicha instalación, así como, en su caso, para las instalaciones de almacenamiento.

Los costes de instalación y mantenimiento de los centros de control de generación, incluyendo la instalación y mantenimiento de las líneas de comunicación con el operador del sistema y, en su caso, su puesta a disposición del gestor de la red de distribución, serán por cuenta de los generadores adscritos a los mismos. La comunicación de dichos centros de control de generación con el operador del sistema se hará de acuerdo a los protocolos y

estándares comunicados por el operador del sistema y aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Las condiciones de funcionamiento de los centros de control, junto con las obligaciones de los generadores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en relación con los mismos, serán las establecidas en los correspondientes procedimientos de operación.

No obstante lo anterior, las instalaciones o agrupaciones de instalaciones cuya potencia instalada sea menor de 5 MW y estén incluidas dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, deberán cumplir con los requisitos de controlabilidad exigidos en dicho Reglamento, en las condiciones de funcionamiento que se establezcan en la orden ministerial que apruebe los requisitos que deben establecer los gestores de red pertinentes de conformidad con lo establecido en dicho reglamento.

De igual modo, las instalaciones o agrupaciones de instalaciones cuya potencia instalada sea menor de 1 MW y estén incluidas dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad, deberán cumplir con los requisitos de telemedidas, en tiempo real, exigidos en dicho reglamento, en las condiciones de funcionamiento que se establezcan en la orden ministerial que apruebe los requisitos que deben establecer los gestores de redes pertinentes de conformidad con lo establecido en dicho reglamento

d) Todas las instalaciones o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas de potencia instalada superior a 2 MW, de acuerdo con la definición de agrupación establecida en el apartado anterior, y las instalaciones eólicas, estarán obligadas al cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión establecidos mediante el procedimiento de operación correspondiente.

No obstante lo anterior, en relación con los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión, las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016 cumplirán únicamente lo establecido en la orden ministerial que apruebe los requisitos que deben establecer los gestores de red pertinentes de conformidad con lo establecido en dicho reglamento.

El cumplimiento de las obligaciones previstas en los apartados c) y d) de este artículo, será condición necesaria para la percepción del régimen retributivo específico, y deberá ser acreditado ante el organismo encargado de realizar la liquidación. En caso contrario, se percibirán exclusivamente los ingresos que correspondan a la participación de la instalación en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación. Todo ello sin perjuicio del régimen sancionador aplicable.

El encargado de la lectura comunicará a los titulares de las instalaciones y al operador del sistema la información detallada de las instalaciones conectadas a su red que formen parte de una agrupación según la definición establecida en el presente artículo, incluyendo el código de la agrupación y su potencia. La comunicación a los titulares de las instalaciones se realizará al menos anualmente, antes del 31 de marzo, y sólo para aquellos casos en los que se produzcan modificaciones desde la última comunicación.

El operador del sistema remitirá al menos semestralmente al órgano encargado de las liquidaciones, y a la Dirección General de Política Energética y Minas la información detallada de las instalaciones que formen parte de una agrupación según la definición establecida en el presente artículo. Asimismo, dicho órgano podrá requerir al operador del sistema la información que considere necesaria para la verificación del cumplimiento por parte de los titulares de las obligaciones previstas en los apartados c) y d) de este artículo.

e) En lo relativo al servicio de ajuste de control del factor de potencia:

i) Las instalaciones deberán mantenerse, de forma horaria, dentro del rango de factor de potencia que se indica en el anexo III. Dicho rango podrá ser modificado, con carácter anual, por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, a propuesta del operador del sistema debiendo encontrarse, en todo caso entre los valores extremos de factor de potencia: 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo. El citado rango podrá ser diferente en función de las zonas

geográficas, de acuerdo con las necesidades del sistema. Dicha resolución será objeto de publicación en el "Boletín Oficial del Estado".

No obstante lo anterior, las instalaciones incluidas dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, ajustarán su control del factor de potencia a las capacidades técnicas exigidas en la orden ministerial que apruebe los requisitos que deben establecer los gestores de red pertinentes de conformidad con lo establecido en dicho reglamento.

En el caso de instalaciones de producción con un consumidor asociado, este requisito se aplicará de manera individual a la instalación de producción.

El incumplimiento de esta obligación conllevará el pago de la penalización contemplada en el citado anexo III para las horas en que se incurra en incumplimiento. Esta penalización podrá ser revisada anualmente por la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

ii) Aquellas instalaciones cuya potencia instalada sea igual o superior a 5 MW, ó 0,5 MW en el caso de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, deberán seguir las instrucciones que puedan ser dictadas por el operador del sistema para la modificación del rango de factor de potencia anteriormente definido, en función de las necesidades del sistema. En caso de incumplimiento de estas instrucciones, se aplicará la penalización contemplada en el anexo III.

Alternativamente a lo previsto en el párrafo anterior, las instalaciones cuya potencia instalada sea igual o superior a 5 MW, ó 0,5 MW en el caso de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, podrán participar voluntariamente en el servicio de ajuste de control de tensión aplicable a los productores a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos siguiendo las consignas de tensión en un determinado nudo del sistema dadas por el operador del sistema. Las consignas de tensión, su seguimiento y los requisitos a cumplir para ser proveedor de este servicio serán establecidas en las correspondientes disposiciones de desarrollo. Los mecanismos de retribución serán establecidos mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo. En tanto no se desarrollen dichos mecanismos, en caso de incumplimiento de los requisitos establecidos en este servicio de ajuste se aplicará la penalización contemplada en el anexo III.

A igualdad del resto de criterios establecidos reglamentariamente, el operador del sistema considerará preferentes a efectos de despacho, a aquellos generadores que reciban consignas de tensión.

En aquellos casos en que la instalación esté conectada a la red de distribución, la modificación del rango de factor de potencia aplicable a la misma tendrá en cuenta las limitaciones que pueda establecer el gestor de la red de distribución, por razones de seguridad de su red. El gestor de la red de distribución podrá proponer al operador del sistema las instrucciones específicas que considere pertinentes, que deberán ser tenidas en cuenta.

iii) Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que cumplan los requisitos para ser proveedor del servicio de ajuste de control de tensiones de la red de transporte vigente podrán participar voluntariamente en dicho servicio de ajuste, aplicando los mecanismos de retribución que normativamente se establezcan. En tanto no se desarrollen dichos mecanismos, en caso de incumplimiento de los requisitos establecidos en este servicio de ajuste se aplicará la penalización contemplada en el anexo III.

Artículo 8. *Remisión de documentación.*

1. Los titulares de las instalaciones incluidas dentro del ámbito de aplicación del presente real decreto deberán enviar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la información relativa a las características de la instalación, a su actividad o cualquier otro aspecto que sea necesario para la elaboración de las estadísticas relativas al cumplimiento de los objetivos nacionales en materia de energías renovables y de ahorro y eficiencia energética, en los términos que se establezcan.

2. Los titulares de las instalaciones inscritas en el registro de régimen retributivo específico deberán enviar al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico o al organismo encargado de realizar la liquidación, la información relativa a la energía eléctrica generada, al cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente y del ahorro de

energía primaria porcentual, a los volúmenes de combustible utilizados, al cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero aplicables a los biolíquidos, biogás y combustibles sólidos de biomasa, a las condiciones que determinaron el otorgamiento del régimen retributivo específico, a los costes o a cualesquiera otros aspectos que sean necesarios para el adecuado establecimiento y revisión de los regímenes retributivos en los términos que se establezcan.

3. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se establecerá el contenido e información a enviar en virtud de los apartados anteriores, su periodicidad así como los procedimientos de remisión de la misma, que en todo caso, se realizará exclusivamente por vía electrónica.

TÍTULO III

Participación en el mercado eléctrico

Artículo 9. *Participación en el mercado.*

1. A las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto les será de aplicación la normativa reguladora del mercado de producción, con las particularidades previstas en este título.

2. Las instalaciones de producción de energía eléctrica estarán obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación bien directamente o a través de un representante, en los términos establecidos en la normativa de aplicación, con las excepciones establecidas en el artículo 24.4 y en el artículo 25 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que resulten aplicables.

Las ofertas de venta se realizarán de acuerdo con la mejor previsión posible con los datos disponibles o en su defecto, de acuerdo con los perfiles de producción recogidos en el anexo IV del presente real decreto.

La potencia neta de la instalación obtenida según lo indicado en la normativa que regule los mecanismos de capacidad e hibernación que en su caso se dicte, será la que se utilice para la participación en el mercado. Para aquellas instalaciones para las que no se haya definido su potencia neta, la potencia instalada definida en el artículo 3 será la que se utilice para la participación en el mercado.

3. El operador del mercado y el operador del sistema realizarán las liquidaciones que correspondan a las instalaciones por la participación en el mercado y, con carácter mensual, ambos operadores remitirán al organismo encargado de la liquidación la información relativa a la liquidación realizada a las instalaciones.

Artículo 10. *Participación en los servicios de ajuste del sistema.*

1. Las instalaciones objeto del presente real decreto podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo que se establezcan teniendo en cuenta lo siguiente:

a) Requerirán habilitación previa del operador del sistema.

b) El valor mínimo de las ofertas para la participación en estos servicios de ajuste del sistema será de 10 MW, pudiendo alcanzarse dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones.

2. La Secretaría de Estado de Energía establecerá, mediante resolución, los criterios bajo los cuales las diferentes tecnologías objeto de este real decreto puedan ser consideradas aptas en toda o parte de su capacidad para participar en los servicios de ajuste, teniendo en cuenta las diferentes posibilidades de hibridación, operación integrada de instalaciones y uso de sistemas de almacenamiento, entre otros.

Esta resolución será objeto de publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

3. Las pruebas de habilitación para participar en cada uno de los servicios de ajuste serán aprobadas mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía a propuesta del Operador del Sistema, la cual será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

4. Las instalaciones que tengan la obligación de cumplir determinadas condiciones de eficiencia energética, cuando sean programadas por restricciones técnicas, durante el periodo correspondiente a dicha programación serán eximidas del cumplimiento de tal obligación.

TÍTULO IV

Régimen retributivo específico

CAPÍTULO I

Otorgamiento y determinación del régimen retributivo específico

Artículo 11. *Aspectos generales del régimen retributivo específico.*

1. De acuerdo con lo establecido en los artículos 14.4 y 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en este título se regula el régimen retributivo específico para fomentar la producción de energía a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, que podrá ser percibido por las instalaciones adicionalmente a la retribución que les corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica a través de cualquiera de sus modalidades de contratación.

2. Este régimen retributivo será de aplicación a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonable, referida a la instalación tipo que en cada caso sea aplicable.

3. El otorgamiento de este régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva que se ajustarán a los principios de transparencia, objetividad y no discriminación.

4. Para la determinación del régimen retributivo específico aplicable en cada caso, cada instalación, en función de sus características, tendrá asignada una instalación tipo.

5. La retribución concreta de cada instalación se obtendrá a partir de los parámetros retributivos de la instalación tipo que le corresponda y de las características de la propia instalación.

Para el cálculo de los parámetros retributivos de la instalación tipo se aplicarán los valores que resulten del procedimiento de concurrencia competitiva.

6. Este régimen retributivo específico estará compuesto por:

a) Un término retributivo por unidad de potencia instalada al que hace referencia el artículo 14.7.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que se denominará retribución a la inversión (Rinv) y se calculará conforme a lo previsto en el artículo 16, expresándose en €/MW. Para la determinación de dicho parámetro se considerará el valor estándar de la inversión inicial que resulte del procedimiento de concurrencia competitiva que se establezca para otorgar el régimen retributivo específico a cada instalación.

Para el cálculo de los ingresos anuales procedentes de la retribución a la inversión de una instalación, se multiplicará la retribución a la inversión (Rinv) de la instalación tipo asociada, por la potencia con derecho a régimen retributivo específico, sin perjuicio de la corrección en función del número de horas equivalentes de funcionamiento según el artículo 21.

b) Un término retributivo a la operación al que hace referencia el artículo 14.7.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que se denominará retribución a la operación (Ro) y se calculará conforme a lo previsto en el artículo 17, expresándose en €/MWh.

Para el cálculo de los ingresos procedentes de la retribución a la operación de una instalación, se multiplicará, para cada periodo de liquidación, la retribución a la operación (Ro) de la instalación tipo asociada, por la energía vendida en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación en dicho periodo, imputable a la fracción de potencia con derecho a régimen retributivo específico, sin perjuicio de la corrección en función del número de horas equivalentes de funcionamiento según el artículo 21.

En aplicación del artículo 14.7 d) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, para el subgrupo b.1.2 se excluirá de la energía antes citada, la energía eléctrica imputable a la utilización de otros combustibles, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 25 para las instalaciones híbridas.

A los efectos del presente real decreto, para el cálculo de la energía imputable a la fracción de potencia con derecho a régimen retributivo específico se multiplicará la energía correspondiente por el ratio resultante de dividir la potencia con derecho a régimen retributivo específico entre la potencia instalada.

7. Para la determinación de la potencia con derecho a régimen retributivo específico de una instalación, se tomará como valor el de la potencia inscrita a tal efecto en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación para dicha instalación.

8. Excepcionalmente el régimen retributivo podrá incorporar un incentivo a la inversión para aquellas instalaciones de determinadas tecnologías situadas en sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares cuando supongan una reducción global del coste de generación en dichos sistemas, según lo establecido en el artículo 18.

9. Será condición necesaria para la obtención del régimen retributivo específico regulado en este título que la instalación esté constituida por equipos principales nuevos y sin uso previo, sin perjuicio de los programas de renovación que se establezcan reglamentariamente.

Artículo 12. *Otorgamiento del régimen retributivo específico.*

1. Para el otorgamiento del régimen retributivo específico regulado en este título se establecerán mediante real decreto las condiciones, tecnologías o colectivo de instalaciones concretas que podrán participar en el mecanismo de concurrencia competitiva, así como los supuestos en los que se fundamente de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. Posteriormente se fijarán por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, los parámetros retributivos correspondientes a las instalaciones tipo de referencia que sean objeto del mecanismo de concurrencia competitiva, así como los términos en que se desarrollará dicho mecanismo y aquellos otros aspectos necesarios para la posterior inscripción de las instalaciones o modificaciones de las existentes en el registro de régimen retributivo específico de acuerdo con lo previsto en el título V. Esta orden especificará asimismo los supuestos previstos en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre en los que se fundamente el otorgamiento del régimen retributivo específico.

La citada orden podrá establecer que se otorgue el régimen retributivo para un valor de potencia determinado de una tecnología y características establecidas, no asociado con una instalación concreta.

3. Una vez completado el procedimiento de concurrencia competitiva, la Dirección General de Política Energética y Minas dictará resolución en la que se resolverá el citado procedimiento, y se inscribirán en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación los titulares y las potencias adjudicadas. Dicha resolución incluirá los parámetros retributivos de la instalación tipo asociada a cada una de las instalaciones.

4. Si, conforme el apartado 2, se otorga el régimen retributivo para un valor de potencia determinado de una tecnología y características establecidas, no asociado con una instalación concreta, y por tanto, no se conocen en el momento de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación las características de la instalación concreta, determinados campos definidos en el apartado 1 del anexo V relativos a la instalación no se cumplimentarán. Estos campos se concretarán en la solicitud de inscripción de la instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, donde deberá corresponder la potencia inscrita en el registro en estado de preasignación con instalaciones concretas.

En todo caso, la instalación tipo asociada a las instalaciones concretas será la correspondiente al resultado del procedimiento de concurrencia competitiva.

Artículo 13. *Instalaciones tipo.*

1. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se establecerá una clasificación de instalaciones tipo en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico, así como cualquier otra segmentación que se considere necesaria para la aplicación del régimen retributivo.

Para cada instalación tipo que se defina a estos efectos se fijará un código.

2. A cada instalación tipo le corresponderá un conjunto de parámetros retributivos que se calcularán por referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, que concreten el régimen retributivo específico y permitan la aplicación del mismo a las instalaciones asociadas a dicha instalación tipo.

Los parámetros retributivos más relevantes necesarios para la aplicación del régimen retributivo específico serán, en su caso, los siguientes:

a) retribución a la inversión (Rinv),
b) retribución a la operación (Ro),
c) incentivo a la inversión por reducción del coste de generación (Iinv),
d) vida útil regulatoria,
e) número de horas de funcionamiento mínimo,
f) umbral de funcionamiento,
g) número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación, en su caso,
h) límites anuales superiores e inferiores del precio del mercado,
i) precio medio anual del mercado diario e intradiario.

Adicionalmente, serán parámetros retributivos todos aquellos parámetros necesarios para calcular los anteriores, de forma enunciativa y no limitativa. Los más relevantes serán los siguientes:

a) valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo,
b) estimación del precio de mercado diario e intradiario,
c) número de horas de funcionamiento de la instalación tipo,
d) estimación del ingreso futuro por la participación en el mercado de producción,
e) otros ingresos de explotación definidos en el artículo 24,
f) estimación del coste futuro de explotación,
g) tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable,
h) coeficiente de ajuste de la instalación tipo,
i) valor neto del activo.

3. Para el cálculo de los parámetros retributivos de la instalación tipo se considerarán los criterios previstos en los artículos 14.4 y 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

En ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español y en todo caso, los costes e inversiones deberán responder exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

Artículo 14. *Criterios para la aplicación del régimen retributivo específico a cada instalación.*

1. En función de sus características, a cada instalación le será asignada una instalación tipo.

2. En el caso de que una de las características a considerar para determinar la instalación tipo asignada a cada instalación sea la potencia, se tomará la potencia instalada de esta última, salvo que ésta pertenezca a un conjunto de instalaciones, en cuyo caso se tomará la suma de las potencias instaladas de las instalaciones unitarias que formen parte de él.

A estos efectos, formarán parte de un conjunto de instalaciones aquellas que cumplan con los criterios especificados a continuación para cada uno de los grupos y subgrupos definidos en el artículo 2:

a) Categoría a): Para las instalaciones de la categoría a) aquéllas que cumplan los criterios enumerados a continuación:

1.º Que tengan en común al menos un consumidor de energía térmica útil o que la energía residual provenga del mismo proceso industrial.

2.º Que la diferencia entre sus fechas de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica no sea superior a 60 meses.

b) Categorías b) y c):

I. Para las instalaciones de los grupos b.1, b.2 y b.3, aquéllas que cumplan los criterios enumerados a continuación:

1.º Que se conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, considerando un único punto de la red de distribución o transporte, una subestación o un centro de transformación, o dispongan de línea o transformador de evacuación común o que se encuentren en una misma referencia catastral, considerada ésta por sus primeros 14 dígitos.

2.º Que la diferencia entre sus fechas de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica no sea superior a 36 meses.

En el caso de cumplirse los criterios 1.º y 2.º, cuando una instalación acredite que no existe continuidad entre ella y ninguna de las instalaciones que satisfacen dichos criterios, se considerará la potencia instalada unitaria de dicha instalación y no la potencia del conjunto de instalaciones. A estos efectos, se entiende que existe continuidad entre dos instalaciones, en el caso del subgrupo b.2.1, cuando la distancia entre alguno de los aerogeneradores de distintas instalaciones sea inferior a 2.000 m, y en el caso de los subgrupos b.1.1 y b.1.2, cuando cualquiera de los elementos físicos o edificaciones de distintas instalaciones disten menos de 500 metros.

II. Para las instalaciones de los grupos b.4 y b.5, aquéllas que cumplan los criterios enumerados a continuación:

1.º Que tengan la misma cota altimétrica de toma y desagüe dentro de una misma ubicación.

2.º Que la diferencia entre sus fechas de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica no sea superior a 60 meses.

III. Para las instalaciones de los grupos b.6, b.7, b.8 y de la categoría c), aquéllas que cumplan los criterios enumerados a continuación:

1.º Que se conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, considerando un único punto de la red de distribución o transporte, una subestación o un centro de transformación, o dispongan de línea o transformador de evacuación común o que se encuentren en una misma referencia catastral, considerada ésta por sus primeros 14 dígitos.

2.º Que la diferencia entre sus fechas de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica no sea superior a 60 meses.

3.º En el caso de las instalaciones de cogeneración las que tengan en común al menos un consumidor de energía térmica útil.

3. A efectos de la aplicación del régimen retributivo específico y de los procedimientos con él relacionados, las referencias al término instalación se entenderán realizadas, cuando proceda, a unidad retributiva.

Se entiende por unidad retributiva aquella parte de la instalación para la que los valores necesarios para liquidar el régimen retributivo específico son iguales para todos los elementos que conforman dicha unidad retributiva, y diferentes de los de otra unidad retributiva de la instalación.

A efectos de considerar las unidades retributivas en el sistema de liquidaciones, los encargados de la lectura deberán asignar tantos nuevos Códigos de la Instalación de producción a efectos de Liquidación (CIL) como en su caso sean necesarios, con objeto de que no exista más de una unidad retributiva incluida en un mismo CIL.

Artículo 15. *Periodos regulatorios.*

1. Los periodos regulatorios serán consecutivos y tendrán una duración de seis años. Cada periodo regulatorio se dividirá en dos semiperiodos regulatorios de tres años.

2. Se podrán realizar revisiones de los parámetros retributivos al finalizar cada periodo regulatorio y cada semiperiodo regulatorio según lo establecido en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en los artículos 19 y 20 de este real decreto.

Artículo 16. *Retribución a la inversión de la instalación tipo.*

1. El valor de la retribución a la inversión de la instalación tipo por unidad de potencia se calculará, en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, de forma que permita compensar los costes de inversión que aún no hayan sido recuperados según la formulación del valor neto del activo y que no podrán ser recuperados mediante los ingresos de explotación previstos para el periodo que le queda a la instalación hasta alcanzar la vida útil regulatoria. Los ingresos de explotación incluirán los ingresos procedentes de la venta de la energía en el mercado diario e intradiario y, en su caso, los ingresos derivados de la retribución a la operación y los ingresos previstos en el artículo 24.

2. La retribución a la inversión ($Rinv_{j,a}$) de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», del semiperiodo regulatorio «j», se calculará de la siguiente forma:

$$Rinv_{j,a} = C_{j,a} \cdot VNA_{j,a} \cdot \frac{t_j \cdot (1+t_j)^{VR_j}}{(1+t_j)^{VR_j} - 1}$$

Donde:

$Rinv_{j,a}$: Retribución a la inversión anual por unidad de potencia que le corresponde a la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», cada año del semiperiodo regulatorio «j», expresada en €/MW. El valor de Rinv es el mismo en cada año de un semiperiodo regulatorio.

$C_{j,a}$: Coeficiente de ajuste de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a» para el semiperiodo regulatorio «j» expresado en tanto por uno. El coeficiente de ajuste representa el tanto por uno de los costes de inversión de la instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de energía en el mercado.

Para el cálculo del coeficiente de ajuste se considerará el valor neto del activo de la instalación tipo al inicio del periodo regulatorio, la estimación de los ingresos y de los costes de explotación de la instalación tipo hasta el final de su vida útil regulatoria, y la tasa de actualización correspondiente. La metodología de cálculo se establece en el anexo VI.

$VNA_{j,a}$: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio «j», para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», expresada en €/MW. El valor neto del activo de la instalación tipo por unidad de potencia será función del valor neto del activo al inicio del semiperiodo regulatorio anterior, de la estimación de ingresos y costes con la que se realizó el cálculo de los parámetros retributivos en el semiperiodo anterior y del valor de ajuste por desviación en el precio del mercado en el semiperiodo regulatorio anterior, todos ellos actualizados con el valor de la tasa de actualización correspondiente. En el anexo VI se establece la metodología para el cálculo del valor neto del activo de la instalación tipo por unidad de potencia.

t_j: Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable establecida para el semiperiodo regulatorio «j», expresada en tanto por uno. Esta tasa será la correspondiente a todo el periodo regulatorio de conformidad con el artículo 19.

VRj,: Vida residual de la instalación tipo, entendida como el número de años que le faltan al inicio del semiperiodo regulatorio «j» a la instalación tipo para alcanzar su vida útil regulatoria, según el valor establecido por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Artículo 17. *Retribución a la operación de la instalación tipo.*

1. La retribución a la operación por unidad de energía de la instalación tipo se calculará de forma que adicionada a la estimación de los ingresos de explotación por unidad de energía generada iguale a los costes estimados de explotación por unidad de energía generada de dicha instalación tipo, todo ello en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada.

2. Los valores de la retribución a la operación y los tipos de instalación a los que les resulta de aplicación, se aprobarán por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, donde se podrá establecer el número de horas equivalentes de funcionamiento máximas para las cuales la instalación tiene derecho a percibir dicha retribución a la operación.

Como resultado de las revisiones y actualizaciones del régimen retributivo especifico, previstas en el artículo 20.2, se podrán eliminar o incorporar nuevos tipos de instalaciones a los que les resulte de aplicación la retribución a la operación.

Artículo 18. *Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación.*

1. Las instalaciones de aquellas tecnologías susceptibles de ser instaladas en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares podrán percibir el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación siempre que así se determine por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, y se cumpla la siguiente expresión:

$$\left[\frac{Cvg_j}{\mathrm{Egbc}_j} - \left(\frac{Rinv_j}{Nh_j} + \mathrm{Ro}_j + Pm_j\right)\right] \geq A_j . \frac{Cvg_j}{\mathrm{Egbc}_j}$$

Siendo:

Cvg_j: Coste variable de generación anual, aplicable al semiperiodo regulatorio j, expresado en euros. Este valor se calculará, en cada sistema eléctrico aislado, como la suma de la retribución por costes variables de generación de las centrales ubicadas en dicho sistema, publicada por el operador del sistema en la última liquidación anual definitiva del despacho, más, en su caso, los costes variables de generación de las centrales ubicadas en dicho sistema aislado, no contemplados por el operador del sistema y aprobados en la última Resolución de la Dirección General de Política, Energía y Minas por la que se aprueba la compensación definitiva de estos sistemas.

$Egbc_j$: Energía generada medida en barras de central correspondiente a la última liquidación anual definitiva del despacho efectuada por el Operador del Sistema, expresada en MWh, aplicable al semiperiodo regulatorio j.

$Rinv_j$: Retribución a la inversión prevista para la instalación tipo de referencia por unidad de potencia en el semiperiodo regulatorio j, expresada en €/MW.

Nh_j: Número de horas de funcionamiento medio de la instalación tipo de referencia utilizado en el cálculo de los parámetros de dicha instalación en el semiperiodo regulatorio j.

Ro_j: Retribución a la operación media prevista para la instalación tipo de referencia en el semiperiodo regulatorio j, expresada en €/MWh.

A_j: Coeficiente, expresado en tanto por uno, que determina el umbral para la percepción del incentivo a la inversión por reducción del coste de generación aplicable en el semiperiodo regulatorio j, que se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Pm_j: Precio medio estimado del mercado, en el semiperiodo regulatorio j, que ha sido utilizado en el cálculo de los parámetros de la instalación tipo de referencia, expresado en €/MWh.

2. El incentivo a la inversión por reducción del coste de generación se establecerá para cada semiperiodo regulatorio según la siguiente formulación:

$$Iinv_j = \left[\frac{Cvg_j}{Egbc_j} - \left(\frac{Rinv_j}{Nh_j} + Roj + Pmj\right)\right].B_j$$

$Iinv_j$: Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación de aplicación en el semiperiodo regulatorio j, expresado en €/MWh.

B_j: Coeficiente del incentivo aplicable, expresado en tanto por uno, en el semiperiodo regulatorio j, que se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

El derecho a percibir el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación concedido a una instalación será de aplicación durante toda la vida útil regulatoria. El valor del incentivo se revisará en cada semiperiodo regulatorio, en el caso de resultar un valor negativo se tomará como valor cero.

3. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se podrán establecer plazos máximos para el cumplimiento de los requisitos del artículo 46 inferiores a los previstos con carácter general, los cuales serán de obligado cumplimiento para tener derecho al incentivo a la inversión por reducción del coste de generación.

Artículo 19. *Revisión del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable.*

1. El valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de las instalaciones tipo se calculará como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio incrementada en un diferencial.

Las revisiones del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable aplicarán en lo que reste de vida útil regulatoria de las instalaciones tipo.

2. Antes del 1 de enero del último año del periodo regulatorio correspondiente, el Ministro de Industria, Energía y Turismo elevará al Consejo de Ministros un anteproyecto de ley en el que se recogerá una propuesta del valor que tomará el diferencial señalado en el apartado anterior en el periodo regulatorio siguiente, de acuerdo con los criterios fijados en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Para fijar este valor, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá recabar informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que deberá emitirse antes del 1 de julio del penúltimo año del periodo regulatorio correspondiente, así como contratar los servicios de una entidad especializada independiente.

Artículo 20. *Revisión y actualización de los parámetros retributivos.*

1. Sin perjuicio de lo previsto en el artículo 19, al finalizar cada periodo regulatorio se podrán revisar el resto de parámetros retributivos mediante orden del Ministro de Industria Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

En la citada revisión podrán modificarse todos los valores de los parámetros retributivos de conformidad con lo dispuesto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

No obstante a lo anterior, no podrán revisarse ni la vida útil regulatoria ni el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo.

2. Al finalizar cada semiperiodo regulatorio se podrán revisar mediante orden del Ministro de Industria Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, las estimaciones de ingresos estándar de las instalaciones tipo por la venta de la energía valorada al precio del mercado, así como los parámetros retributivos directamente relacionados con éstos.

Como consecuencia de esta revisión, se podrán eliminar o incorporar nuevos tipos de instalaciones a los que resulte de aplicación la retribución a la operación.

3. Al menos anualmente se revisará, de acuerdo con la metodología que reglamentariamente se establezca, la retribución a la operación para aquellas instalaciones tipo a las que resulte de aplicación y cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

Como consecuencia de esta revisión anual, no se podrán eliminar ni incorporar nuevos tipos de instalaciones a los que resulte de aplicación la retribución a la operación.

Artículo 21. *Correcciones de los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico de una instalación como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento de la misma.*

1. Los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico de una instalación cuyo número de horas equivalentes de funcionamiento en dicho año no supere el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo correspondiente, serán reducidos según lo establecido en el presente artículo y serán nulos si no supera el umbral de funcionamiento.

2. A estos efectos se define el número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación de producción de energía eléctrica en un periodo determinado como el cociente entre la energía vendida en el mercado en cualquiera de sus formas de contratación en el mismo periodo, expresada en kWh, y la potencia instalada, expresada en kW. En el caso de las instalaciones de cogeneración se considerará la energía generada en barras de central.

A los efectos del cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento no se considerará la energía vendida en el mercado ni, en el caso de las cogeneraciones, la energía generada en barras de central, en aquellas horas durante las cuales los precios de mercado diario de la electricidad son cero durante seis horas consecutivas o más.

3. El número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento, se establecerán para cada instalación tipo por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

En todo caso el umbral de funcionamiento será inferior al número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo.

Los valores del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento se podrán revisar de conformidad con el artículo 20.2.

4. Los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico de una instalación se ajustarán en función del número de horas equivalentes de funcionamiento de la misma como sigue:

a) En el caso de que el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación sea superior al número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en dicho año, no se producirá ninguna reducción en los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico.

b) En el caso de que el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación se situé entre el umbral de funcionamiento y el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en dicho año, se reducirán proporcionalmente los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico. Para ello se multiplicará el valor de los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico por el coeficiente «d» que se calculará como sigue:

$$\mathrm{d} = \frac{Nhinst - Uf}{Nhmin - Uf}$$

Donde:

Nh_{inst}: Número de horas equivalentes de funcionamiento anuales de la instalación, expresado en horas.

Uf: Umbral de funcionamiento de la instalación tipo en un año, expresado en horas.

Nh_{min}: Número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en un año, expresado en horas.

c) En el caso de que el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación sea inferior al umbral de funcionamiento de la instalación tipo en dicho año, el titular de la instalación perderá el derecho al régimen retributivo específico en ese año.

5. Adicionalmente a la corrección anual descrita en los apartados anteriores, se realizarán tres correcciones a cuenta de la corrección anual definitiva. Dichas correcciones se llevarán a cabo al final del primer, segundo y tercer trimestre de cada año. Para ello se establecerá para cada instalación tipo, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento para los periodos que van desde el 1 de enero de dicho año hasta el 31 de marzo, hasta el 30 de junio y hasta el 30 de septiembre, respectivamente.

En dichas correcciones se aplicará la metodología establecida en los apartados anteriores, considerando para las correcciones del final del primer, segundo y tercer trimestre, que las referencias realizadas a periodos anuales son realizadas a periodos de tres, seis y nueve meses, respectivamente.

6. En el caso de que durante el periodo analizado se produzcan modificaciones en los parámetros retributivos o en los datos de la instalación que afecten a la metodología de cálculo, se procederá a aplicarla de forma independiente en cada uno de los subperiodos en los que se debería dividir el periodo analizado, de forma que dichos valores se mantengan constantes en el subperiodo. Cada subperiodo comprenderá uno o varios meses naturales completos.

7. Para las instalaciones que soliciten la renuncia temporal al régimen retributivo específico, regulada en el artículo 34, el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento de la instalación tipo correspondiente, se calculará proporcionalmente al periodo en el que no es aplicable dicha renuncia temporal.

8. Lo establecido en este artículo no será de aplicación durante el primer y el último año natural en los que se produce el devengo del régimen retributivo específico.

9. En el caso de que, en aplicación de los apartados 4.b), 4.c) y 5 de este artículo, se ajusten los ingresos procedentes del régimen retributivo específico de una instalación, dicho ajuste se mantendrá en las siguientes liquidaciones hasta la fecha en la que se realice la siguiente corrección de los ingresos, ya sea esta trimestral o anual.

Artículo 22. *Estimación del precio de mercado y ajuste por desviaciones en el precio del mercado.*

1. La estimación del precio de mercado para cada año del semiperiodo regulatorio se calculará como la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en el mercado de futuros de electricidad organizado por OMIP desde el 1 de junio al 30 de noviembre del año anterior al inicio del semiperiodo para el que se estima el precio del mercado.

Dicha estimación se aprobará mediante orden ministerial, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

2. Se establecerán para cada instalación tipo, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dos límites superiores denominados LS1 y LS2 siendo LS1 menor que LS2, y dos límites inferiores denominados LI1 y LI2 siendo LI1 mayor que LI2, en torno al precio estimado del mercado que ha sido considerado en el cálculo de los parámetros retributivos.

3. Cuando el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos se encuentre fuera de dichos límites, se generará, en cómputo anual, un saldo positivo o negativo, que se denominará valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado y se calculará, para el año “i” del semiperiodo regulatorio “j”, como sigue:

a) En el caso de que el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año “i” haya sido superior a LS2:

b) En el caso de que el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año "i" se haya situado entre LS1 y LS2:

c) En el caso de que el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año "i" haya resultado mayor que LI1 y menor que LS1:

d) En el caso de que el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año "i" se haya situado entre LI1 y LI2:

e) En el caso de que el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año "i" haya sido inferior a LI2:

Siendo:

$Vajdm_{i,j}$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año "i" del semiperiodo regulatorio "j", expresado en €/MW.

$Nh_{i,j}$: Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo utilizado en el cálculo de los parámetros retributivos de dicha instalación tipo para el año "i" del semiperiodo regulatorio "j", expresado en horas.

$P_{cesta,i}$: Valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año "i", expresado en €/MWh, calculado de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P_{cesta,i} = [a_i * Pm_i + b_i * Pfanual_i + \sum_{k=1}^{k=4}(c_{i,k} * Pftrim_{i,k}) + \sum_{l=1}^{l=12}(d_{i,l} * Pfmen_{i,l})] * C_{apunt\ i}$$

Donde:

Pm_i: Precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año "i", expresado en €/MWh.

$Pfanual_i$: Precio medio del futuro anual con liquidación en el año "i", expresado en €/MWh. Calculado como la media aritmética de las cotizaciones de referencia del contrato de futuro anual con liquidación en el año "i" publicadas por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, en los seis meses anteriores al inicio de su liquidación. Para el año 2023 se considerará el contrato de futuro anual con liquidación en 2023 negociado desde el 1 de octubre de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2022.

$Pftrim_{i,k}$: Precio medio de los futuros trimestrales para el trimestre "k" del año "i", expresado en €/MWh. Calculado como la media aritmética de las cotizaciones de referencia de los contratos de futuros trimestrales con liquidación en el trimestre "k" del año "i" publicadas por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, en los tres meses anteriores al inicio de su liquidación.

$Pfmen_{i,l}$: Precio medio de los futuros mensuales para el mes "l" del año "i", expresado en €/MWh. Calculado como la media aritmética de las cotizaciones de referencia de los contratos de futuros mensuales con liquidación en el mes "l" del año "i" publicadas por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, en el mes anterior al inicio de su liquidación.

a_i: Coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año "i".

b_i: Coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio de los futuros anuales para el año "i".

$c_{i,k}$: Coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio de los futuros trimestrales para el trimestre "k" del año "i".

$d_{i,l}$: Coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio de los futuros mensuales para el mes "l" del año "i".

$Capunt_i$: Coeficiente de apuntamiento real de cada tecnología, para el año "i".

Para el año 2022, el coeficiente a_{2022} tomará como valor 1 y los coeficientes b_{2022}, del $c_{2022,1}$ al $c_{2022,4}$, y del $d_{2022,1}$ al $d_{2022,12}$ tomarán como valor 0.

Para el año 2023, los coeficientes de ponderación tomarán los siguientes valores:

Coeficiente	Valor
a_{2023}	0,75
b_{2023}	0,15
$c_{2023,1}$ al $c_{2023,4}$	0,025
$d_{2023,1}$ al $d_{2023,12}$	0

Para los años 2024 y 2025, la ponderación de los precios de los mercados de futuros en la cesta de precios será igual o superior al 50 % y al 75 %, respectivamente. Los valores concretos de los coeficientes correspondientes a los años 2024 y 2025 serán fijados por Orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delgada del Gobierno para Asuntos Económicos, antes del 1 de julio del año anterior.

En el caso de las instalaciones de pequeña potencia el valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado se calculará únicamente considerando el precio medio anual del mercado diario e intradiario para cada año. Para ello el coeficiente a_i tomará el valor 1 y los coeficientes b_i, $c_{i,k}$ y $d_{i,l}$ tomarán el valor 0. A estos efectos se considerará que una instalación es de pequeña potencia cuando esté asignada a una de las siguientes instalaciones tipo:

i. Instalaciones tipo de cogeneración del grupo a.1 definido en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, con rango de potencia inferior o igual a 1 MW.

ii. Instalaciones tipo fotovoltaicas del subgrupo b.1.1 definido en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, con rango de potencia inferior o igual a 10 MW. Las instalaciones tipo que no tengan establecido un rango de potencia, se dividirán en dos instalaciones tipo, una con rango de potencia menor o igual a 10 MW y otra con rango de potencia mayor de 10 MW.

iii. Instalaciones tipo eólicas del subgrupo b.2.1 definido en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, con rango de potencia inferior o igual a 5 MW.

iv. Instalaciones tipo de los grupos b.3 y b.4 definidos en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

v. Instalaciones tipo de los grupos b.6, b.7 y b.8 definidos en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, con rango de potencia inferior o igual a 1 MW. Las instalaciones tipo que no tengan establecido un rango de potencia, se dividirán en dos instalaciones tipo, una con rango de potencia menor o igual a 1 MW y otra con rango de potencia mayor de 1 MW.

vi. Instalaciones tipo que provienen de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, con rango de potencia inferior o igual a 1 MW.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calculará para cada año natural el precio medio anual del mercado diario e intradiario, como media aritmética de los precios horarios del mercado diario e intradiario y el coeficiente de apuntamiento real de cada tecnología. Los valores obtenidos se publicarán anualmente antes del 15 de enero del siguiente año en la página web del citado organismo.

5. El valor de ajuste por desviación en el precio del mercado se calculará de forma anual y se compensará durante el resto de la vida útil de la instalación según lo previsto en el anexo VI.

Cuando al finalizar cada semiperiodo regulatorio se proceda a revisar los parámetros retributivos de las instalaciones tipo para el siguiente semiperiodo regulatorio en virtud de lo establecido en el artículo 20, se considerarán en el cálculo del valor neto del activo de la instalación tipo, los valores de ajuste por desviación en el precio del mercado de los años anteriores no repercutidos hasta ese momento, según lo establecido en el anexo VI.

6. Al finalizar la vida útil regulatoria de una instalación o en los supuestos de pérdida del régimen retributivo específico, los saldos positivos o negativos de los valores de ajuste por desviación de precio de mercado de aquellos años que no hayan sido repercutidos hasta ese momento según lo previsto en el apartado anterior, serán liquidados por el organismo encargado de la liquidación en las seis liquidaciones posteriores a la finalización de la vida

útil regulatoria de dicha instalación o de la fecha de renuncia. Para el periodo en el que no se conozca el precio medio anual del mercado diario e intradiario, la liquidación se realizará en las seis liquidaciones posteriores a la publicación del precio medio anual del mercado diario e intradiario correspondiente. En el último año natural de devengo del régimen retributivo específico, la liquidación del saldo del valor de ajuste por desviación de precio de mercado será proporcional al número de meses en el que le corresponde dicho devengo del régimen retributivo.

Artículo 23. *Retribución por participación en los servicios de ajuste del sistema.*

Adicionalmente al régimen retributivo especifico establecido en el artículo 11, aquellas instalaciones que de acuerdo con lo previsto en el artículo 10 participen en los servicios de ajuste del sistema percibirán la retribución establecida en la normativa de aplicación correspondiente.

Artículo 24. *Ayudas públicas y otros ingresos derivados de la explotación.*

1. Sin perjuicio del régimen retributivo específico regulado en este título, podrán establecerse convocatorias de ayudas públicas destinadas a las instalaciones reguladas en este real decreto.

Con carácter previo al otorgamiento del régimen retributivo específico mediante la inscripción en estado de explotación, deberá presentarse una declaración responsable de acuerdo con el modelo establecido en el anexo VII, manifestando si se ha percibido o no alguna ayuda pública.

Si se percibiera alguna ayuda pública con posterioridad a la presentación de dicha declaración responsable, se comunicará dicha circunstancia por vía electrónica, en el plazo máximo de tres meses desde su concesión, a la Dirección General de Política Energética y Minas y al organismo encargado de la liquidación, de acuerdo con el modelo establecido en el anexo VIII.

En el caso de que se perciban ayudas públicas, el régimen retributivo específico se reducirá a fin de cumplir con la normativa comunitaria relativa a la acumulación de ayudas estatales.

En el caso de ayudas públicas que hayan sido consideradas a la hora de calcular los parámetros retributivos, no será de aplicación la minoración prevista en el párrafo anterior, siempre que así se haya previsto expresamente por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

2. Para las instalaciones de la categoría a), se tendrá en cuenta para el cálculo del régimen retributivo específico de la instalación tipo, los ingresos estándares indirectamente procedentes de la producción de calor útil asociado.

El cálculo de estos ingresos se realizará valorando el calor útil al coste alternativo de producirlo mediante equipos convencionales que utilizaran el mismo tipo de combustible que la instalación de cogeneración.

3. Para las instalaciones de los grupos b.7 y c.2 reguladas en el artículo 2 se tendrá en cuenta para el cálculo del régimen retributivo específico de la instalación tipo los ingresos o costes evitados estándares que se establezcan por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo en concepto de valorización y eliminación de residuos.

Para las instalaciones del grupo c.1 reguladas en el artículo 2 se tendrá en cuenta para el cálculo del régimen retributivo específico de la instalación tipo los ingresos estándar que se establezcan por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo correspondientes a los cánones de eliminación de residuos.

Artículo 25. *Retribución de las instalaciones híbridas.*

1. Las instalaciones híbridas de tipo 1 y tipo 2 reguladas en el artículo 4 que tengan reconocido el derecho a la percepción de régimen retributivo específico presentarán las siguientes particularidades:

a) Los ingresos anuales procedentes de la retribución a la inversión se calcularán de acuerdo con los parámetros retributivos y criterios que se aprueben por orden del Ministro de

Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

b) Los ingresos anuales procedentes de la retribución a la operación aplicable a la electricidad vendida en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación se determinará según el porcentaje de energía primaria aportada a través de cada una de las tecnologías y/o combustibles, de acuerdo a lo establecido en el anexo IX.

2. En el caso de las instalaciones híbridas de tipo 1, tipo 2 y aquellas que utilicen más de un combustible principal incluidas en el artículo 4, se realizarán liquidaciones a cuenta de la liquidación de cierre del año en curso. Para ello se tomarán los últimos datos disponibles por el organismo encargado de la liquidación de los porcentajes de combustibles utilizados por la instalación. Una vez recibida la documentación establecida en el artículo 4.5, se realizará la liquidación atendiendo a los porcentajes realmente utilizados.

3. En el caso de que la documentación establecida en el artículo 4.5, no sea suficiente para determinar de manera fehaciente e inequívoca el porcentaje de energía primaria aportada en el año anterior por cada combustible, se liquidará atendiendo a los menores parámetros retributivos de entre los correspondientes a los diferentes combustibles o tecnologías utilizados, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 33.

4. Las instalaciones híbridas de tipo 3 reguladas en el artículo 4 que tengan reconocido el derecho a la percepción de régimen retributivo específico presentarán las siguientes particularidades:

a) Los ingresos procedentes de la retribución a la inversión se calcularán considerando la potencia de cada unidad retributiva y la retribución a la inversión asociada a cada una de ellas según lo dispuesto en este artículo.

b) Los ingresos procedentes de la retribución a la operación se calcularán considerando la energía vendida en el mercado de producción por cada unidad retributiva y la retribución a la operación asociada a cada una de ellas según lo dispuesto en este artículo.

Artículo 26. *Efectos retributivos de la modificación de las instalaciones con derecho a la percepción de régimen retributivo específico.*

1. El régimen retributivo específico regulado en este título se reconocerá a cada instalación con las características técnicas que ésta posea en el momento de realizar la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.

2. Cualquier modificación de una instalación con derecho a régimen retributivo específico o de sus combustibles, con relación a las características que esta poseía en el momento de realizar la solicitud de inscripción en estado de explotación, podrá dar lugar a la modificación del régimen retributivo, de acuerdo con lo desarrollado en los siguientes apartados:

a) Las inversiones realizadas no tendrán derecho al reconocimiento de retribución a la inversión adicional a la anteriormente otorgada, ni de retribución a la operación por el incremento de la energía correspondiente a la modificación.

b) En el caso en que se aumente la potencia de la instalación, no tendrá derecho a la percepción de retribución a la operación la energía eléctrica generada imputable a la fracción de potencia ampliada. A estos efectos, se prorrateará, para cada unidad de energía generada, la fracción de energía con derecho a retribución.

De igual modo se actuará en aquellos casos en los que se realicen otras modificaciones en las instalaciones que supongan un aumento de le energía generada.

c) En el caso de que la modificación implique un cambio de la instalación tipo a la que esté asociada y que suponga una modificación de la retribución a la operación, se procederá de la forma siguiente:

1.º Si el nuevo valor Ro es inferior al valor Ro aplicable a la instalación antes de la modificación, se tomará el nuevo valor Ro.

2.º Si el nuevo valor Ro es superior al valor Ro aplicable a la instalación antes de la modificación, no se modificará el valor Ro.

d) Si se realiza una modificación en la instalación que implique una reducción de su potencia instalada, la instalación sólo tendrá derecho a percibir la retribución a la inversión correspondiente a la potencia instalada resultante de la modificación.

3. Los efectos retributivos de la modificación de una instalación se aplicarán desde el primer día del mes siguiente a la fecha de realización de dicha modificación, definida de acuerdo con lo establecido en el artículo 51.1.

4. A aquellas modificaciones a las que se les otorgue expresamente un régimen retributivo específico de conformidad con el procedimiento establecido en el artículo 12 no les será de aplicación lo dispuesto en los apartados 2 y 3 del presente artículo.

Artículo 27. *Condiciones de eficiencia energética de las cogeneraciones.*

1. Las instalaciones de cogeneración que tengan otorgado un régimen retributivo específico, deberán cumplir con la definición de cogeneración de alta eficiencia establecida en el artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

2. Estas instalaciones deberán calcular y acreditar el ahorro de energía primaria porcentual real alcanzado por su instalación en cada año en los términos previstos en el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, comunicándolo por vía electrónica al organismo encargado de la liquidación antes del 31 de marzo del año siguiente. Para ello, deberán acreditar y justificar el calor útil producido por la planta y efectivamente aprovechado por la instalación consumidora del mismo. Para ser consideradas como cogeneraciones de alta eficiencia deberán superar los mínimos exigidos en dicho real decreto.

3. Quedan excluidos de los cálculos mencionados en el anterior apartado aquellos periodos en los que la instalación haya sido programada por el operador del sistema para mantener su producción cuando el consumidor asociado reduzca la potencia demandada en respuesta a una orden de reducción de potencia.

4. En el caso en que exista una cesión de energía térmica producida, será necesaria la formalización de uno o varios contratos de venta de energía térmica por el total del calor útil de la planta.

5. Las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia en las cuales el aprovechamiento del calor útil se realice con el propósito indistinto de utilización como calor o frío para climatización de edificios, podrán acogerse de manera voluntaria a las particularidades para la aplicación del régimen retributivo específico que se establecerán por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

CAPÍTULO II

Devengo y liquidaciones del régimen retributivo específico

Artículo 28. *Devengo del régimen retributivo.*

1. El régimen retributivo específico comenzará a devengarse desde la fecha más tardía entre el primer día del mes siguiente a la fecha de la autorización de explotación definitiva de la instalación y el primer día del mes siguiente al de la fecha de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación. El devengo de la retribución a la inversión y de la retribución a la operación se producirá hasta la fecha que resulte de añadir a la fecha de inicio del devengo, el periodo correspondiente a la vida útil regulatoria de la instalación tipo, cuyo valor se publicará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

2. En aquellos casos en los que el devengo del régimen retributivo específico no se produzca durante un año natural completo, los ingresos de la retribución a la inversión se calcularán de forma proporcional al periodo en el que se produzca el devengo y los ingresos de la retribución a la operación se calcularán con la energía vertida en el periodo en el que se devenga el régimen retributivo.

En el caso de las instalaciones cuyo devengo del régimen retributivo específico finalice en un año natural en el que no sea posible calcular los parámetros retributivos de la

instalación tipo por haber finalizado la vida útil regulatoria de la misma, la instalación percibirá durante los meses correspondientes de dicho año, el régimen retributivo específico en vigor de la instalación tipo el último día del semiperiodo regulatorio anterior.

3. Para el cálculo del régimen retributivo específico que le corresponde a una instalación en un periodo de tiempo determinado, cuando durante dicho periodo se produzcan modificaciones en los parámetros retributivos o en los datos de la instalación que afecten al régimen retributivo específico de la misma, se procederá a dividir dicho periodo en subperiodos y a calcular la retribución específica para cada uno de ellos, obteniéndose la retribución específica que le corresponde a la instalación en el periodo como suma de la retribución de cada subperiodo. Cada subperiodo comprenderá uno o varios meses naturales completos.

Artículo 29. *Liquidaciones del régimen retributivo específico.*

1. Los importes correspondientes al régimen retributivo específico regulados en este real decreto se someterán al procedimiento general de liquidaciones previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en su normativa de desarrollo.

Las liquidaciones se realizarán mensualmente por el órgano encargado de las mismas a cuenta de la liquidación de cierre de cada año, sin perjuicio de las regularizaciones posteriores conforme a la normativa de aplicación.

2. Las instalaciones que tengan derecho a la percepción del régimen retributivo específico liquidarán con el órgano competente, bien directamente o bien a través de su representante, la cuantía correspondiente, de acuerdo con lo previsto en este título.

El organismo encargado de la liquidación expedirá mensualmente las correspondientes facturas en nombre y por cuenta de terceros, conforme a la normativa vigente. El importe de dichas facturas se corresponderá con las cantidades efectivamente abonadas a cuenta, una vez tenidas en cuenta la financiación de desviaciones transitorias y ajustes. Asimismo, complementando a las facturas, se remitirá mensualmente documentación con la información acumulada de las cantidades abonadas a cuenta y la previsión de las pendientes en el ejercicio en curso. Finalmente, se emitirá la correspondiente factura recapitulativa de los pagos a cuenta efectivamente abonados en cada ejercicio.

3. El organismo encargado de las liquidaciones podrá designar a un tercero para gestionar los pagos correspondientes a los conceptos establecidos en los apartados anteriores, previa autorización de la Secretaría de Estado de Energía. La empresa autorizada deberá ser independiente de las actividades de generación y distribución y designada conforme a la legislación de contratos del sector público.

CAPÍTULO III

Inspecciones, renuncia e incumplimientos

Artículo 30. *Inspecciones de instalaciones de producción con régimen retributivo específico.*

El órgano competente de la Administración General del Estado efectuará inspecciones periódicas y aleatorias a las instalaciones de producción con régimen retributivo específico para la comprobación del cumplimiento de los requisitos necesarios para el otorgamiento y mantenimiento de tal derecho.

Artículo 31. *Renuncia definitiva al régimen retributivo específico.*

1. Las instalaciones que tengan otorgado el derecho a la percepción del régimen retributivo específico, podrán, en cualquier momento, renunciar con carácter definitivo a dicho régimen.

2. La renuncia se dirigirá al órgano competente para realizar la liquidación y a la Dirección General de Política Energética y Minas. Dicha renuncia supondrá la cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico.

3. La renuncia presentada por los titulares de instalaciones inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación tendrá como efectos la ejecución de la garantía depositada de acuerdo con el artículo 44.

La renuncia presentada por los titulares de instalaciones inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, implicará que éstos percibirán en lo sucesivo los ingresos que correspondan a su participación en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación, y que en ningún caso podrá otorgársele posteriormente ninguno de los conceptos retributivos previstos en el presente real decreto.

Artículo 32. *Incumplimiento de las condiciones de eficiencia energética.*

1. Para las instalaciones que tengan la obligación del cumplimiento de las condiciones de eficiencia energética exigidas, y que en el cómputo de un año no hayan cumplido con dichas exigencias, se corregirán los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico, atendiendo únicamente a la electricidad producida por la instalación de cogeneración que, junto con el calor útil, suponga el ahorro de energía primaria porcentual mínimo exigible para ser considerada de alta eficiencia. Dicha electricidad será calculada conforme a lo establecido en el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo. Para ello se multiplicarán los ingresos que le hubieran correspondido a la instalación del régimen retributivo específico por el ratio de la electricidad que suponga un ahorro de energía primaria porcentual igual al mínimo exigible sobre la electricidad neta total generada.

2. Aquellas instalaciones que no hayan efectuado la comunicación de los datos relativos al cumplimiento de las condiciones de eficiencia energética o que, tras la realización de una inspección, no puedan acreditar el cumplimiento de las condiciones de eficiencia energética exigidas, serán consideradas, a todos los efectos, como incumplidoras, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 34.

3. El organismo encargado de realizar las liquidaciones notificará al interesado el incumplimiento de las condiciones de eficiencia energética y dará traslado de dicha notificación a la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el caso de que con posterioridad a dicha notificación se produjera un segundo incumplimiento, se iniciará el procedimiento de cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, sin perjuicio del procedimiento sancionador correspondiente.

4. En los casos en que la instalación no haya tenido producción de energía eléctrica durante la totalidad del periodo considerado y no se haya percibido el régimen retributivo específico, ésta no tendrá obligación del cumplimiento de las condiciones de eficiencia energética exigidas ni de comunicación de los datos relativos a las mismas durante dicho periodo.

Artículo 33. *Incumplimiento de los límites en el consumo de combustibles en función de las categorías, grupos y subgrupos.*

1. Aquellas instalaciones con régimen retributivo específico que incumplan, en cómputo anual, los límites de consumo de combustibles establecidos en el artículo 2 de los grupos y subgrupos a los que pertenecen, serán liquidadas atendiendo a la clasificación que les correspondería en relación con el porcentaje de combustible realmente utilizado.

El organismo encargado de realizar las liquidaciones notificará al interesado dicho incumplimiento y dará traslado de dicha notificación a la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el caso de que con posterioridad a dicha notificación se produjera un segundo incumplimiento, se iniciará el procedimiento para la modificación en el registro de régimen retributivo específico del grupo y subgrupo de la instalación, asignándole el grupo al que debería pertenecer atendiendo al porcentaje de combustible realmente utilizado.

2. Aquellas instalaciones que, atendiendo al porcentaje de combustible realmente utilizado en un año, no pudieran ser clasificadas en los grupos y subgrupos del artículo 2 no tendrán derecho a la percepción del régimen retributivo específico correspondiente al año del incumplimiento, percibiendo únicamente el precio del mercado de producción.

El organismo encargado de realizar las liquidaciones notificará al interesado dicho incumplimiento y dará traslado de dicha notificación a la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el caso de que con posterioridad a dicha notificación se produjera un segundo incumplimiento, se podrá iniciar el procedimiento para la cancelación de la inscripción en el

registro de régimen retributivo específico en estado de explotación y, en su caso, se podrá incoar el procedimiento sancionador correspondiente.

3. Lo establecido en los apartados anteriores será también de aplicación a las instalaciones híbridas de tipo 1 con relación a los límites en el consumo de combustibles establecidos en el artículo 4.

4. Las instalaciones del subgrupo b.1.2 podrán utilizar equipos que utilicen un combustible de apoyo para el mantenimiento de la temperatura del fluido transmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía.

Las instalaciones no híbridas cuya generación eléctrica imputable al combustible de apoyo, calculada según la metodología establecida por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, supere en cómputo anual el 12 por ciento de la producción total de electricidad y las instalaciones híbridas cuya generación eléctrica imputable al combustible de apoyo distinto de los de hibridación, calculada según la metodología establecida por la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, supere en cómputo anual el 10 por ciento de la producción total de electricidad no tendrán derecho a la percepción del régimen retributivo específico correspondiente al año del incumplimiento.

El organismo encargado de realizar las liquidaciones notificará al interesado dicho incumplimiento y dará traslado de dicha notificación a la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el caso de que con posterioridad a dicha notificación se produjera un segundo incumplimiento, se iniciará el procedimiento para la cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación y podrá incoarse, en su caso, el procedimiento sancionador correspondiente.

5. Aquellas instalaciones que no hayan efectuado la comunicación del cumplimento de los requisitos de los apartado anteriores, o que tras la realización de una inspección no puedan acreditar el cumplimiento de los valores comunicados, serán consideradas, a todos los efectos, como incumplidoras de los límites establecidos, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 34.

Artículo 33 bis. *Incumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero aplicables a los biolíquidos, biogás y combustibles sólidos de biomasa.*

1. Los titulares de las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo específico de los grupos b.6, b.7, b.8 y c.2 que utilicen como combustible principal biolíquidos, biogás o combustibles sólidos de biomasa deberán acreditar que este cumple los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero establecidos en el título I del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables.

2. Los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico de una instalación correspondientes a determinado año se ajustarán en función del porcentaje del combustible principal utilizado en dicho año que no acredite el cumplimiento de los criterios citados en el apartado anterior. Dichos ingresos anuales se reducirán proporcionalmente, multiplicando su valor por el coeficiente "K" que se calculará como sigue:

$$K = \frac{Energía\ procedente\ del\ combustible\ principal\ acreditado}{Energía\ procedente\ del\ combustible\ principal}$$

Donde:

Energía procedente del combustible principal acreditado: es la energía primaria del combustible principal que haya acreditado el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de acuerdo con lo previsto en el título I del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de

sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables.

Energía procedente del combustible principal: se corresponde con el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, en los grupos b.6, b.7 y b.8; y del 70 por ciento de la energía primaria utilizada, en el grupo c.2. En ambos casos, medida por el poder calorífico inferior.

El coeficiente "K" se expresará con cuatro decimales y en ningún caso podrá tomar un valor superior a 1.

3. El organismo encargado de realizar las liquidaciones notificará al interesado el incumplimiento de los criterios establecidos en el apartado 1 y procederá a realizar las liquidaciones necesarias para la minoración de los ingresos en aplicación de lo previsto en este artículo, dando traslado de dicha notificación a la Dirección General de Política Energética y Minas.

4. Lo establecido en los apartados anteriores será también de aplicación a las instalaciones híbridas definidas en el artículo 4. En el caso de las hibridaciones tipo 1, se calculará un coeficiente "K" global, teniendo en cuenta la energía procedente de todos los combustibles principales de la instalación híbrida en su conjunto. En el caso de las hibridaciones tipo 2, la minoración de ingresos afectará exclusivamente a la retribución a la operación correspondiente al combustible al que resulten de aplicación los requisitos de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. En el caso de las hibridaciones tipo 3, la minoración afectará exclusivamente a los ingresos procedentes del régimen retributivo específico de la tecnología correspondiente a los grupos b.6, b.7, b.8 y c.2.

5. Aquellas instalaciones que no hayan efectuado la comunicación del cumplimento de los requisitos, o que, tras la realización de una inspección, no puedan acreditar el cumplimiento de los valores comunicados, se considerará, a todos los efectos, que no han acreditado los requisitos del apartado 1, siéndoles, en consecuencia, de aplicación la minoración de ingresos establecida en el apartado 2.

Artículo 34. *Renuncia temporal al régimen retributivo específico para las cogeneraciones y las instalaciones a las que se refieren los apartados 2, 3 y 4 del artículo 33.*

1. Las instalaciones de cogeneración y las instalaciones a las que se refieren los apartados 2, 3 y 4 del artículo 33 podrán comunicar la renuncia de forma temporal al régimen retributivo específico regulado en este título. Durante dicho periodo no les será exigible el cumplimiento de las condiciones de eficiencia energética y los cumplimientos de los límites de consumo de combustibles que se establecen en el artículo 33, y percibirán exclusivamente los ingresos que correspondan a la participación de la instalación en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación.

2. En cualquier caso, la comunicación a que hace referencia el apartado anterior será remitida al organismo competente para realizar las liquidaciones, indicando la fecha de aplicación y duración total del mencionado periodo. Asimismo, se remitirá la citada comunicación al organismo competente que autorizó la instalación.

A estos efectos, la referida comunicación al organismo competente para realizar las liquidaciones deberá remitirse con una antelación mínima de 15 días al inicio del período de renuncia correspondiente.

3. Se podrán solicitar varios periodos de renuncia temporal al régimen retributivo específico al año. En todo caso, cada uno de los periodos estará constituido por meses naturales completos y tendrá como fecha de inicio el primer día del mes para el que se solicita la renuncia temporal.

TÍTULO V

Procedimientos y registros administrativos

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 35. *Competencias administrativas.*

1. Corresponde a la Administración General del Estado, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, sin perjuicio de las competencias que tengan atribuidas otros departamentos ministeriales:

a) La autorización administrativa para la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y modificación de las existentes, así como para la transmisión, cierre temporal y cierre definitivo de las mismas, en los siguientes casos:

i) Instalaciones peninsulares, incluyendo sus infraestructuras de evacuación, de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW eléctricos.
ii) Instalaciones, incluyendo sus infraestructuras de evacuación, que excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma.
iii) Instalaciones ubicadas en el mar territorial.
iv) Instalaciones de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW eléctricos ubicadas en los territorios no peninsulares, cuando sus sistemas eléctricos estén efectivamente integrados con el sistema peninsular.

b) La inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, así como la modificación o cancelación de dichas inscripciones, de aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos cuya competencia para la autorización administrativa corresponde a la Dirección General de Política Energética y Minas, y la toma de razón en dicho registro de las inscripciones de las demás instalaciones reguladas en este real decreto.
c) El otorgamiento del régimen retributivo específico regulado en el título IV de este real decreto, así como la verificación del cumplimiento por parte de los titulares de las instalaciones de las condiciones exigibles para tener derecho a su percepción y, en su caso, la revocación de dicho derecho.
d) La inscripción en el registro de régimen retributivo específico, así como la modificación o cancelación de dichas inscripciones de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos.

2. Las anteriores competencias se entenderán sin perjuicio de otras que pudieran corresponder a cada organismo respecto a las instalaciones sujetas a esta regulación.

Artículo 36. *Autorización de instalaciones.*

1. El procedimiento para el otorgamiento de autorizaciones administrativas para la puesta en funcionamiento, modificación, transmisión, cierre temporal y cierre definitivo de las instalaciones a las que hace referencia este real decreto, cuando sea competencia de la Administración General del Estado, se regirá por las normas por las que se regulan con carácter general las instalaciones de producción de energía eléctrica, o las instalaciones de generación eólicas marinas, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, que pudieran ser previas a la autorización de instalaciones como en el caso de la concesión de aguas para las centrales hidroeléctricas.
2. Para la obtención de la autorización de la instalación, será un requisito previo indispensable la obtención de los permisos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución correspondientes por la totalidad de la potencia de la instalación.

CAPÍTULO II

Procedimientos relativos al registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica

Artículo 37. *Inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.*

1. Las instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto deberán estar inscritas obligatoriamente en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Cada instalación se inscribirá en la sección que le corresponda en función de su potencia, de acuerdo con lo siguiente:

a) Las instalaciones cuya potencia instalada sea superior a 50 MW, deberán ser inscritas en la sección primera de dicho registro.

b) Las instalaciones cuya potencia instalada sea igual o inferior a 50 MW, deberán ser inscritas en la sección segunda de dicho registro.

En lo no previsto expresamente en este real decreto relativo al citado registro, será de aplicación lo regulado en los capítulos I y II del título VIII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

2. El procedimiento de inscripción en este registro constará de una fase de inscripción previa y de una fase de inscripción definitiva.

3. Las instalaciones obligadas a ello deberán realizar previamente a la inscripción definitiva una prueba para acreditar su potencia bruta, neta y mínima, según lo indicado en la normativa que regule los mecanismos de capacidad e hibernación que en su caso se dicte. Dichas potencias deberán constar en la sección del registro que corresponda.

Artículo 38. *Coordinación con las comunidades autónomas y con otros organismos.*

1. Sin perjuicio de lo previsto en el artículo anterior, las comunidades autónomas podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales.

2. Para garantizar la intercambiabilidad de las inscripciones entre el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y los registros autonómicos que puedan constituirse, así como la agilidad y homogeneidad en la remisión de datos entre la Administración General del Estado y las comunidades autónomas, se establece en el anexo X el modelo de inscripción en el registro. La comunicación de los datos del registro entre las comunidades autónomas y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo se realizará exclusivamente por vía electrónica mediante el procedimiento establecido a estos efectos.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas facilitará el acceso electrónico al registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a los órganos competentes de las comunidades autónomas de las inscripciones que afecten a su ámbito territorial, así como al órgano competente para realizar la liquidación, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, al operador del sistema y al operador del mercado, de forma que estos puedan tener conocimiento de las inscripciones y modificaciones realizadas en el registro.

Artículo 39. *Inscripción previa.*

1. La solicitud de inscripción previa se acompañará, al menos, de:

a) La autorización de explotación provisional para pruebas emitida por la Administración competente.

b) La información que acredite la adecuada cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión, así como del contrato técnico de conexión a la red, y el cumplimiento de

los requisitos de información, técnicos y operativos establecidos en la normativa vigente. Dicha información será la siguiente:

i) Para instalaciones conectadas a la red de transporte: la notificación operacional provisional emitida por el gestor de la red de transporte, que incluya el certificado emitido por el encargado de la lectura que acredite lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, con detalle del Código de la Instalación de producción a efectos de Liquidación (CIL).

ii) Para instalaciones conectadas a la red de distribución con una potencia instalada superior a 1 MW o bien con una potencia instalada inferior o igual a 1 MW que formen parte de una agrupación del mismo subgrupo del artículo 2 de este real decreto, conforme a la definición de agrupación incluida en el artículo 7 del mismo, cuando la suma total de potencias instaladas de dicha agrupación sea mayor de 1 MW: la notificación operacional provisional emitida por el gestor de la red de distribución y el informe del operador del sistema que, de conformidad con la normativa en vigor, es necesario recabar para estas instalaciones con carácter previo a la solicitud de dicha notificación operacional. Dicho informe del operador del sistema incluirá el certificado emitido por el encargado de la lectura que acredite lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, con detalle del Código de la Instalación de producción a efectos de Liquidación (CIL). En el caso de instalaciones ubicadas en territorios no peninsulares, el límite de potencia para la aplicación de lo establecido en este apartado será de 0,5 MW.

iii) Para el resto de instalaciones: el certificado emitido por el encargado de la lectura que acredite lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, con detalle del Código de la Instalación de producción a efectos de Liquidación (CIL), el informe del gestor de la red de distribución que acredite la adecuada cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión, y el contrato técnico de conexión con la empresa distribuidora.

Para la inscripción previa, en los documentos anteriores se podrán admitir las siguientes discrepancias sin que se requiera la modificación de los mismos:

i. Una variación en la capacidad de acceso de hasta un 5% con respecto a la que figura en el permiso de acceso y conexión concedido.

ii. Una variación en la potencia instalada de hasta el 5% con respecto a la que figura en la autorización de construcción y siempre y cuando no resulte necesaria la emisión de una nueva autorización de construcción.

Las discrepancias entre dichos documentos deberán ser subsanadas antes de la obtención de la notificación operacional definitiva.

2. En el caso de las instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado, la solicitud de inscripción previa será dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas y presentada por el titular de la instalación o por quien le represente, entendiendo por tales al propietario, arrendatario, concesionario hidráulico o titular de cualquier otro derecho que le vincule con la explotación de una instalación. Dicha solicitud se acompañará de los datos incluidos en el anexo X.

La solicitud de inscripción previa se resolverá por el Director General de Política Energética y Minas en el plazo máximo de un mes desde la fecha de solicitud de inscripción.

3. En el caso de las instalaciones para cuya autorización sean competentes las comunidades autónomas, en el plazo máximo de un mes desde la inscripción de la instalación en el registro autonómico, la comunidad autónoma competente deberá dar traslado de dicha inscripción, a través de procedimientos electrónicos, a la Dirección General de Política Energética y Minas para la toma de razón de la inscripción previa en el registro administrativo. La fecha de la inscripción previa de la instalación en el registro será la que haya consignado el órgano autonómico en su resolución.

4. La formalización de la inscripción previa dará lugar a la asignación, por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, de un número de identificación en el registro, que será comunicado a la comunidad autónoma competente al objeto de que por esta última se proceda a su notificación al interesado. Esta notificación será efectuada por la

Dirección General de Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado.

5. La formalización de la inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas, será considerada requisito suficiente para dar cumplimiento a lo previsto en el artículo 4.a) del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y será notificada al interesado.

6. La inscripción de la instalación en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica con carácter previo permitirá el funcionamiento en pruebas de la misma.

La energía eléctrica que pudiera haberse vertido a la red como consecuencia de un funcionamiento en pruebas, previo a la autorización de explotación definitiva, tendrá derecho a percibir exclusivamente el precio del mercado.

Artículo 40. *Inscripción definitiva.*

1. La solicitud de inscripción definitiva se acompañará, al menos, de:

a) La autorización de explotación definitiva por la Administración competente.

b) La información que acredite la adecuada cumplimentación de los requisitos de información, técnicos y operativos establecidos en la normativa vigente que no pudieron ser verificados con carácter previo a la inscripción previa a la que se refiere el artículo 39 de este real decreto, incluyendo la adscripción a un centro de control de generación con los requisitos establecidos en este real decreto y la superación favorable de las correspondientes pruebas. Dicha información será la siguiente:

i) Para instalaciones conectadas a la red de transporte: la notificación operacional definitiva emitida por el gestor de la red de transporte.

ii) Para instalaciones conectadas a la red de distribución con una potencia instalada superior a 5 MW o bien con una potencia instalada inferior o igual a 5 MW que formen parte de una agrupación del mismo subgrupo del artículo 2 de este real decreto, conforme a la definición de agrupación incluida en el artículo 7 del mismo, cuando la suma total de potencias instaladas de dicha agrupación sea mayor de 5 MW la notificación operacional definitiva emitida por el gestor de la red de distribución y el informe del operador del sistema que, de conformidad con la normativa en vigor, es necesario recabar para estas instalaciones con carácter previo a la solicitud de dicha notificación. En el caso de instalaciones ubicadas en territorios no peninsulares, el límite de potencia para la aplicación de lo establecido en este apartado será de 0,5 MW.

iii) Para el resto de instalaciones informe del gestor de la red de distribución que acredite la adecuada cumplimentación de los requisitos de información, técnicos y operativos establecidos en la normativa vigente.

2. En el caso de las instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado, la solicitud de inscripción definitiva se dirigirá a la Dirección General de Política Energética y Minas, acompañada de la acreditación del cumplimiento de los requisitos exigidos para los sujetos del mercado de producción y, en su caso, de los resultados de la prueba de potencia bruta, neta y mínima a la que se refiere el artículo 37.

La solicitud de inscripción definitiva se resolverá por el Director General de Política Energética y Minas en el plazo máximo de un mes desde la fecha de solicitud de inscripción.

3. En el caso de que la competencia para la resolución de la solicitud corresponda a una comunidad autónoma, ésta, en el plazo máximo de un mes desde su resolución, deberá comunicar por vía electrónica la inscripción de la instalación en el registro autonómico, para la toma de razón de la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a la Dirección General de Política Energética y Minas. La fecha de la inscripción definitiva de la instalación en el registro será la que haya consignado el órgano autonómico en su resolución.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas comunicará la formalización de la inscripción definitiva en este registro y el número de identificación correspondiente, a la comunidad autónoma que resulte competente. Por su parte el órgano competente para otorgar la autorización administrativa de la instalación procederá a su notificación al

solicitante y a la empresa distribuidora o transportista. Esta última notificación será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado.

5. En aquellos casos en que la competencia para resolver corresponda a la Dirección General de Política Energética y Minas, podrán tramitarse simultáneamente las inscripciones definitiva y en estado de explotación en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica y en el registro de régimen retributivo específico, respectivamente.

Artículo 41. *Caducidad y cancelación de la inscripción previa.*

1. La inscripción previa de una instalación en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas será cancelada si se produce la caducidad de la notificación operacional provisional por haberse superado el plazo de vigencia del mismo establecido en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016 sin haber obtenido la notificación operacional definitiva. No obstante, no se producirá esta cancelación en el caso de que la Administración competente autorice de forma motivada una prórroga por existir razones fundadas para que esta inscripción permanezca en el registro, lo que deberá comunicar el órgano competente, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas expresando el plazo máximo durante el cual la vigencia de la inscripción debe prorrogarse.

2. La cancelación de la inscripción previa será comunicada por la Dirección General de Política Energética y Minas al operador del sistema y, en su caso, al gestor de la red de distribución, y supondrá la cancelación de las notificaciones operacionales otorgadas por estos a la instalación.

Artículo 42. *Cancelación y revocación de la inscripción definitiva.*

1. Procederá la cancelación de la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, en los siguientes casos:

a) Cese de la actividad como instalación de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

b) Revocación por el órgano competente de la autorización de la instalación, de acuerdo con la normativa aplicable.

2. La cancelación de la inscripción definitiva se producirá de oficio o a instancia del interesado, previa instrucción de un procedimiento que garantizará, en todo caso, la audiencia al interesado.

En los casos en que resulte competente la Dirección General de Política Energética y Minas, el plazo máximo para resolver este procedimiento y notificar su resolución será de seis meses.

3. La Administración competente cuando se trate de instalaciones de competencia autonómica, comunicará la cancelación o revocación, así como cualquier otra incidencia de la inscripción definitiva en el registro, al interesado y a la Dirección General de Política Energética y Minas en el plazo máximo de un mes desde que se produzca para su toma de razón en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

La Dirección General de Política Energética y Minas, por su parte, comunicará dicha toma de razón, o la correspondiente resolución cuando se trate de instalaciones de su competencia, a la empresa distribuidora o transportista, al operador del mercado, al operador del sistema, al órgano encargado de realizar la liquidación y a la comunidad autónoma que resulte competente.

CAPÍTULO III

Procedimientos relativos al registro de régimen retributivo específico

Artículo 43. *Registro de régimen retributivo específico.*

1. El registro de régimen retributivo específico se regirá en cuanto a su organización y funcionamiento por lo dispuesto en el presente capítulo.

2. El registro de régimen retributivo específico tendrá como finalidad el otorgamiento y adecuado seguimiento de la retribución específica de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos.

3. Las inscripciones en el registro de régimen retributivo específico se realizarán en uno de los siguientes dos estados: estado de preasignación o estado de explotación. Para poder realizar la inscripción en el registro en estado de explotación, será condición necesaria la inscripción con carácter previo en estado de preasignación.

No podrá inscribirse en el registro en estado de preasignación ninguna instalación que ya conste inscrita en el mismo en cualquier estado.

La resolución de inscripción en el registro en estado de preasignación otorgará al titular el derecho a percibir el régimen retributivo específico regulado en el título IV, condicionado al cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 46 y a la inscripción de la instalación en el registro en estado de explotación.

4. Para la percepción del régimen retributivo específico regulado en el título IV será condición necesaria que las instalaciones estén inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.

Para el cálculo de la retribución correspondiente a cada instalación se tomará la información contenida en el registro de régimen retributivo específico, sin perjuicio de cualesquiera otros datos que consten, a otros efectos, en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica o en otros registros autonómicos.

5. Las inscripciones en el citado registro serán competencia de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

6. Conforme a lo previsto en el artículo 27.6 de la Ley 11/2007, de 22 de junio, de acceso electrónico de los ciudadanos a los Servicios Públicos, las solicitudes relativas a los distintos procedimientos relacionados con el registro de régimen retributivo específico se presentarán exclusivamente por vía electrónica, con certificado electrónico, en el registro electrónico del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Las comunicaciones entre el solicitante y el órgano instructor se realizarán exclusivamente a través de medios electrónicos. Si no se utilizasen dichos medios electrónicos, el órgano administrativo competente requerirá la correspondiente subsanación, advirtiendo que, de no ser atendido el requerimiento, la presentación carecerá de validez o eficacia.

7. Las resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas previstas en este capítulo no pondrán fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrán ser objeto de recurso de alzada ante la Secretaría de Estado de Energía, conforme a lo establecido en los artículos 114 y 115 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de la Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

8. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para el adecuado cumplimiento de las funciones que le atribuye la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia dispondrá de acceso electrónico a toda la información existente en el registro de régimen retributivo específico, así como a los datos del sistema de liquidaciones.

Artículo 44. *Garantías.*

1. Para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación será necesaria la presentación, ante la Dirección General de Política Energética y Minas, del resguardo de la Caja General de Depósitos acreditativo de haber depositado una garantía económica por la cuantía que se especifique por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

La garantía se constituirá en la modalidad de efectivo o aval prestado por entidades de crédito o sociedades de garantía recíproca, de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 161/1997, de 7 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de la Caja General de Depósitos.

El objeto de la garantía será la inscripción de la instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación cumpliendo, en todo caso, los requisitos establecidos en el artículo 46.

La persona o entidad que constituya la garantía deberá coincidir con el solicitante de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.

Deberá indicarse expresamente en el resguardo de constitución de la garantía que ésta es depositada a los efectos del cumplimiento de lo establecido en el presente artículo.

2. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se podrá eximir a determinadas instalaciones del cumplimiento de la obligación establecida en el apartado 1 de este artículo, cuando se encuentren en un avanzado estado de tramitación o construcción o cuando sean de reducida potencia.

3. Con anterioridad a la resolución de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, el interesado podrá desistir de la misma y solicitar la cancelación de la garantía.

4. Una vez resuelta la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, la inadmisión o desestimación de la misma se considerará razón suficiente para la cancelación de la garantía, debiendo solicitarse dicha cancelación por el interesado ante la Dirección General de Política Energética y Minas.

5. Una vez resuelta favorablemente la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, el desistimiento en la construcción de la instalación supondrá la ejecución de la garantía.

Ello no obstante, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá exceptuar la ejecución de la garantía depositada por el titular de una instalación, si el desistimiento en la construcción de la misma viene dado por circunstancias impeditivas que no fueran ni directa ni indirectamente imputables al interesado y así fuera solicitado por éste a la Dirección General de Política Energética y Minas con anterioridad a la fecha límite para el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 46.

6. Asimismo, si el solicitante no responde en el plazo máximo de tres meses a los requerimientos de la Administración de información o actuación, se entenderá por desistida la solicitud. En el requerimiento de información se recogerá expresamente dicho extremo en aplicación del artículo 92 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Artículo 45. *Procedimiento de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.*

1. La solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación se dirigirá a la Dirección General de Política Energética y Minas acompañada del resguardo de la Caja General de Depósitos acreditativo de haber depositado la garantía económica establecida en el artículo 44 y de la documentación que se determine en la normativa que regule el procedimiento de concurrencia competitiva. Dicha solicitud se acompañará asimismo de los datos incluidos en el apartado 1 del anexo V.

2. En la resolución por la que se inscriba a la instalación en el registro en estado de preasignación constará el número de identificación, que deberá ser incluido en futuras comunicaciones, así como la fecha límite para el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 46.

3. El plazo máximo para dictar y notificar la resolución definida en el apartado anterior será de tres meses.

La Dirección General de Política Energética y Minas le comunicará dicha resolución al órgano competente para autorizar dicha instalación a través de medios electrónicos.

Deberá publicarse en el «Boletín Oficial del Estado» la resolución de adjudicación del procedimiento de concurrencia competitiva y de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, en la que conste el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo determinado mediante dicho procedimiento.

Artículo 46. *Requisitos necesarios para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.*

En todo caso, para que una instalación pueda ser inscrita en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, serán requisitos imprescindibles los siguientes:

a) que la instalación esté totalmente finalizada en la fecha límite, que es la determinada por el cómputo del plazo máximo y, como tal, improrrogable, que se establezca por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo desde la publicación de la resolución de adjudicación del procedimiento de concurrencia competitiva y de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación en el «Boletín Oficial del Estado».

En aquellos casos en que tal adjudicación e inscripción sea consecuencia de la debida ejecución de la resolución estimatoria de un recurso administrativo o judicial, el referido plazo máximo se computará desde la notificación al interesado del acto de ejecución.

A los efectos previstos en este real decreto, se considerará que una instalación está totalmente finalizada si cuenta con todos los elementos, equipos e infraestructuras que son necesarios para producir energía y verterla al sistema eléctrico, incluyendo, cuando corresponda, los sistemas de almacenamiento, ha obtenido la inscripción con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del órgano competente y ha comenzado a verter energía eléctrica.

La acreditación del comienzo del vertido de energía eléctrica deberá realizarse mediante un certificado emitido por el encargado de la lectura en el que se indiquen expresamente las medidas y las fechas de lectura de las mismas. A estos efectos, el encargado de la lectura deberá realizar una lectura en el plazo máximo de 15 días desde la comunicación por el titular de la instalación del inicio del vertido en pruebas.

b) que la instalación cumpla los requisitos y las condiciones relativas a sus características establecidas por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

No obstante, la potencia de la instalación o, en el caso previsto en el artículo 12.4, la suma de las potencias de las instalaciones, podrá diferir de la potencia inscrita en estado de preasignación, con los siguientes efectos:

1.º Si la potencia instalada o la suma de las potencias instaladas es inferior a la inscrita en el registro en estado de preasignación, la potencia con derecho a régimen retributivo específico que se inscribirá en el registro en estado de explotación será la potencia finalmente ejecutada, de acuerdo con lo previsto en el artículo 47.2.

2.º Si la potencia instalada o la suma de las potencias instaladas es superior a la inscrita en el registro en estado de preasignación, la potencia con derecho a régimen retributivo específico que se inscribirá en el registro en estado de explotación será la potencia inscrita en estado de preasignación.

Artículo 47. *Procedimiento de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.*

1. El titular de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación solicitará la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación a la Dirección General de Política Energética y Minas con anterioridad a la finalización del plazo máximo de un mes a contar desde la fecha límite definida en el apartado 1.a) del artículo 46.

Dicha solicitud deberá incluir los datos recogidos en el apartado 2 del anexo V. El titular de la instalación que conste en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica debe coincidir con el titular de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico.

Asimismo, se acompañará de la comunicación sobre las ayudas públicas percibidas según lo establecido en el artículo 24.1, de una declaración responsable de acuerdo con el modelo establecido en el anexo XI en la que se manifieste que se cumplen los requisitos establecidos en el artículo 46 y del certificado del encargado de la lectura definido en el apartado 1.a) de dicho artículo a partir del cual se pueda constatar de forma inequívoca que en la fecha límite se había iniciado el vertido de energía eléctrica.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas, previa comprobación del cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 46, resolverá, si procede, inscribir la instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, cancelar de oficio la inscripción en dicho registro en estado de preasignación, y dictar de oficio la orden de cancelación de la garantía definida en el artículo 44.1, sin perjuicio de lo previsto a continuación.

Si la potencia inscrita en el registro en estado de explotación o, en el caso previsto en el artículo 12.4, la suma de las potencias de las instalaciones, es inferior a la que resultó inscrita en el registro en estado de preasignación, se cancelará en el registro en estado de preasignación la inscripción correspondiente a la potencia inscrita en el registro en estado de explotación. Asimismo, se dictará orden de cancelación de la fracción de la garantía correspondiente a dicha potencia, salvo que la diferencia entre las citadas potencias sea inferior al 5 por ciento de la potencia originalmente inscrita en el registro en estado de preasignación y dicha fracción de garantía sea inferior a 1000 euros, en cuyo caso se dictará orden de cancelación de la garantía correspondiente a la totalidad de la potencia.

Asimismo, una vez transcurrido el plazo máximo establecido en el apartado 1 de este artículo, se iniciará el procedimiento de cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro en estado de preasignación correspondiente a la diferencia entre las potencias citadas en el párrafo anterior, de acuerdo con lo previsto en el artículo 48. Esta cancelación tendrá como efectos la ejecución de la fracción de la garantía correspondiente a dicha diferencia, salvo en los casos en que ésta hubiera sido cancelada de acuerdo a lo previsto en el párrafo anterior.

La Dirección General de Política Energética y Minas, con carácter previo a dictar la resolución de inscripción en el registro en estado de explotación, podrá solicitar al órgano competente para otorgar la autorización administrativa, al encargado de lectura o al titular de la instalación, información adicional relativa a la instalación para su correcta inscripción en el registro.

3. El plazo máximo para dictar y notificar la resolución de inscripción en el registro en estado de explotación será de tres meses.

La Dirección General de Política Energética y Minas notificará al interesado la resolución de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación definida en el apartado anterior y se la comunicará a través de los medios electrónicos al órgano competente para autorizar la instalación, al órgano encargado de la liquidación, al operador del sistema y al operador del mercado.

4. En el caso previsto en el artículo 12.4, el titular deberá presentar una solicitud individual para cada instalación que pretenda inscribir en el registro en estado de explotación, especificando las demás solicitudes que se hayan presentado relativas al mismo código de identificación de inscripción en el registro en estado de preasignación.

Las inscripciones se realizarán en el orden que solicite el titular o, si no hubiera manifestación expresa en este sentido, por orden de presentación de solicitudes.

5. La inscripción de la instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación será requisito necesario para la aplicación a dicha instalación del régimen retributivo específico regulado en el presente real decreto.

Artículo 48. *Cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.*

1. En aquellos casos en los que el titular no presente, en el plazo establecido en el artículo 47.1, las solicitudes de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación por la totalidad de la potencia inscrita en estado de preasignación, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá iniciar el procedimiento de cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación de acuerdo con lo previsto en el presente artículo.

Asimismo, se iniciará dicho procedimiento de cancelación por incumplimiento una vez transcurrido el plazo máximo establecido en el artículo 47.1, en aquellos casos en que haya resultado inadmitida o desestimada la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.

El citado procedimiento de cancelación, incluirá, en todo caso, la audiencia al interesado.

2. La cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación supondrá la pérdida de los derechos asociados a la misma y la ejecución de la garantía depositada de acuerdo con el artículo 44 de este real decreto, sin perjuicio de lo previsto con relación con las garantías en el artículo 47.2.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas notificará al interesado la resolución de cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación. Asimismo, comunicará dicha resolución, a través de los medios electrónicos definidos en el artículo 52.5, al órgano competente para autorizar la instalación.

4. En el procedimiento de cancelación por incumplimiento regulado en este artículo, el plazo máximo para resolver y notificar será de seis meses desde la fecha del acuerdo de iniciación dictado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 49. *Cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.*

1. Serán motivos para la cancelación de la inscripción de una instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación los siguientes:

a) Cierre de la instalación.

b) Revocación por el órgano competente de la autorización que, en su caso, sirvió de base para la inscripción en el registro en estado de preasignación.

c) Renuncia al régimen retributivo específico.

d) Alteración o falsedad en el registro documental relativo a instalaciones híbridas regulado en el artículo 4.3.

e) Si como consecuencia de una inspección o de cualquier otro medio válido en derecho, quedase constatado el incumplimiento de los requisitos del artículo 46.

f) La falta de cumplimiento de la obligación de comunicación prevista en el artículo 51.1, así como la constatación de falsedad en la información en ella presentada.

g) La omisión de la comunicación establecida en el artículo 24.1 relativa a la percepción de ayudas públicas con posterioridad a la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.

h) Si quedase constatado que se han realizado modificaciones que han reducido el valor de la inversión de la instalación inicial, tal y como esta estaba configurada en el momento de realizar la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, sin que se haya producido una reducción análoga de la potencia instalada.

i) La reiteración del incumplimiento de las condiciones de eficiencia energética, en los términos previstos en el artículo 32.3.

j) La reiteración del incumplimiento regulado en los apartados 2, 3 y 4 del artículo 33, relativos a los límites establecidos en el consumo de combustibles.

k) Si como consecuencia de una inspección o de cualquier otro medio válido en derecho, quedase constatado que no se mantienen las condiciones que sirvieron para otorgar el régimen retributivo específico.

l) Si quedase constatado que existe falsedad en las declaraciones responsables o en la restante documentación presentada a la administración con relación a la percepción del régimen retributivo específico.

m) **(Anulada)**

n) En el caso de las hibridaciones tipo 3, el incumplimiento de la obligación de disponer de los equipos de medida establecidos en el artículo 4.3 de este real decreto y en los artículos 27.5 y 28.3 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

2. La cancelación de las inscripciones en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación se producirá a instancia del interesado o de oficio, previa instrucción de un procedimiento que garantizará, en todo caso, la audiencia al interesado.

El plazo máximo para resolver este procedimiento y notificar su resolución será de seis meses desde la fecha del acuerdo de iniciación dictado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. El órgano competente de la Administración General del Estado realizará inspecciones y verificaciones periódicas de las instalaciones inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, para comprobar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa y el mantenimiento de las condiciones que sirvieron para otorgar el régimen retributivo específico. Si se acreditara por cualquier medio que la

instalación ha dejado de ser acreedora del derecho otorgado, se iniciará el procedimiento de cancelación de la inscripción en el registro en estado de explotación.

4. La cancelación de la inscripción de una instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación tendrá como efectos la pérdida del régimen retributivo regulado en el título IV desde la fecha en que no se hayan cumplido los requisitos para tener derecho a su percepción, y, en su caso, el reintegro de las cantidades indebidamente percibidas, con los intereses de demora correspondientes, incluyéndose las cantidades reintegradas como ingresos liquidables del sistema. Todo ello sin perjuicio del régimen sancionador aplicable.

5. La Dirección General de Política Energética y Minas notificará al interesado la resolución de cancelación de la inscripción en el registro definida en este artículo y se la comunicará a través de medios electrónicos al órgano competente para autorizar la instalación, al órgano encargado de la liquidación, al operador del sistema y al operador del mercado.

6. Una vez finalizado, con arreglo a lo previsto en el artículo 28, el periodo de devengo del régimen retributivo específico, la Dirección General de Política Energética y Minas procederá a la cancelación automática de la inscripción de la instalación en el registro de régimen retributivo específico. Dicha cancelación, que surtirá efectos desde la propia fecha de finalización del referido período, deberá ser comunicada al interesado. Asimismo, comunicará dicha cancelación a través de los medios electrónicos al órgano competente para autorizar la instalación, al órgano encargado de la liquidación, al operador del sistema y al operador del mercado.

Artículo 50. *Modificación de los datos de instalaciones inscritas en el registro del régimen retributivo específico.*

1. Los titulares de las instalaciones que hayan sido inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación o de explotación, deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas cualquier modificación de los datos que figuren en el registro relativos a los titulares de las instalaciones, en el plazo máximo de un mes desde que aquella se produzca, sin perjuicio de las autorizaciones que sean requeridas con carácter previo a esta comunicación al amparo de lo previsto en el artículo 36. En estas modificaciones quedan incluidos, entre otros, los cambios de denominación, razón social o domicilio del titular y las fusiones, absorciones o escisiones de sociedades que afecten a la titularidad de las instalaciones.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá la solicitud modificando, cuando proceda, los datos contenidos en el registro. Dichas modificaciones surtirán efectos el primer día del mes siguiente a la fecha de la resolución.

Las modificaciones relativas a los datos de contacto de los titulares y al domicilio a efectos de notificaciones, no requerirán resolución expresa y surtirán efectos desde la presentación de la comunicación en el registro electrónico correspondiente.

2. Asimismo, si se constatara por cualquier medio la inexactitud de los datos contenidos en el registro, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá proceder a su modificación, de oficio o a instancia de los interesados. El plazo para resolver dicho procedimiento será de seis meses.

Artículo 51. *Procedimientos administrativos a efectos retributivos relativos a la modificación de las instalaciones con derecho a la percepción de régimen retributivo específico.*

1. Los titulares de las instalaciones inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas cualquier modificación de la instalación con relación a las características que esta poseía en el momento de realizar la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación o cualquier cambio en los combustibles utilizados inicialmente comunicados.

Quedarán excepcionadas de la obligación de comunicación aquellas actuaciones sobre la instalación cuyo objeto sea el mantenimiento de la misma, siempre que estas no impliquen la modificación de las características técnicas de la instalación que fueron consideradas para

el otorgamiento del régimen retributivo ni afecten a los ingresos por el régimen retributivo específico de la instalación.

Dicha comunicación se realizará mediante el modelo de declaración responsable contenido en el anexo XII, y se acompañará de un anteproyecto de la modificación realizada y, en caso de ser preceptiva, de la autorización de explotación definitiva. Deberá presentarse por medios electrónicos en el plazo máximo de un mes desde que se produzca la citada modificación o el cambio de combustible, indicando, en aquellos casos en que no resulte preceptiva la autorización de explotación definitiva, la fecha en que la citada modificación estuvo totalmente finalizada.

A estos efectos, en aquellos casos en que sea preceptiva la emisión de la autorización de explotación definitiva de la modificación por parte del órgano competente, se tomará como fecha de realización de la modificación la de dicha autorización. Cuando no sea preceptiva, se tomará la fecha en que la modificación estuvo totalmente finalizada.

La anterior comunicación se realizará sin perjuicio de las autorizaciones que sean preceptivas en virtud de la demás normativa de aplicación, o de las comunicaciones que sean necesarias para la modificación de la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica por parte del órgano competente.

2. En aquellos casos en que, a la vista de la comunicación referida en el apartado anterior, sea necesaria la modificación de los datos de la instalación inscritos en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá modificar la citada inscripción.

3. A aquellas modificaciones a las que se les otorgue expresamente un régimen retributivo específico, no les será de aplicación lo establecido en los apartados 1 y 2 de este artículo. En este caso, para tener derecho a la percepción de dicho régimen, se deberán cumplir los procedimientos de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación y, posteriormente, de explotación, regulados en este capítulo.

4. Los datos que se consignen en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación se utilizarán a efectos retributivos, por lo que solo se incluirán en él aquellas modificaciones que vayan a ser tenidas en cuenta para el cálculo de la retribución de la instalación modificada, con independencia de cualesquiera otros datos que puedan constar a otros efectos en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

En todo caso, para el cálculo de la retribución correspondiente a cada instalación se tomará la información contenida en el registro de régimen retributivo específico.

En aquellos casos en que la modificación de la instalación implique un aumento de la potencia que no vaya a ser tenida en cuenta a efectos retributivos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 26, en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación deberá constar exclusivamente la potencia con derecho a la percepción del régimen retributivo específico.

5. Las inspecciones establecidas en el artículo 30 verificarán el cumplimiento de la obligación de comunicación regulada en el apartado 1 de este artículo, su veracidad y la exactitud de la declaración responsable y demás documentación presentada; así como el cumplimiento de los procedimientos y requisitos establecidos para las modificaciones realizadas al amparo del apartado 3 de este artículo. Asimismo, comprobarán que las características técnicas de las instalaciones se corresponden con aquellas que sirvieron de base para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico.

6. Para la determinación de los efectos que las modificaciones realizadas tendrán en el régimen retributivo específico, se estará a lo dispuesto en el artículo 26.

Artículo 52. *Tratamiento de los datos.*

1. El tratamiento de los datos de carácter personal inscritos en el registro regulado en el presente capítulo se someterá a lo dispuesto en la Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre, de protección de datos de carácter personal, y demás normativa de desarrollo.

2. Los sujetos obligados a comunicar datos a este registro serán responsables de la veracidad y actualidad de los datos que faciliten.

3. Las personas que en el ejercicio de sus funciones tengan acceso a datos que obren en este registro estarán obligadas a guardar secreto respecto de los mismos.

4. Los interesados podrán acceder de forma electrónica a los datos contenidos en el registro.

5. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo establecerá, en colaboración con las comunidades autónomas, el procedimiento electrónico para la comunicación de los datos relativos a las inscripciones en el registro de régimen retributivo específico a los órganos competentes de las comunidades autónomas de las inscripciones que afecten a su ámbito territorial, así como al órgano encargado de realizar las liquidaciones, al operador del sistema y al operador del mercado.

TÍTULO V

Representación

Artículo 53. *Representantes.*

1. Los titulares de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos podrán operar directamente o a través de representante a los efectos de su participación en el mercado de producción y de los cobros y pagos de los peajes, del régimen retributivo específico y, en su caso, de los cargos. En cualquier caso, el representante elegido deberá ser el mismo a todos los efectos citados.

2. Los titulares de las instalaciones, en tanto en cuanto no comuniquen su intención de operar directamente o a través de otro representante, serán representados, en nombre propio y por cuenta ajena, por el comercializador de referencia perteneciente al grupo empresarial propietario de la red de la zona de distribución a la que estén conectados.

En el caso de que la instalación pertenezca a una zona de distribución donde no exista comercializador de referencia perteneciente al grupo empresarial propietario de la red, el comercializador de referencia será el perteneciente al grupo empresarial propietario de la red al que esté conectada su zona de distribución.

3. Lo establecido en el apartado 2 será de aplicación asimismo a aquellas instalaciones que transitoriamente carezcan de representante por baja sobrevenida del mismo y a las nuevas instalaciones, en el periodo comprendido entre el primer día del mes siguiente al de la fecha de autorización de explotación y la fecha en que inicie su participación efectiva en el mercado de producción, todo ello salvo que el titular de la instalación comunique su intención de operar directamente o a través de otro representante.

4. Cuando la empresa comercializadora de referencia actúe como representante, percibirá del generador un precio máximo de 5 €/MWh cedido en concepto de representación.

5. Sin perjuicio de lo previsto en los apartados 2 y 3, los operadores dominantes del sector eléctrico, determinados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, sólo podrán actuar como representantes de instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos de las que posean una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento. Esta limitación debe ser aplicada, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores del operador dominante y sus instalaciones con régimen retributivo específico. Se entiende que una empresa está participada por otra cuando se cumplan los criterios establecidos en el artículo 42 del Código de Comercio.

6. Sin perjuicio de lo previsto en los apartados 2 y 3, no podrán actuar como representantes de instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos aquellas personas jurídicas para las que la cuota conjunta de participación en la oferta del mercado de producción en el último año sea superior al 10 por ciento, entendiendo como tal la suma de la cuota del grupo de sociedades del sujeto representante y el sujeto representado, como vendedores en el mercado de producción. Estas características y limitación deben ser aplicadas, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores no pertenecientes a los operadores dominantes y las instalaciones anteriormente citadas.

A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará anualmente y en su página web el listado de aquellos cuya cuota de participación en la oferta del mercado de producción sea superior al 10 por ciento.

Disposición adicional primera. *Particularidades del primer periodo regulatorio.*

1. De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional décima, apartados 1 y 2, de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, el primer periodo regulatorio será el comprendido entre la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y el 31 de diciembre de 2019.

El primer semiperiodo regulatorio será el comprendido entre la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y el 31 de diciembre de 2016.

2. Para las instalaciones a las que les sea otorgado el régimen retributivo específico de acuerdo con el artículo 12 y al amparo de lo previsto en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la rentabilidad razonable del proyecto tipo durante el primer periodo regulatorio girará, antes de impuestos, en torno al rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años, calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los meses de abril, mayo y junio de 2013, incrementado en 300 puntos básicos.

3. La estimación del precio de mercado para cada año del primer semiperiodo regulatorio desde el año 2014 será la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales negociados en el mercado de futuros de electricidad organizado por OMIP durante los últimos seis meses de 2013.

Disposición adicional segunda. *Instalaciones con derecho a la percepción de régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.*

1. De conformidad con lo establecido en la disposición final segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, y en la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se establece un régimen retributivo específico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado real decreto-ley.

2. En particular, podrán percibir el régimen retributivo específico cuya metodología se regula en el título IV, y con efectos desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, las instalaciones que a dicha fecha tuvieran reconocido el régimen económico primado previsto en las siguientes normas:

a) Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Las instalaciones definidas en el artículo 45 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que tuvieran derecho a la percepción de la retribución primada con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, serán incluidas en el conjunto de instalaciones definidas en este apartado.

b) Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

3. Las instalaciones referidas en el apartado anterior se regirán por lo dispuesto en el presente real decreto con las particularidades previstas en los apartados siguientes, en las disposiciones adicionales sexta, séptima, y octava y en las disposiciones transitorias primera y novena.

Para dichas instalaciones, las referencias realizadas en los artículos 26 y 51 de este real decreto al momento de realizar la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, deberán entenderse realizadas al momento en que les fue otorgado el régimen económico primado.

Igualmente, estas instalaciones deberán presentar, por vía electrónica, en el plazo de seis meses desde la fecha de inscripción automática de las instalaciones en el registro de régimen retributivo específico que se determine de conformidad con la disposición transitoria

primera.1, una declaración responsable sobre las ayudas percibidas hasta dicha fecha de acuerdo con el modelo establecido en el anexo VII.

4. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se fijarán los parámetros retributivos de las instalaciones tipo que serán aplicables a las instalaciones reguladas en esta disposición.

Dicha orden podrá distinguir diferentes valores de los parámetros retributivos de la instalación tipo en función de la tecnología, potencia, antigüedad, sistema eléctrico, así como cualquier otra segmentación que se considere necesaria para garantizar la correcta aplicación del régimen retributivo específico. Para cada instalación tipo que se defina se fijará un código, que será incluido en el registro de régimen retributivo específico y se utilizará a efectos de liquidaciones.

El régimen retributivo específico aplicable a cada instalación será el correspondiente a la instalación tipo que en función de sus características le sea asignada.

5. Para el cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste de las instalaciones tipo que agrupan a las instalaciones previstas en esta disposición, será de aplicación lo previsto en el anexo XIII, girando la rentabilidad, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en 300 puntos básicos, todo ello, sin perjuicio de las revisiones en cada periodo regulatorio previstas en el artículo 19.

Para las instalaciones tipo, cuando sin haber finalizado su vida útil regulatoria, se obtenga una retribución a la inversión nula en aplicación de la metodología establecida en el presente real decreto, la retribución a la operación, que en su caso se establezca, se aplicará desde la entrada en vigor del citado real decreto-ley.

6. Para las instalaciones definidas en esta disposición se considerará que la fecha de inicio para la contabilización de la vida útil regulatoria será el 1 de enero del año siguiente al de la autorización de explotación definitiva de la instalación.

No obstante lo anterior, el órgano encargado de las liquidaciones no reclamará a los titulares cantidades por encima de lo que le hubiera correspondido reclamar aplicando el régimen retributivo específico desde el primer día del mes siguiente al de la autorización de explotación definitiva hasta el 31 de diciembre de ese año.

7. A las instalaciones incluidas en esta disposición que estén ubicadas en los territorios no peninsulares, no les será de aplicación lo establecido en la disposición adicional decimocuarta.2.

8. Las instalaciones que con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto estén acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, para la percepción del régimen retributivo específico regulado en el título IV del presente real decreto, adicionalmente a los demás requisitos establecidos, deberán cumplir los requisitos relativos a la eficiencia energética exigibles a las cogeneraciones, con las siguientes particularidades:

a) Para el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente se considerará como valor asimilado a calor útil del proceso de secado de los purines el de 825 kcal/kg equivalente de purines de cerdo del 95 por ciento de humedad.

b) Para el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente se considerará como calor útil máximo del proceso de secado del lodo derivado de la producción de aceite de oliva el de 724 kcal/kg y del resto de lodos de 740 Kcal/kg, en ambos casos equivalente de lodo del 70 por ciento de humedad, no admitiéndose lodos para secado con humedad superior al 70 por ciento.

A estos efectos remitirán al organismo encargado de la liquidación la información que acredite, según proceda, la cantidad equivalente de purines de cerdo del 95 por ciento de humedad o bien la cantidad de lodos al 70 por ciento de humedad.

En el caso de las instalaciones de tratamiento y secado de lodos derivados de la producción de aceite de oliva, la valoración del calor útil se realizará considerando el combustible utilizado para dicho proceso de tratamiento y secado con anterioridad a la utilización de la instalación.

Disposición adicional tercera. *Instalaciones adjudicatarias del concurso de instalaciones de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador.*

De acuerdo con lo establecido en la disposición final segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y en la disposición final tercera, apartado 2, de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, para las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica adjudicatarias del régimen previsto en la disposición adicional tercera del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, el régimen retributivo especifico estará compuesto por un único término a la operación cuyo valor será el resultante de la oferta económica para las que resultaran adjudicatarias.

A estas instalaciones les será de aplicación el resto de requisitos y consideraciones previstas con carácter general para las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica.

Disposición adicional cuarta. *Establecimiento de un régimen retributivo específico al amparo de la disposición adicional decimocuarta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.*

1. En virtud de lo previsto en la disposición adicional decimocuarta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se establece un régimen retributivo específico para un máximo de 120 MW, aplicable a aquellas instalaciones o modificaciones de instalaciones de tecnologías diferentes a la eólica, solar termoeléctrica y fotovoltaica, que, no habiendo sido inscritas en el registro de preasignación de retribución ni en la sección primera del registro de instalaciones de producción de energía eléctrica, se encuentren en una de las siguientes situaciones:

a) Que hubieran presentado solicitud de inscripción en el registro de preasignación de retribución, al amparo de lo previsto en el artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, que dicha solicitud hubiera tenido entrada en el registro administrativo del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y que cumplieran los requisitos del artículo 4.3 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, todo ello antes de la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero.

b) Que dispongan de acta de puesta en servicio, con carácter definitivo, para la totalidad de la potencia, en los treinta días naturales posteriores al de la entrada en vigor de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Dicha autorización de explotación definitiva será la relativa a la totalidad de la potencia para la que se solicita la inscripción en el registro de régimen retributivo en estado de preasignación.

2. Las instalaciones a las que se refiere el apartado anterior se regirán por lo dispuesto en este real decreto con las particularidades establecidas en esta disposición.

3. No obstante lo establecido en la disposición adicional decimocuarta.2, a las instalaciones definidas en el apartado 1 que estén ubicadas en los territorios no peninsulares, les será de aplicación lo dispuesto en el título IV y en el título V capítulo III.

4. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se aprobarán los parámetros retributivos de las instalaciones tipo.

Dicha orden podrá distinguir diferentes valores de los parámetros retributivos de la instalación tipo en función de la tecnología, potencia, antigüedad, sistema eléctrico, así como cualquier otra segmentación que se considere necesaria para garantizar la correcta aplicación del régimen retributivo específico. Para cada instalación tipo que se defina a estos efectos se fijará un código, que será incluido en el registro de régimen retributivo específico y se utilizará a efectos de liquidaciones.

5. Para poder ser inscrito en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, el titular deberá dirigir una solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación a la Dirección General de Política Energética y Minas para un proyecto concreto, incluyendo la documentación acreditativa del cumplimiento de los requisitos exigidos. Dicha solicitud se acompañará asimismo de los datos incluidos en el apartado 1 del anexo V.

El plazo de presentación de solicitudes comenzará a los 15 días de la fecha de entrada en vigor de la orden prevista en el apartado anterior y tendrá una duración de un mes.

6. Recibidas las solicitudes y cerrado el plazo de presentación y subsanación de las mismas, la Dirección General de Política Energética y Minas procederá a priorizar las solicitudes hasta alcanzar el cupo previsto de acuerdo con los siguientes criterios:

1.º El cumplimiento del apartado 1.a).
2.º El cumplimiento del apartado 1.a), salvo los requisitos del artículo 4.3 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, y el cumplimiento del apartado 1.b).
3.º El cumplimiento del apartado 1.b).

En caso de igualdad de varias solicitudes como resultado de la aplicación de estos criterios que supusiese la superación del cupo previsto, se establecerá, dentro de cada uno de dichos criterios, una priorización según la fecha de autorización administrativa, en el primer caso, y de la fecha de autorización de explotación definitiva para el segundo y tercer caso.

La cobertura del cupo se hará por defecto, es decir, la primera solicitud que no sea estimada será aquella, para la cual, su consideración supondría la superación del cupo previsto.

7. Aquellas solicitudes que sean estimadas de acuerdo con lo establecido en el apartado anterior serán inscritas por la Dirección General de Política Energética y Minas en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación. El resto de solicitudes serán desestimadas.

El plazo máximo para dictar y notificar la resolución de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación será de tres meses. Esta resolución será objeto de publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

8. Las instalaciones previstas en el apartado 1.a) de esta disposición dispondrán de un plazo máximo de treinta y seis meses, para el cumplimiento de los requisitos regulados en el artículo 46 del presente real decreto.

9. A los efectos previstos en el apartado b) del artículo 46 del presente real decreto, la instalación o modificación de instalación para la que se solicite la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación deberá tener las mismas características que las proyectadas para la instalación en el momento de presentar la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.

10. A los efectos de la presente disposición se entenderá que se produce una modificación de una instalación, cuando la misma disponga de autorización administrativa de modificación sustancial con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, o cuando se satisfagan los siguientes requisitos:

a) Para las instalaciones de cogeneración se considerará modificación de una instalación preexistente la sustitución de, al menos, los equipos indicados en la tabla siguiente en función de la tipología y tecnología.

Tipología de la cogeneración antes de la modificación		Equipos a ser sustituidos
Ciclo simple de secado con turbina.		• Turbina(s) de gas.
Ciclo simple de secado con motor.		• Motor(es) alternativo(s).
Ciclo simple con generación de vapor y/o agua caliente con turbina.	Sin generación de frío.	• Turbina(s) de gas.
	Con generación de frío.	• Turbina(s) de gas y • Recuperador(es) de calor o máquina(s) de absorción.
Ciclo simple con generación de vapor y/o agua caliente con motor alternativo.	Sin generación de frío.	• Motor(es) alternativo(s).
	Con generación de frío.	• Motor(es) alternativo(s) y • Recuperador(es) de calor o máquina(s) de absorción.
Ciclo combinado.	Sin generación de frío.	• Turbina(s) de gas y • Recuperador(es) de calor o turbogenerador de vapor.
	Con generación de frío.	• Turbina(s) de gas y • Máquina(s) de absorción y • Recuperador(es) de calor o turbogenerador de vapor.

No obstante lo anterior, y en todo caso, para que una modificación de una instalación de cogeneración tenga derecho al régimen retributivo específico se debe cumplir el requisito de que la cogeneración modificada sea de alta eficiencia.

b) Para las instalaciones de tecnologías distintas a las previstas en la tabla anterior se considerará modificación de una instalación preexistente la sustitución de los equipos principales. En estos casos el titular de la instalación solicitará a la Dirección General de Política Energética y Minas la indicación de los criterios a cumplir para ser considerada modificación a los efectos de la presente disposición.

En todo caso, los equipos principales a instalar serán nuevos y sin uso previo.

11. En el caso de modificaciones de instalaciones existentes, cuando dicha modificación afecte únicamente a una parte de la instalación, la parte de la instalación modificada será considerada a efectos retributivos como una nueva unidad retributiva, manteniéndose invariable el régimen retributivo de la parte no modificada.

Disposición adicional quinta. *Establecimiento de un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas y las modificaciones de las existentes en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

1. En virtud de lo previsto en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y teniendo en cuenta que la introducción de este régimen retributivo supondrá una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, se establece un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnologías eólica y solar fotovoltaica y modificaciones de las instalaciones eólicas existentes que se ubiquen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

La asignación de dicho régimen retributivo específico y el valor estándar de la inversión inicial se determinarán mediante un procedimiento de concurrencia competitiva.

No obstante lo anterior, al amparo de la disposición transitoria duodécima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se exceptúa de la aplicación de dicho procedimiento de concurrencia competitiva a determinados proyectos de instalaciones eólicas y de modificaciones de instalaciones eólicas existentes, situados en Canarias, que se definan por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, siempre que cumplan los requisitos regulados en el artículo 46 de este real decreto con anterioridad a la fecha límite prevista en la referida disposición transitoria.

2. Las instalaciones a las que se refiere el apartado anterior se regirán por lo dispuesto en este real decreto con las particularidades establecidas en esta disposición.

3. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se aprobará el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico y los parámetros retributivos aplicables, así como los demás aspectos establecidos para la correcta aplicación del régimen retributivo establecido en el presente real decreto.

Disposición adicional sexta. *Procedimiento de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación para las instalaciones que hayan sido inscritas en dicho registro en estado de preasignación al amparo de lo previsto en la disposición transitoria primera.*

1. Para que las instalaciones inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación al amparo de la disposición transitoria primera puedan ser inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, será requisito imprescindible que la instalación haya resultado inscrita con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y haya comenzado a verter energía con anterioridad a la fecha límite otorgada.

2. La solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación se dirigirá por vía electrónica a la Dirección General de Política Energética y Minas con anterioridad a la finalización del plazo de un mes desde la fecha límite exigida para el cumplimiento de los requisitos establecidos en el apartado anterior.

No obstante lo anterior, en aquellos casos en que dicha fecha límite fuese anterior a la fecha establecida para que las instalaciones queden automáticamente inscritas en el registro de régimen retributivo específico de acuerdo con la disposición transitoria primera.1, deberá presentarse dicha solicitud en el plazo de un mes a contar desde esta última fecha.

Dicha solicitud deberá incluir los datos previstos en el anexo V.2, indicando, en lugar del número de identificación de la instalación en el registro en régimen retributivo específico en estado de preasignación, el número de inscripción de la instalación en el registro de preasignación de retribución. El titular de esta última inscripción deberá coincidir con el titular de la instalación que conste en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Asimismo, deberá indicar la convocatoria de preasignación, la zona

climática en la que se encuentra ubicada la instalación y, en el caso de instalaciones fotovoltaicas, su tipo (tipo I.1, tipo I.2 o tipo II).

3. La Dirección General de Política Energética y Minas, previa comprobación del cumplimiento de los requisitos exigidos en el apartado 1, resolverá, si procede, inscribir la instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, cancelar la inscripción en dicho registro en estado de preasignación, y dictar la orden de cancelación de la garantía depositada para solicitar la inscripción en el registro de preasignación de retribución, sin perjuicio de lo previsto a continuación.

Si la potencia inscrita en el registro en estado de explotación fuese inferior a la que resultó inscrita en el registro en estado de preasignación, se cancelará en el registro en estado de preasignación la inscripción correspondiente a la potencia inscrita en el registro en estado de explotación. Asimismo, se dictará orden de cancelación de la fracción de la garantía correspondiente a dicha potencia, salvo que la diferencia entre las citadas potencias sea inferior al 5 por ciento de la potencia originalmente inscrita en el registro en estado de preasignación y dicha fracción de garantía sea inferior a 1 000 euros, en cuyo caso se dictará resolución de cancelación de la garantía correspondiente a la totalidad de la potencia.

Asimismo, una vez haya transcurrido el plazo establecido en el apartado 2 de esta disposición sin que se haya presentado la solicitud, se iniciará, en su caso, el procedimiento de cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro en estado de preasignación correspondiente a la diferencia entre las potencias citadas en el párrafo anterior, de acuerdo con lo previsto en las disposiciones adicionales séptima y octava.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas, con carácter previo a dictar la resolución de inscripción en el registro en estado de explotación, podrá solicitar al órgano competente para otorgar la autorización administrativa, al encargado de lectura o al titular de la instalación, información adicional relativa a la instalación para su correcta inscripción en el registro.

La resolución de inscripción en el registro se notificará por la Dirección General de Política Energética y Minas al interesado y se comunicará por vía electrónica al órgano competente para autorizar la instalación, al órgano encargado de la liquidación, al operador del sistema y al operador del mercado.

5. La resolución de inscripción de la instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación será requisito necesario para la aplicación a dicha instalación del régimen retributivo específico regulado en el presente real decreto, con efectos desde el primer día del mes siguiente a la fecha de la autorización de explotación definitiva de la instalación.

Disposición adicional séptima. *Procedimientos relativos a la revocación del derecho económico y a la cancelación por incumplimiento de las inscripciones en el registro de régimen retributivo específico de aquellas instalaciones que con anterioridad a dicha inscripción hubieran resultado inscritas en el registro de preasignación de retribución regulado en el artículo 4 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.*

1. Lo establecido en la presente disposición será de aplicación a las instalaciones que hayan sido automáticamente inscritas en el registro de régimen retributivo específico en virtud de la disposición transitoria primera del presente real decreto, y que con anterioridad hubieran resultado inscritas en el registro de preasignación de retribución regulado en el artículo 4 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

2. En el supuesto de que dichas instalaciones, no obstante su inscripción en el registro de régimen retributivo específico, no hubieran resultado inscritas con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o no hubieran comenzado a vender energía en el plazo máximo que a tal fin les fuere aplicable, ya se trate del plazo de doce meses con eventual prórroga previsto en la redacción original del artículo 8 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de diciembre, ya el de dieciséis meses improrrogables señalado en la redacción dada al citado precepto por el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, no tendrán derecho a régimen retributivo específico.

A estos efectos, por resolución del Director General de Política Energética y Minas, previo trámite de audiencia y de forma motivada, se podrá revocar el derecho económico otorgado así como ordenar la cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico.

3. Igualmente será causa de cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico el desistimiento voluntario de la tramitación administrativa de la instalación o la falta de respuesta en un plazo de tres meses a contar desde la recepción de los requerimientos de información o actuación que hayan sido formulados por el órgano de la Administración competente. En estos casos, el órgano competente comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas la procedencia de dicha cancelación, para que esta última dicte, en su caso, el acto de iniciación del procedimiento de cancelación por incumplimiento de la inscripción en el citado registro por desistimiento o por falta de respuesta a un requerimiento.

4. A los procedimientos regulados en esta disposición no les será de aplicación la obligación de tramitación por vía electrónica establecida en el artículo 43.6 del presente real decreto.

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propondrá de oficio a la Dirección General de Política Energética y Minas la iniciación del procedimiento de cancelación por incumplimiento de la inscripción en el Registro de régimen retributivo especifico. La Dirección General de Política Energética y Minas dictará, en su caso, el acto de iniciación del procedimiento.

En los procedimientos regulados en esta disposición, el plazo máximo para resolver y notificar será de seis meses desde la fecha del acuerdo de iniciación dictado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

En dichos procedimientos, la Dirección General de Política Energética y Minas dará traslado del acto de iniciación a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para la instrucción del procedimiento, que incluirá en todo caso la audiencia al interesado. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia elaborará una propuesta de resolución, que será remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas, órgano competente para resolver, con un plazo de antelación mínimo de dos meses antes de la finalización del plazo máximo para resolver y notificar la resolución.

6. Esta cancelación supondrá la pérdida de los derechos asociados a la inscripción en el registro de régimen retributivo específico. La cancelación de la inscripción de un proyecto será comunicada por la Dirección General de Política Energética y Minas a través de medios electrónicos al órgano competente para autorizar dicha la instalación y al órgano encargado de realizar las liquidaciones.

7. Asimismo, la citada cancelación supondrá la ejecución de las garantías depositadas para solicitar la inscripción en el registro de preasignación de retribución y de las garantías depositadas en aplicación del artículo 59 bis o 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, sin perjuicio de lo previsto en el apartado 8. El órgano competente procederá a iniciar el procedimiento de ejecución o cancelación, según corresponda, de dichas garantías.

8. Las garantías depositadas para solicitar la inscripción en el registro de preasignación de retribución serán canceladas cuando el peticionario acredite la inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la venta de energía eléctrica con anterioridad a la fecha límite, al menos por el 95 por ciento de la potencia preasignada, siempre que la fracción de garantía correspondiente a la diferencia entre la potencia inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción y la potencia preasignada sea inferior a 1000 euros.

9. Las resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas previstas en esta disposición no pondrán fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrán ser objeto de recurso de alzada ante la Secretaría de Estado de Energía, conforme a lo establecido en los artículos 114 y 115 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de la Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Disposición adicional octava. *Procedimientos relativos a la revocación del derecho económico de las instalaciones que con anterioridad a su inscripción en el registro de régimen retributivo específico hubieran resultado inscritas en el registro de preasignación de retribución regulado en el artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.*

1. Lo establecido en la presente disposición será de aplicación a las instalaciones que hayan sido automáticamente inscritas en el registro de régimen retributivo específico, en virtud de la disposición transitoria primera del presente real decreto, y que con anterioridad hubieran resultado inscritas en el registro de preasignación de retribución regulado en el artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

2. En el supuesto de que dichas instalaciones, no obstante su inscripción en el registro de régimen retributivo específico, no hubieran resultado inscritas con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente o no hubieran comenzado la venta de energía, en el plazo máximo que a tal fin les fuere aplicable a contar desde la fecha de la notificación de la resolución por la que fueron inscritas en el registro de preasignación de retribución, no tendrán derecho a régimen retributivo específico.

Este plazo será con carácter general de treinta y seis meses, sin perjuicio de los plazos previstos para determinadas instalaciones en el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, publicado por Resolución de 19 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía.

A estos efectos, en el plazo de seis meses desde el acuerdo de iniciación por resolución del Director General de Política Energética y Minas, previo trámite de audiencia y de forma motivada, se podrá revocar el derecho económico otorgado así como ordenar la cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico.

3. A los procedimientos regulados en esta disposición no les será de aplicación la obligación de tramitación por vía electrónica establecida en el artículo 43.6 del presente real decreto.

4. La cancelación de la inscripción de un proyecto en el registro de régimen retributivo específico será comunicada por la Dirección General de Política Energética y Minas a través de los medios electrónicos al órgano competente para autorizar dicha la instalación y al órgano encargado de realizar las liquidaciones.

5. Las resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas previstas en esta disposición no pondrán fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrán ser objeto de recurso de alzada ante la Secretaría de Estado de Energía, conforme a lo establecido en los artículos 114 y 115 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de la Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Disposición adicional novena. *Ajustes de la liquidación de las tarifas y primas correspondientes a la energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible, en las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles.*

1. En aplicación de lo previsto en el artículo 14.7 d) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el órgano encargado de realizar las liquidaciones procederá a liquidar a los titulares de las instalaciones de generación o a sus representantes que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, de la forma prevista en la presente disposición.

2. Deberán reintegrarse al sistema de liquidaciones las primas y tarifas correspondientes a la energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible, salvo la energía eléctrica imputable a la utilización de fuentes de energía renovables consumibles en el caso de instalaciones híbridas entre fuentes de energía renovables no consumibles y consumibles,

correspondientes al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2013 y la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Dicha energía percibirá, exclusivamente, el precio del mercado.

3. Para la determinación de las anteriores cuantías se aplicará lo establecido en la orden por la que se establece la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles utilizados.

4. Los derechos de cobro u obligaciones de pago resultantes de la aplicación de lo establecido en los apartados anteriores serán liquidados por el organismo encargado de las mismas en las seis primeras liquidaciones posteriores a la entrada en vigor de la orden citada en el apartado 3. Las cantidades tendrán la consideración de coste o ingreso liquidable del sistema, según proceda, a los efectos previstos en el procedimiento de liquidación de los costes del sistema eléctrico. Estas cuantías se imputarán al ejercicio 2013 hasta que se realice la liquidación complementaria de la 14 del ejercicio 2013, imputándose posteriormente a los siguientes ejercicios. Será de aplicación lo dispuesto en la disposición transitoria decimosexta.

Disposición adicional décima. *Devolución de las garantías depositadas para la inscripción en el registro de preasignación de retribución.*

Los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos a las que no les haya sido resuelta favorablemente su solicitud de inscripción en el registro de preasignación de retribución, podrán, en el plazo máximo de seis meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, desistir de su solicitud de inscripción en el referido registro, y en su caso, desistir también de su solicitud de acceso a la red, interesando la devolución de las garantías que hubieran depositado al amparo de lo previsto en los artículos 59 bis y 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, del artículo 9 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, así como del artículo 4.3.i del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, sin que, haya lugar, en virtud de ese desistimiento, a la ejecución de tales garantías.

Disposición adicional undécima. *Potencia instalada.*

Para las instalaciones no incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto se define potencia instalada como la potencia activa máxima que puede alcanzar una unidad de producción y vendrá determinada por la potencia menor de las especificadas en la placas de características de los grupos motor, turbina o alternador instalados en serie, o en su caso, cuando la instalación esté configurada por varios motores, turbinas o alternadores en paralelo será la menor de las sumas de las potencias de las placas de características de los motores, turbinas o alternadores que se encuentren en paralelo.

Disposición adicional duodécima. *Obligación de adscripción a un centro de control de generación para las instalaciones y agrupaciones de instalaciones de producción de energía eléctrica no incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto.*

Las instalaciones de producción de energía eléctrica no incluidas en el ámbito de aplicación del presente real decreto con potencia instalada superior a 5 MW, y aquellas con potencia instalada inferior o igual a 5 MW pero que formen parte de una agrupación cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 5 MW, deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.

En los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, el límite de potencia anterior será de 0,5 MW para las instalaciones o agrupaciones.

A efectos de esta disposición se define agrupación al conjunto de instalaciones que se conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, o dispongan de línea o

transformador de evacuación común, considerando un único punto de la red de distribución o transporte, una subestación o un centro de transformación. Del mismo modo, formarán parte de la misma agrupación aquellas instalaciones que se encuentren en una misma referencia catastral, considerada esta por sus primeros 14 dígitos. La potencia instalada de una agrupación será la suma de las potencias instaladas de las instalaciones unitarias que la integran.

A efectos de lo previsto en esta disposición, las instalaciones de producción híbridas deberán remitir la información intercambiada con el operador del sistema en tiempo real para la instalación en su conjunto y la desagregada para cada módulo de generación de electricidad perteneciente a dicha instalación, así como, en su caso, para las instalaciones de almacenamiento.

No obstante lo anterior, las instalaciones o agrupaciones de instalaciones cuya potencia instalada sea menor de 5MW y se encuentren dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, deberán cumplir con los requisitos de controlabilidad exigidos por dicho Reglamento, en las condiciones de funcionamiento que se establezcan en la orden ministerial que apruebe los requisitos que deben establecer los gestores de red pertinentes de conformidad con lo establecido en dicho reglamento.

El encargado de la lectura comunicará a los titulares de las instalaciones incluidas en esta disposición y al operador del sistema la información detallada de las instalaciones conectadas a su red que formen parte de una agrupación según la definición establecida en la presente disposición, incluyendo el código de la agrupación y su potencia. La comunicación a los titulares de las instalaciones se realizará al menos anualmente, antes del 31 de marzo, y sólo para aquellos casos en los que se produzcan modificaciones desde la última comunicación.

Disposición adicional decimotercera. *Revocación del régimen retributivo específico para aquellas instalaciones que no estén totalmente finalizadas al vencimiento del plazo límite.*

No obstante lo establecido en las disposiciones adicionales sexta, séptima y octava, el derecho a la percepción del régimen retributivo específico de las instalaciones a las que les sean de aplicación dichas disposiciones les será revocado y se procederá a la cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico si, como consecuencia de una inspección o de cualquier otro medio válido en derecho, quedase constatado que dichas instalaciones no están totalmente finalizadas al vencimiento del plazo límite establecido para ser inscritas con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción y comenzar la venta de energía.

El plazo máximo para resolver y notificar será de seis meses desde la fecha del acuerdo de iniciación dictado por la Dirección General de Política Energética y Minas, garantizándose en todo caso la audiencia al interesado.

Disposición adicional decimocuarta. *Instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares.*

1. Lo establecido en el presente real decreto será de aplicación a las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares con las particularidades previstas en esta disposición, sin perjuicio de lo dispuesto en la normativa reguladora de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

2. No obstante lo anterior, lo establecido en el título IV y en el título V capítulo III no será de aplicación a las instalaciones de cogeneración de más de 15 MW de potencia neta, hidroeléctricas no fluyentes y aquellas que utilicen como energía primaria biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, que estén ubicadas en los territorios no peninsulares, sin perjuicio de lo previsto en la disposición adicional segunda.

3. Las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares estarán sujetas al procedimiento de despacho y liquidación de la generación en dichos territorios establecido en la normativa que regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Disposición adicional decimoquinta. *Adecuación del registro de instalaciones de producción de energía eléctrica a la nueva clasificación establecida en el artículo 2 del presente real decreto.*

Los órganos competentes para la inscripción de las instalaciones en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica dispondrán de un plazo de seis meses desde la entrada en vigor del presente real decreto para adecuar el contenido de los mismos a la nueva clasificación establecida en el artículo 2 del presente real decreto.

Disposición adicional decimosexta. *Comunicaciones por vía electrónica relativas a los procedimientos de inscripción de instalaciones en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.*

Conforme a lo previsto en el artículo 27.6 de la Ley 11/2007, de 22 de junio, de acceso electrónico de los ciudadanos a los Servicios Públicos, todas las solicitudes dirigidas a la Dirección General de Política Energética y Minas presentadas por los titulares de instalaciones de producción relativas a la inscripción de instalaciones en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica se presentarán exclusivamente por vía electrónica, con certificado electrónico, en el registro electrónico del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Asimismo, todas las comunicaciones en relación con este registro entre el solicitante y la Administración se realizarán exclusivamente a través de medios electrónicos. Si no se utilizasen dichos medios electrónicos, la Administración requerirá la correspondiente subsanación, advirtiendo que, de no ser atendido el requerimiento, la presentación carecerá de validez o eficacia.

Disposición adicional decimoséptima. *Acceso por vía electrónica a los datos del registro de régimen retributivo específico por parte de los titulares y sus representantes.*

1. El acceso por vía electrónica a los datos del registro de régimen retributivo específico por parte de los titulares y sus representantes se realizará de la siguiente forma:

a) Para el acceso por parte de personas jurídicas, se tomarán los datos de identificación que se estuvieran utilizando para el acceso al sistema de liquidaciones en la fecha que se establezca en la orden definida en el apartado 1 de la disposición transitoria primera para la inscripción automática de las instalaciones, salvo comunicación en contra expresa por parte del interesado.

Aquellas personas jurídicas que pretendan acceder a dicho registro a través de personas físicas distintas de las previstas en el apartado anterior, deberán enviar por vía electrónica, a través de la aplicación que se establezca a estos efectos, la acreditación de la representación mediante poder notarial o cualquier otro medio válido en derecho.

b) Para el acceso por parte de personas físicas, deberá utilizarse el certificado electrónico de dicha persona, no siendo necesaria la remisión de acreditación previa.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas los datos que obren en el sistema de liquidaciones que sean necesarios para dar cumplimiento a lo previsto en esta disposición.

Disposición adicional decimoctava. *Corrección de los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico correspondiente a 2013 como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento.*

Las correcciones de los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico correspondiente a 2013 como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento, se aplicarán para el periodo comprendido desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio y el 31 de diciembre de 2013.

A estos efectos, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se aprobarán los valores del umbral de funcionamiento de la instalación tipo y del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo correspondientes a dicho periodo.

Disposición adicional decimonovena. *Supresión de registros.*

Sin perjuicio de su aplicación transitoria en los términos previstos en el presente real decreto hasta la aprobación de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del mismo, quedan suprimidos los siguientes registros:

a) El registro de preasignación de retribución regulado en el artículo 4 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

b) El registro de preasignación de retribución regulado en el artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

c) El registro de régimen especial sin retribución primada creado en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.

d) El registro de preasignación de retribución para instalaciones experimentales en el régimen especial, regulado en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Disposición adicional vigésima. *Referencias catastrales en Navarra y el País Vasco.*

A los efectos previstos en este real decreto, se considerará que las instalaciones ubicadas en la Comunidad Autónoma del País Vasco o en la Comunidad Foral de Navarra se encuentran en una misma referencia catastral, cuando sea idéntica la codificación establecida a continuación, en lugar de considerar los catorce primeros dígitos aplicables en el resto del territorio español:

a) Para el Territorio Histórico de Álava, la codificación correspondiente al municipio, el polígono y la parcela.

b) Para el Territorio Histórico de Bizkaia, la codificación completa de nueve dígitos.

c) Para el Territorio Histórico de Gipuzkoa, la codificación correspondiente al municipio, el polígono y la parcela.

d) Para la Comunidad Foral de Navarra, la codificación correspondiente al municipio, el polígono y la parcela.

Para acreditar lo anterior, los titulares de las instalaciones suministrarán la referencia catastral de los inmuebles en los que se ubiquen las mismas con su codificación completa, indicando la correspondencia de cada grupo de dígitos reflejados (municipio, polígono, parcela, subparcela, unidad, dígitos de control, etc.).

Disposición transitoria primera. *Inscripción en el registro de régimen retributivo específico de las instalaciones con derecho a la percepción de régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.*

1. Las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, quedarán automáticamente inscritas en el registro de régimen retributivo específico regulado en el capítulo III del título V de este real decreto, en la fecha que se determine por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, y en los términos previstos en esta disposición. Dicha orden será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

En ningún caso serán inscritas automáticamente en el registro de régimen retributivo específico las instalaciones cuyo derecho económico asociado a la inclusión en los citados registros de preasignación de retribución hubiera sido revocado.

2. Dicha inscripción en el registro de régimen retributivo específico se realizará en estado de preasignación o en estado de explotación, según proceda, de acuerdo con lo siguiente:

a) Quedarán inscritas en estado de preasignación aquellas instalaciones que en el momento de realizar la inscripción no estén dadas de alta en el sistema de liquidación, y que tuvieran reconocida retribución primada.

b) Quedarán inscritas en estado de explotación aquellas instalaciones que en el momento de realizar la inscripción estén dadas de alta en el sistema de liquidación, sin perjuicio de lo previsto en las disposiciones adicionales séptima y octava.

3. Al realizar la inscripción automática en el registro de régimen retributivo específico de aquellas instalaciones definidas en los apartados 1 y 2 de la disposición adicional segunda que no estén incluidas en las categorías, grupos y subgrupos del artículo 2, se anotará su pertenencia a este colectivo, especificando el grupo normativo al amparo del cual les fue otorgado el régimen económico primado.

4. Para la determinación de la información necesaria para la inscripción automática en el registro de régimen retributivo especifico, en particular para la determinación de la potencia para la cual la instalación tenía otorgado el régimen económico primado, se tomará la información incluida en el sistema de liquidación en el momento de realizar la inscripción o, para aquellas instalaciones que no estén incluidas en dicho sistema, la del registro de preasignación de retribución, sin perjuicio de lo previsto en el apartado 6.

No obstante lo anterior, la potencia con derecho a régimen retributivo específico de cada instalación será la que le corresponda de acuerdo con la normativa que hubiera sido de aplicación en cada caso en el otorgamiento de su régimen económico. Las instalaciones que únicamente tuvieran otorgado el régimen económico primado para parte de la potencia de la instalación, serán inscritas en el registro de régimen retributivo específico exclusivamente por la potencia que tenga derecho a dicho régimen.

5. Para las instalaciones definidas en esta disposición, la potencia instalada tomará como valor el de la potencia nominal que les correspondería por aplicación del artículo 3 del extinto Real Decreto 661/2207, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

6. No obstante lo previsto en el apartado precedente, la Dirección General de Política Energética y Minas realizará verificaciones de los datos contenidos en el registro de régimen retributivo específico para comprobar su validez, en particular revisará aquellos valores que hayan sido modificados en el sistema de liquidación con posterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

A estos efectos, el órgano competente de la Administración General del Estado podrá inspeccionar las instalaciones y solicitar al titular de las mismas y a la administración competente para su autorización la información necesaria para verificar su correcta inscripción en el registro de régimen retributivo específico.

Si se constatara por cualquier medio la inexactitud de los datos contenidos en dicho registro, la Dirección General de Política Energética y Minas los modificará de oficio o, si se acreditase que la instalación no tiene derecho a la percepción de dicho régimen retributivo, procederá a la cancelación de la inscripción.

Dicha cancelación tendrá como efectos la pérdida del régimen retributivo específico desde la fecha en que no se hayan cumplido los requisitos para tener derecho a su percepción, y, en su caso, el reintegro de las cantidades indebidamente percibidas. En aquellos casos en que no se produzca la cancelación y la modificación de la inscripción suponga una reducción del régimen retributivo a percibir, esta será de aplicación desde el primer día del mes siguiente a la fecha en que se hayan producido los hechos que motivan dicha reducción, no pudiendo aplicarse en ningún caso con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

La tramitación de estos procedimientos garantizará la audiencia al interesado y el plazo máximo para dictar y notificar su resolución será de un año, de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria sexta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

7. A los efectos de determinar los parámetros retributivos correspondientes a cada instalación, será de aplicación lo establecido en el artículo 14 de este real decreto.

Para la determinación de las instalaciones que forman parte de un conjunto, a los efectos previstos en el artículo 14.2, se considerará que varias instalaciones de las categorías b) y c) cumplen el criterio establecido en los apartados I.1 y III.1 de dicho apartado, si cumplían

dicho criterio a la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

8. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se establecerán las equivalencias correspondientes entre las nuevas instalaciones tipo que se definan y la clasificación anteriormente vigente, a efectos de la determinación del régimen retributivo aplicable, de forma que a cada instalación existente le corresponda una instalación tipo con unos parámetros retributivos.

9. En aquellos casos en que con la información que obre en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica y en el sistema de liquidaciones, no sea posible determinar la instalación tipo asignada a determinados grupos o subgrupos de la clasificación anteriormente vigente, en la citada orden ministerial se asignará una instalación tipo por defecto, haciendo constar expresamente esta circunstancia.

En el plazo máximo de tres meses desde la fecha de inscripción automática de las instalaciones en el registro de régimen retributivo específico que se determine de conformidad con lo previsto en el apartado 1, los titulares de las instalaciones pertenecientes a los grupos o subgrupos señalados en el párrafo precedente, deberán presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas, por vía electrónica, una solicitud de modificación de la instalación tipo asignada por defecto, junto con la documentación que se estime oportuna para acreditar dicho cambio.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre la solicitud de modificación del tipo asignado a la citada instalación en el registro de régimen retributivo específico en el caso en que haya quedado acreditada la modificación de la instalación tipo aplicable, pudiendo realizar a estos efectos las inspecciones que considere oportunas.

10. La Dirección General de Política Energética y Minas, a solicitud del interesado, podrá modificar aquellas inexactitudes que pudieran contener los datos del registro tras la inscripción automática realizada al amparo de esta disposición.

En aquellos casos en que sea necesario acreditar las modificaciones solicitadas, se realizarán las inspecciones que sean necesarias.

11. Si se acreditara por cualquier medio la falsedad de lo declarado en los escritos presentados por los solicitantes en los procedimientos regulados en esta disposición, se revocará el derecho a la percepción del régimen retributivo específico de la instalación y se cancelará su inscripción en el registro de régimen retributivo específico, previa tramitación de un procedimiento que garantizará la audiencia al interesado y cuyo plazo para dictar y notificar la resolución será de seis meses.

12. A las instalaciones que hayan sido inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación al amparo de lo previsto en esta disposición, no les será de aplicación lo dispuesto en los artículos 46, 47 y 48 de este real decreto, aplicándoles en su lugar lo regulado en las disposiciones adicionales sexta, séptima y octava.

13. Las instalaciones a las que se refiere esta disposición que estén inscritas definitivamente en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a la entrada en vigor del presente real decreto, deberán remitir por vía electrónica a la Dirección General de Política Energética y Minas, las coordenadas UTM de la línea poligonal que circunscribe a la instalación, en el plazo de seis meses desde la entrada en vigor de la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo que apruebe el procedimiento para su determinación.

Disposición transitoria segunda. *Régimen transitorio de vigencia del complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión regulado en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

Será de aplicación hasta el 31 de diciembre de 2013 el complemento retributivo por continuidad de suministro frente a huecos de tensión en los términos previstos en la disposición adicional séptima del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Disposición transitoria tercera. *Remisión de información.*

1. Hasta que sean publicadas las órdenes del Ministro de Industria, Energía y Turismo previstas en el artículo 8, los titulares y explotadores de instalaciones con régimen retributivo específico deberán remitir por vía electrónica al organismo encargado de realizar la liquidación y al órgano que autorizó la instalación la siguiente información, antes del 31 de marzo de cada año:

a) En el caso de las instalaciones de cogeneración, se remitirá un certificado de una entidad reconocida por la Administración competente en la que se determine la eficiencia del proceso de cogeneración de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración, que incluirá al menos la siguiente información:

1.º Tecnología de cogeneración considerada.
2.º Relación electricidad/calor en modo de cogeneración total.
3.º Electricidad de cogeneración en MWh.
4.º Ahorro de energía primaria, AEP, en MWh_{PCI}.
5.º Ahorro de energía primaria porcentual, PES, en %.
6.º Electricidad generada en bornes de alternador en MWh.
7.º Electricidad vendida al sistema en MWh.
8.º Tipo y cantidad de combustible consumido por la cogeneración, por equipos de postcombustión y por otros equipos que aporten calor al proceso, en MWh_{PCI}.
9.º Condiciones de entrega de calor y calor útil a proceso en MWh.

b) Adicionalmente, en el caso de las instalaciones de cogeneración definidas en el apartado 1 de la disposición transitoria novena se remitirá un certificado de una entidad reconocida por la Administración competente, acreditativo de que se cumplen las exigencias mínimas del anexo XIV, así como del valor realmente alcanzado de rendimiento eléctrico equivalente.

c) En el caso de instalaciones que utilicen combustibles sólidos de biomasa, biolíquidos o biogás considerado en los grupos b.6, b.7, b.8 y c.2 remitirán la documentación acreditativa del cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles utilizados en el año anterior, de acuerdo con lo establecido en el capítulo II del título I del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables. Dicha documentación deberá incluir, al menos, el resultado de la auditoría anual realizada por la entidad de certificación, con el detalle de los tipos de combustible utilizados, indicando la cantidad anual empleada en toneladas al año y el poder calorífico inferior (en adelante PCI) medio, en kcal/kg, de cada uno de ellos, así como la cantidad de los mismos que cumple los criterios de sostenibilidad y de reducción de emisiones anteriormente citados. En el caso de utilizarse varios combustibles de los citados anteriormente, se remitirán también los valores agregados.

d) En el caso de instalaciones de la categoría c) del artículo 2.1, los titulares o explotadores remitirán, al menos, una relación de los tipos de combustible utilizados, indicando la cantidad anual empleada en toneladas al año y el PCI medio, en kcal/kg, de cada uno de ellos.

e) En el caso de instalaciones híbridas remitirán la justificación de los porcentajes de participación de cada combustible y/o tecnología en cada uno de los grupos y subgrupos, la cantidad anual empleada en toneladas al año y el PCI medio, en kcal/kg, de cada uno de los combustibles, así como memoria justificativa que acredite la cantidad y procedencia de los distintos combustibles primarios que son utilizados.

f) En el caso de las instalaciones del subgrupo b.1.2 del artículo 2.1 b) y las instalaciones híbridas tipo 2 del artículo 4, remitirán la justificación de cumplimiento de los porcentajes de generación eléctrica imputable al combustible de apoyo, calculada según la metodología establecida por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Disposición transitoria cuarta. *Intercambio de información por vía electrónica.*

Hasta la entrada en vigor de las disposiciones necesarias para la plena aplicación de la obligatoriedad de realizar las comunicaciones e intercambios de información de forma electrónica establecida en el presente real decreto, y la adaptación de los sistemas informáticos, se utilizarán sistemas alternativos orientados, en todo caso, a lograr la mayor automatización posible de dichos intercambios de información.

Disposición transitoria quinta. *Acceso y conexión a la red.*

En tanto no se establezcan nuevas normas técnicas para la conexión a la red eléctrica de las instalaciones sometidas al presente real decreto, en lo relativo al acceso y conexión, y sin perjuicio de la existencia de otras referencias existentes en la normativa vigente, se atenderá a lo estipulado en el anexo XV.

Disposición transitoria sexta. *Aplicación de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión.*

1. Las instalaciones o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas y las instalaciones eólicas que se encuentren situadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares a las que les sea de aplicación la obligación establecida en el apartado d) del artículo 7 del presente real decreto, están obligadas al cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión establecidos en el procedimiento de operación para las instalaciones eólicas situadas en la península, hasta que se desarrolle un procedimiento de operación para dichas instalaciones.

2. Estarán exceptuadas de la obligación recogida en el apartado d) del artículo 7 del presente real decreto, aquellas instalaciones que hayan sido declaradas como no adaptables o bien aquellas instalaciones que cuenten con modelos de aerogeneradores que hayan sido declarados como no adaptables a los efectos de la obligación del cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión por resolución del Director General de Política Energética y Minas.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá resolver la imposibilidad de adecuación de un modelo concreto de aerogenerador o de una instalación concreta a los efectos del cumplimiento del requisito de respuesta frente a huecos de tensión, siempre y cuando esta haya sido solicitada con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. La resolución de aceptación de la imposibilidad de adecuación y la exención de la penalización, se establecerán durante un plazo determinado. Esta resolución será objeto de publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Disposición transitoria séptima. *Cumplimiento de la obligación de adscripción a un centro de control de generación por las instalaciones y agrupaciones de instalaciones.*

1. Los titulares de las instalaciones y agrupaciones de instalaciones que deban estar adscritas a un centro de control de generación de acuerdo con lo previsto en el apartado c) del artículo 7 del presente real decreto, que con anterioridad a la entrada en vigor del mismo no estuvieran obligadas a ello, tendrán de plazo hasta el 31 de mayo de 2015, para adaptarse al cumplimiento de dicha obligación.

2. Los titulares de las instalaciones y agrupaciones de instalaciones que deban estar adscritas a un centro de control de generación de acuerdo con lo previsto en la disposición adicional duodécima del presente real decreto, que con anterioridad a la entrada en vigor del mismo no estuvieran obligadas a ello, tendrán de plazo hasta el 31 de mayo de 2015, para adaptarse al cumplimiento de dicha obligación.

Disposición transitoria octava. *Particularidades relativas a determinadas liquidaciones del régimen retributivo específico.*

1. Cada una de las liquidaciones que deban realizarse a las instalaciones de acuerdo a lo dispuesto en la disposición transitoria tercera.2 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se realizará de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) Se realizará en primer lugar la liquidación de las cantidades correspondientes al régimen retributivo específico del periodo al que se refiera dicha liquidación de acuerdo al procedimiento general de liquidaciones previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en su normativa de desarrollo incluyendo, en su caso, la financiación de desviaciones transitorias o desajustes.

b) Una vez realizada la anterior liquidación, se procederá a incorporar la novena parte de los derechos de cobro u obligaciones de pago resultantes de la aplicación de la metodología establecida en el presente real decreto a la energía producida desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, hasta la entrada en vigor de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo régimen retributivo.

En caso de que esta cantidad suponga una obligación de ingreso al sistema de liquidaciones, y supere el límite del 50 por ciento de la suma de la cantidad que resulte de lo dispuesto en el apartado a) anterior y del derecho de cobro de la energía entregada al sistema valorada al precio del mercado diario del mes al que se refiera la liquidación, la cantidad a incorporar como obligación de ingreso al sistema de liquidaciones será el máximo entre dicho límite y la doceava parte de las obligaciones de pago, resultantes de la aplicación de la metodología establecida en el presente real decreto a la energía producida desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, hasta la entrada en vigor de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo régimen retributivo.

Como excepción a lo dispuesto en el párrafo anterior, para las instalaciones que desde la entrada en vigor de este real decreto hasta el 30 de noviembre de 2015 hayan tenido un número de horas equivalentes de funcionamiento inferior al umbral de funcionamiento al que hace referencia el artículo 21.3 de este real decreto, con independencia de que hubieran solicitado la renuncia temporal al régimen retributivo específico, el órgano encargado de las liquidaciones podrá fraccionar, a solicitud del interesado, el pago de los derechos de cobro u obligaciones de pago resultantes referidos anteriormente. Esta solicitud se podrá dirigir al órgano encargado de la liquidación hasta el 31 de enero de 2016.

El fraccionamiento se realizará en los siguientes términos en función del importe total de la deuda: 1.º hasta 25.000 euros por MW, el plazo máximo de devolución pasará a ser treinta y seis meses, 2.º de 25.000 euros por MW a 200.000 euros por MW, el plazo máximo pasará a ser cuarenta y ocho meses, 3.º superiores a 200.000 euros por MW, el plazo máximo pasará a ser sesenta meses.

c) La cantidad que no se hubiera ingresado por encima de los límites establecidos en el segundo párrafo del apartado b), se añadirá en la siguiente liquidación a la novena parte definida en el primer párrafo de dicho apartado.

d) A efectos del cálculo de las obligaciones de pago y derechos de cobro resultantes de la aplicación de lo dispuesto en la disposición transitoria tercera.2 del Real Decreto-ley 9/2013, se tendrá en cuenta lo siguiente en relación con las liquidaciones realizadas a cuenta:

i) En el caso de que el importe mensual correspondiente a la liquidación de la instalación del régimen especial a la que hace referencia el artículo 6.b) del Real Decreto 302/2011, de 4 de marzo, por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso del sector eléctrico, haya supuesto un derecho de cobro, el organismo liquidador tendrá en cuenta el importe de la prima del régimen especial liquidado a cuenta sumado dicho derecho de cobro.

ii) En el caso de que el importe mensual correspondiente a la liquidación de la instalación del régimen especial a la que hace referencia el artículo 6.b) del Real Decreto 302/2011, de 4 de marzo, haya supuesto una obligación de pago, el organismo liquidador tendrá en cuenta el importe de la prima del régimen especial liquidada a cuenta deducida dicha obligación de pago.

Lo dispuesto en este apartado 1 resultará de aplicación a partir de la séptima liquidación del ejercicio 2014, imputándose al ejercicio 2013 hasta que se realice la liquidación complementaria de la 14 del ejercicio 2013 e imputándose, posteriormente, a los siguientes ejercicios.

2. Aquellas obligaciones de ingreso correspondientes a las liquidaciones a cuenta realizadas al amparo de la disposición transitoria tercera.2 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, así como aquellas otras liquidaciones que se deriven de modificaciones o cancelaciones de inscripciones en el registro de régimen retributivo específico realizadas al amparo de la disposición transitoria primera.6 de este real decreto, presentarán las particularidades establecidas en los siguientes apartados.

3. En el supuesto de incumplimiento de una obligación de ingreso por parte de los representantes indirectos de los sujetos del sistema eléctrico a los que corresponda efectuar pagos por liquidaciones, esta obligación de ingreso podrá ser compensada con los derechos de cobro correspondientes al mismo sujeto representado, aunque correspondan a distintas liquidaciones y aun cuando en el momento de llevar a cabo dicha compensación tuviera otro representante.

A estos efectos, el órgano encargado de realizar la liquidación tramitará un procedimiento, en el que se garantizará la audiencia al representante y al sujeto representado, en el que el plazo para dictar y notificar su resolución será de seis meses. Desde el momento en el que se inicie este procedimiento se podrán suspender cautelarmente los derechos de cobro hasta que este se resuelva. No procederá la compensación en aquellos casos en que se acredite que el sujeto representado hubiera pagado al representante la cuantía correspondiente a la obligación de ingreso.

El derecho de cobro con el cual se realice la citada compensación se minorará en 5 €/MWh cedido para garantizar que se dejan a salvo las cantidades que corresponda percibir al representante en concepto de representación del sujeto, en aquellos casos en que no se acredite que el sujeto representado haya pagado al representante esta cantidad.

4. En el supuesto de incumplimiento de una obligación de ingreso por parte de los sujetos del sistema eléctrico a los que corresponda efectuar pagos por liquidaciones, esta obligación de ingreso podrá ser compensada con los derechos de cobro correspondientes al mismo sujeto, aunque estas correspondan a distintas liquidaciones.

5. En aquellos casos en que el incumplimiento de la obligación de ingreso que corresponda a un sujeto productor o a su representante indirecto, no hubiera sido satisfecha en su totalidad de acuerdo con lo previsto en los apartados anteriores, podrá ser compensada con las cuantías correspondientes a la participación en el mercado de la energía proveniente de las instalaciones de producción de la titularidad del primero en los términos previstos a continuación.

a) El órgano encargado de las liquidaciones notificará al operador del mercado el importe del impago de las instalaciones de cada generador, especificando la fecha en la que dicho importe comenzó a devengar intereses de demora.

b) El operador del mercado, en la primera liquidación posterior a la notificación por el órgano encargado de la liquidación, incluirá una obligación de pago a cada instalación por el importe del impago notificado por dicho órgano, incrementado en el montante de los intereses de demora que correspondan conforme a la normativa de aplicación.

A efectos del cálculo de los citados intereses de demora, se computará como tiempo de devengo de los mismos el que medie hasta la fecha de cierre de la liquidación practicada por el operador del mercado.

En los casos en que el incumplimiento de la obligación de ingreso correspondiera a un sujeto productor que ofertara su energía al mercado a través de un representante indirecto, el operador del mercado requerirá a dicho representante el desglose horario por instalación de los programas casados por sus unidades de oferta, tanto en el mercado diario como en los distintos mercados intradiarios para todas las sesiones pendientes de liquidación económica. El operador del mercado, una vez recibida dicha información, procederá a calcular los derechos de cobro de las instalaciones titularidad del sujeto productor en los mercados diario e intradiarios.

En ningún caso la obligación de pago podrá ser superior al 40 por ciento del derecho de cobro de cada liquidación del mercado diario e intradiario. Si con la obligación de pago no quedara satisfecho el importe del impago y sus intereses de demora, el operador del mercado incluirá en las liquidaciones posteriores obligaciones de pago en los términos anteriormente descritos.

c) Los importes detraídos por el operador del mercado conforme a lo establecido en los apartados anteriores serán transferidos al órgano encargado de la liquidación.

6. En aquellos casos en que el incumplimiento de la obligación de ingreso que corresponda a un sujeto productor o a su representante indirecto, no hubiera sido satisfecha en su totalidad de acuerdo con lo previsto en los apartados anteriores, será compensada con las cuantías liquidadas por el operador del sistema que correspondan al mismo sujeto productor.

Disposición transitoria novena. *Condiciones de eficiencia energética y configuración de medida para las instalaciones de cogeneración.*

1. A las instalaciones de cogeneración que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, que no hubieran sido objeto de una modificación sustancial bajo el amparo de lo previsto en el artículo 4.bis del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y que tengan un valor de retribución a la inversión distinto de cero, no les será de aplicación lo establecido en los apartados 1, 2 y 5 del artículo 27 y en el artículo 32.1, aplicándoles en su lugar lo dispuesto en la presente disposición.

2. Las citadas instalaciones deberán cumplir con las condiciones de eficiencia energética dispuestas en el anexo XIV.

Asimismo, deberán calcular y acreditar el rendimiento eléctrico equivalente alcanzado por su instalación en cada año, superando los mínimos exigidos, en los términos previstos en el anexo XIV, comunicándolo por vía electrónica al organismo encargado de la liquidación antes del 31 de marzo del año siguiente. Para ello, deberán acreditar y justificar el calor útil producido por la planta y efectivamente aprovechado por la instalación consumidora del mismo.

Aquellas instalaciones que en el cómputo de un año no hayan cumplido con dichas exigencias, verán corregidos los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico, atendiendo únicamente a la energía eléctrica que hubiera cumplido con el rendimiento eléctrico equivalente establecido en el anexo XIV. Para ello se multiplicarán los ingresos que le hubieran correspondido del régimen retributivo específico, por el ratio de la energía eléctrica que hubiera cumplido con el rendimiento eléctrico equivalente sobre la electricidad neta total generada.

3. Para estas instalaciones, las referencias a cogeneración de alta eficiencia realizadas en el presente real decreto se entenderán realizadas a cogeneración que cumpla con las condiciones de eficiencia energética del anexo XIV.

4. Las instalaciones de cogeneración que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio cuyo valor de retribución a la inversión sea cero no les será de aplicación el artículo 32.3.

5. Aquellas instalaciones de cogeneración en las cuales el aprovechamiento del calor útil se realice con el propósito indistinto de utilización como calor o frío para climatización de edificios, podrán con carácter voluntario acogerse a lo previsto en el anexo XVI. En este caso, las particularidades para la aplicación del régimen retributivo específico se establecerán por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

6. Lo dispuesto en la disposición adicional primera del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se mantendrá vigente hasta la aprobación de la regulación de las condiciones técnicas para la conexión de las instalaciones de cogeneración y su consumidor asociado.

Disposición transitoria décima. *Prueba de potencia neta.*

Hasta la entrada en vigor de la normativa que regule los mecanismos de capacidad e hibernación, la prueba para acreditar la potencia neta de las instalaciones se realizará de acuerdo con lo previsto en el anexo XVII.

Hasta dicho momento, no será necesario realizar las pruebas para acreditar la potencia bruta y mínima a las que se refiere el artículo 37.3.

Disposición transitoria undécima. *Instalaciones que transitoriamente no dispongan de equipo de medida horaria.*

1. Estarán exentas del pago del coste de los desvíos aquellas instalaciones que, transitoriamente, no dispongan de equipo de medida horaria en virtud de lo establecido en la disposición transitoria segunda del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado mediante Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

2. El operador del sistema liquidará el déficit de desvíos correspondiente a aquellas instalaciones que están transitoriamente exentas del pago del coste de los desvíos, de acuerdo con la normativa de aplicación.

Disposición transitoria duodécima. *Expedientes en tramitación de cancelación por incumplimiento de las inscripciones en el registro de preasignación de retribución, al amparo del artículo 8 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.*

Los expedientes de cancelación por incumplimiento de las inscripciones en el registro de preasignación de retribución tramitados al amparo del artículo 8 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, cuya propuesta de iniciación se haya producido con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto, se tramitarán y resolverán conforme a lo previsto en Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, siéndoles de aplicación lo previsto en la disposición adicional séptima.8 de este real decreto.

Disposición transitoria decimotercera. *Consideración sobre la participación en los servicios de ajuste del sistema.*

1. Hasta la aprobación de la resolución de la Secretaría de Estado de Energía en los términos previstos en el artículo 10.2 del presente real decreto, se consideran como no aptos para participar en los servicios de ajuste los generadores que de acuerdo a la clasificación establecida en este real decreto se encuentren incluidos en los grupos b.1, b.2 y b.3, así como los generadores hidráulicos fluyentes integrados en los grupos b.4 y b.5.

2. En cuanto a las pruebas de habilitación para participar en cada uno de los servicios de ajuste, aquellas instalaciones que a la entrada en vigor de este Real Decreto ya hubieran superado las pruebas existentes hasta la fecha, no deberán volver a superar las mismas.

Disposición transitoria decimocuarta. *Cumplimiento de la obligación de seguimiento de instrucciones dictadas por el operador del sistema para la modificación del rango de factor de potencia por las instalaciones.*

Los titulares de las instalaciones que deban cumplir con la obligación de seguimiento de las instrucciones dictadas por el operador del sistema para la modificación del rango de factor de potencia de acuerdo con lo previsto en el apartado e) del artículo 7 del presente real decreto, que con anterioridad a la entrada en vigor del mismo no estuvieran obligadas a ello, tendrán de plazo hasta el 31 de mayo de 2015, para adaptarse al cumplimiento de dicha obligación.

Disposición transitoria decimoquinta. *Instalaciones con diferentes modalidades de representación ante los distintos organismos.*

(Derogada)

Disposición transitoria decimosexta. *Adaptación del sistema de retribución de energías renovables, cogeneración y residuos al procedimiento establecido para las liquidaciones de las actividades reguladas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.*

1. Como consecuencia de la adaptación del sistema de retribución de energías renovables, cogeneración y residuos, al procedimiento general de liquidaciones previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, el pago de las posibles liquidaciones que deba realizar el órgano encargado a partir del 1 de enero de 2014 sobre la energía generada en ejercicios anteriores a 2014, quedará supeditado a la disponibilidad de fondos del ejercicio 2013, o a la realización de las liquidaciones correspondientes al ejercicio 2013 de acuerdo al mencionado procedimiento general.

2. Hasta la publicación del desarrollo reglamentario previsto en el artículo 18.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los sujetos deberán enviar al órgano encargado de realizar la liquidación la información exigida en la Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, así como cualquier otra necesaria para poder liquidar que les sea requerida por dicho órgano.

Disposición transitoria decimoséptima. *Solicitudes y convocatorias al amparo del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

1. Quedan sin efecto las solicitudes pendientes de resolución que fueron presentadas al amparo de la disposición adicional segunda del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, así como la convocatoria de pequeñas instalaciones que fue aprobada, al amparo de la disposición adicional tercera del citado real decreto, por Resolución de 24 de noviembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la convocatoria de un procedimiento de concurrencia competitiva para la obtención del derecho a la percepción de un régimen económico adicional a la retribución del mercado de producción de energía eléctrica, para proyectos de instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador.

2. A estos efectos, en el plazo máximo de seis meses desde la entrada en vigor de este real decreto, los interesados en estos procedimientos podrán solicitar la devolución de las garantías que hubieran depositado al amparo de lo previsto en los artículos 59 bis y 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, y en el artículo 4.3 i) del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, y demás disposiciones de aplicación.

3. Las instalaciones a las que les hubiera sido otorgado un régimen económico específico al amparo de lo dispuesto en la disposición adicional segunda y de la disposición adicional tercera del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, deberán mantenerse en el cumplimiento de los requisitos previstos en la citadas disposiciones o de las condiciones que hubieran sido impuestas en las resoluciones de autorización o concesión. El incumplimiento de dichas condiciones podrá suponer la pérdida del régimen económico asignado, todo ello sin perjuicio de los procedimientos sancionadores que puedan iniciarse.

Para estas instalaciones, el órgano competente de la Comunidad Autónoma donde se ubiquen realizará el seguimiento del cumplimiento de los requisitos asociados al carácter experimental o innovador, según corresponda. A estos efectos, los titulares de las instalaciones deberán remitir, con carácter anual, y dentro del primer trimestre de cada año, una memoria de actividad al órgano competente de la Comunidad Autónoma, quien remitirá, a su vez, de oficio copia de la misma a la Dirección General de Política Energética y Minas. La Dirección General de Política Energética y Minas, podrá establecer el contenido mínimo de la citada memoria de actividad, mediante resolución que será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

Disposición transitoria decimoctava. *Hitos relativos al cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero aplicables a los biolíquidos, biogás y combustibles sólidos de biomasa.*

1. Lo dispuesto en el artículo 33 bis será de aplicación para la energía eléctrica generada a partir del 1 de enero de 2023. Para la energía generada con anterioridad a esta fecha, se aplicará lo dispuesto en esta disposición.

2. Los titulares de las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo específico de los grupos b.6, b.7, b.8 y c.2 que utilicen biolíquidos, biogás o combustibles sólidos de biomasa deberán remitir en el plazo de 15 días desde la fecha de vencimiento de cada hito, por vía electrónica, al organismo encargado de realizar la liquidación, la siguiente

información relativa a la verificación del cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables:

a) Hito 1: declaración responsable en la que se manifieste que se ha suscrito con anterioridad al 30 de junio de 2022 un compromiso de adhesión con un sistema voluntario reconocido por la Comisión Europea.
b) Hito 2: declaración responsable en la que se manifieste que antes del 30 de septiembre de 2022 se ha certificado la instalación de generación de energía eléctrica bajo un sistema voluntario reconocido por la Comisión Europea.

3. En caso de incumplimiento de los requisitos en las fechas indicadas en cada uno de los hitos, el organismo encargado de realizar la liquidación minorará la cuantía del régimen retributivo específico correspondiente a la energía generada desde el día siguiente al del vencimiento del plazo del hito correspondiente hasta el primer día del mes siguiente al del cumplimiento del referido hito o, como máximo, hasta el 31 de diciembre de 2022. A estos efectos, cuando se cumpla el correspondiente hito, deberá remitirse declaración responsable en la que se indique expresamente la fecha de cumplimiento del mismo.
Los porcentajes de la minoración serán los siguientes:

a) Hito 1: 10 por ciento.
b) Hito 2: 15 por ciento.

En el caso en que se incumplan las obligaciones de remisión de información correspondientes a los dos hitos, se acumularán los porcentajes de minoración.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas todas las normas de igual o inferior rango en cuanto contradigan o se opongan a lo dispuesto en el presente real decreto, y en particular:

a) El Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
b) El Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.

Disposición final primera. *Título competencial.*

1. El presente real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético.
2. Asimismo, lo dispuesto en los capítulos I y II del título V se dicta al amparo del artículo 149.1.22.ª de la Constitución Española que atribuye al Estado la competencia sobre la autorización de las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a otra Comunidad.

Disposición final segunda. *Modificación del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado mediante el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.*

El Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado mediante Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, queda modificado en los siguientes términos:

Uno. Se añade un párrafo al final del artículo 9.8 que queda redactado como sigue:

> «Las empresas distribuidoras deberán poner a disposición de los productores cuyos puntos de medida sean de tipo 5, los equipos de medida en régimen de alquiler.

En caso de que el productor opte por alquilar el equipo de medida, el precio de alquiler será el mismo que el regulado para dichos equipos de medida instalados en puntos de medida tipo 5 de consumo e incluirá los mismos conceptos.»

Dos. El artículo 28 queda redactado en los siguientes términos:

«Artículo 28. *Periodicidad de las lecturas.*

Las instrucciones técnicas complementarias fijarán la periodicidad de las lecturas de la información correspondiente a equipos de medida dotados de comunicaciones y las lecturas locales o visuales de los contadores principales y redundantes.

Sin perjuicio de lo anterior, la lectura de la energía generada por las instalaciones de generación cuyos puntos de medida sean tipo 3 y 5 será mensual.

A petición de cualquiera de los participantes en una medida y previa justificación se podrán realizar lecturas adicionales, corriendo los gastos por cuenta del solicitante, sin perjuicio de la posible utilización posterior de dicha información a los efectos que procedan.»

Tres. El apartado 3 de la disposición transitoria segunda queda redactado en los siguientes términos:

«3. En los puntos de medida tipo 5 de consumidores, regulados en el Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, se podrán seguir utilizando los equipos de medida ya instalados, hasta su sustitución en cumplimiento del Plan de Sustitución de contadores previsto en la disposición adicional vigésima segunda del citado Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre.

Los equipos de medida instalados en puntos de medida tipo 5 de generación, regulados en el Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, deberán ser sustituidos por equipos con discriminación horaria e integrados en el sistema de telegestión de su encargado de la lectura con anterioridad al 31 de mayo de 2015.»

Disposición final tercera. *Modificación del Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.*

El Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial queda modificado como sigue:

Uno. Se añade un apartado 5 en el artículo 3 con la siguiente redacción:

«5. Para las instalaciones acogidas al régimen económico regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, se podrá requerir, además de lo previsto en los apartados anteriores, la acreditación de la disposición de la inscripción definitiva de la instalación y del comienzo de venta de energía antes del vencimiento del plazo otorgado.»

Dos. Se modifica el artículo 5 que queda redactado como sigue:

«Artículo 5. *Efectos de la acreditación y falta de acreditación de la disposición de los equipos necesarios y del resto de obligaciones de finalización de las instalaciones en plazo.*

1. Para las instalaciones acogidas al régimen económico regulado en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, la acreditación en plazo, en los términos establecidos en el artículo 3 de esta disposición, de la instalación de los equipos necesarios en fecha anterior al 30 de septiembre de 2008, determinará que el titular de la instalación mantenga el derecho al cobro de la tarifa regulada desde el momento en que haya empezado a producir.

2. Para las instalaciones acogidas al régimen económico regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, la acreditación en plazo, en los términos establecidos en el artículo 3 de esta disposición de la instalación de los equipos

necesarios, así como de la disposición de inscripción definitiva de la instalación y comienzo de venta de energía en fecha no posterior a la fecha límite establecida en el apartados 1 del artículo 8 del citado real decreto y, en su caso, en el apartado 2 del mismo, de acuerdo con su redacción original, determinará que el titular de la instalación mantenga el derecho al cobro del régimen económico primado desde el momento en que haya empezado a producir.

3. La falta de acreditación en plazo de dicha instalación, o de la obligación de disponer de inscripción definitiva de la instalación y de comenzar a vender energía eléctrica en los términos previstos en el referido artículo 8 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, o bien la constatación, mediante otros medios, de que la instalación no disponía de los equipos necesarios para la producción de energía eléctrica, obligará al órgano correspondiente de la Secretaria de Estado de Energía a suspender, con carácter cautelar, el pago de la prima equivalente, excepto los complementos que pudieran corresponder, a expensas de la resolución definitiva que deba recaer en el procedimiento regulado en el artículo siguiente.

Sin perjuicio de lo anterior, el titular de la instalación mantendrá su derecho a participar en el mercado de producción.»

Tres. Se modifica el primer párrafo del artículo 6.2 que queda redactado como sigue:

«2. A la vista de la documentación remitida con arreglo al apartado precedente, la Dirección General de Política Energética y Minas iniciará, de oficio, un procedimiento que tendrá por objeto la declaración de que la instalación no cumple con los requisitos para la aplicación del régimen económico primado y que, en consecuencia, no le es aplicable dicho régimen. Dicho procedimiento, en el que se dará audiencia al interesado, concluirá por resolución en la que, si se declarase la inaplicación del correspondiente régimen económico, se dispondrá también el reintegro de las cantidades indebidamente percibidas en concepto de prima equivalente, con los intereses de demora correspondientes, cantidades todas ellas que serán incluidas como ingresos liquidables del sistema, así como el resto de consecuencias jurídicas derivadas del incumplimiento de las obligaciones de finalización de la instalación en plazo. Del propio modo se acordará, en su caso, la pérdida de la prioridad que le pudiera haber otorgado la inscripción definitiva al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.»

Disposición final cuarta. *Modificación del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.*

Se modifica el apartado 7 del artículo 4 del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, que queda redactado como sigue:

«7. La energía a considerar en cada periodo deberá coincidir con la facilitada por el encargado de la lectura.

En el caso de instalaciones de cogeneración se considerará como energía vertida a la red la energía vendida en el mercado de producción, a través de cualquiera de las modalidades de contratación.»

Disposición final quinta. *Modificación del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.*

El artículo 14.1 d) y e) del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, queda modificado en los siguientes términos:

«d) Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 s y de mínima 3 s respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 *U*n y 0,85 *U*n) como se recoge en la tabla 1, donde

lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles. En los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, los valores anteriores serán los recogidos en los procedimientos de operación correspondientes. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

Tabla 1

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo de actuación
Sobretensión –fase 1.	*U*n + 10%	Máximo 1,5 s
Sobretensión – fase 2.	*U*n + 15%	Máximo 0,2 s
Tensión mínima.	*U*n - 15%	Máximo 1,5 s*
Frecuencia máxima.	51 Hz	Máximo 0,5 s
Frecuencia mínima.	48 Hz	Mínimo 3 s

* En el caso de instalaciones con obligación de cumplir requisitos de comportamiento frente a huecos de tensión el tiempo de actuación será igual a 1,5 s.

e) Además para tensión mayor de 1 kV y hasta 36 kV, inclusive, se deberá añadir el criterio de desconexión por máxima tensión homopolar.»

Disposición final sexta. *No incremento de gasto.*

La implantación de los registros contemplados en el presente real decreto no supondrá incremento del gasto público, y los gastos derivados de su funcionamiento se imputarán al presupuesto de gasto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo al que se adscriben.

Disposición final séptima. *Desarrollo normativo y modificaciones del contenido de los anexos.*

Se autoriza al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo de este real decreto y para modificar sus anexos, excepto los anexos VI, IX, XIII, y XV.

Disposición final octava. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Consideraciones sobre instalaciones de los grupos b.6, b.7 y b.8

1. Se considerarán excluidos de la categoría b) los siguientes combustibles:

1. Combustibles fósiles, incluyendo la turba, y sus productos y subproductos.
2. Madera y residuos de madera:

a) Tratados químicamente durante procesos industriales de producción.
b) Mezclados con productos químicos de origen inorgánico.
c) De otro tipo, si su uso térmico está prohibido por la legislación.

3. Cualquier tipo de biomasa, biogás o biolíquido contaminado con sustancias tóxicas o metales pesados.
4. Papel y cartón.
5. Textiles.
6. Cadáveres animales o partes de los mismos, cuando la legislación solamente prevea una gestión de estos residuos diferente a la valorización energética.

7. La fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales, salvo los procedentes de los sectores forestales y agroganaderos.

2. Los sistemas de generación eléctrica a condensación incluidos en los grupos b.6 y b.8 deberán alcanzar los siguientes niveles de rendimiento para su generación bruta de energía eléctrica:

• 1. Un mínimo del 18 % para potencias hasta 5 MW.
• 2. Un mínimo del 20 % para potencias entre 5 MW y 10 MW.
• 3. Un mínimo del 22 % para potencias entre 10 MW y 20 MW.
• 4. Un mínimo del 24 % para potencias superiores a 20 MW.

El cálculo del rendimiento se realizará conforme a la siguiente fórmula:

$$Rendimiento = \frac{[PEB] \times 0{,}086}{EPC}$$

Donde:

• *[PEB]:* producción eléctrica bruta anual, en MWh.
• *EPC:* energía primaria consumida, en toneladas equivalentes de petróleo, contabilizando a PCI (poder calorífico inferior).

ANEXO II

Requisitos de envío de telemedidas

Aquellas instalaciones que tengan obligación de comunicar telemedidas al operador del sistema en tiempo real según el artículo 7.c) deberán cumplir lo dispuesto en el presente anexo.

En el caso de que el sistema de telemedidas en tiempo real comparta algún elemento con el sistema de medidas objeto del Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, deberá asegurarse que su funcionamiento no interfiera con el suministro de los datos requeridos para la correcta facturación de los peajes de acceso y la energía que haya de liquidarse en el mercado, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Con el objeto de asegurar su cumplimiento, los equipos de telemedidas en tiempo real deberán cumplir los siguientes requisitos:

a) Cualquier equipo conectado a los secundarios de los transformadores de medida deberá contar con la aprobación previa por parte de los encargados de la lectura, cumpliéndose las condiciones establecidas en las Instrucciones Técnicas Complementarias del citado Reglamento unificado de puntos de medida respecto a cargas y caídas de tensión en los circuitos secundarios de los transformadores de medida.

b) En el supuesto de que los equipos para telemedidas en tiempo real y los contadores compartan secundarios, la precisión de los transformadores de tensión e intensidad será la que corresponda al conjunto de la instalación acorde al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto. En este caso, los dispositivos de telemedidas en tiempo real deberán disponer de un bloque de pruebas precintable que permita su separación para sustitución o pruebas sin interrumpir las funciones del circuito de medida.

c) Si el equipo de telemedidas en tiempo real compartiese los transformadores de tensión e intensidad con los contadores de facturación y liquidación, los circuitos de intensidad de la remota de telemedidas se deben conexionar al final de la serie.

d) En el caso de que se utilicen secundarios independientes de los utilizados para facturación y liquidación, la precisión mínima de los transformadores de tensión e intensidad será de clase 0.5, debiendo justificarse mediante ensayos que la precisión de la transformación para medida es adecuada para un determinado rango de cargas en los otros devanados secundarios. En cualquier caso, la carga que soporten los secundarios no

dedicados a medida deberá mantenerse siempre dentro del rango especificado en los ensayos, lo que podrá ser objeto de comprobación por el encargado de la lectura o verificador de medidas eléctricas.

Si para la instalación del equipo de telemedidas en tiempo real es preciso llevar a cabo cualquier trabajo de desprecintado de los equipos de medida de facturación y liquidación, el titular del punto de suministro, o en su caso, su representante, deberá contactar con el encargado de la lectura para solicitar una orden de desprecintado, de acuerdo a los procedimientos específicos desarrollados por el mismo para dichas actuaciones, conforme a lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto. La instalación de cualquier dispositivo destinado a las telemedidas en tiempo real que pueda interferir en el sistema de comunicaciones para el envío de la medida de liquidación deberá ser previamente autorizada por el encargado de la lectura, debiendo darse prioridad, en cualquier caso, al envío de información para la telemedida de facturación y liquidación. El procedimiento para llevar a cabo dicha autorización, así como los requisitos a cumplir por los sistemas de comunicación instalados, serán los establecidos en los procedimientos de operación.

Los fabricantes de los equipos de telemedidas en tiempo real instalados deberán certificar el cumplimiento de las especificaciones técnicas exigidas para dichos equipos. El procedimiento para la verificación del funcionamiento del sistema de telemedidas será el establecido en el correspondiente procedimiento de operación. En caso de que los encargados de la lectura detecten anomalías en las medidas de facturación y liquidación que puedan deberse a la instalación de equipos de telemedidas en tiempo real, deberán actuar según lo indicado en los procedimientos de operación. Si tras las correspondientes verificaciones y/o inspecciones se detectara que las anomalías se deben a la instalación de equipos de envío de telemedidas en tiempo real, podrán solicitar la adecuación de los equipos a las condiciones establecidas, con objeto de dar cumplimiento a las exigencias del Reglamento Unificado de Puntos de Medida.

ANEXO III

Control de factor de potencia

1. A los efectos de lo previsto en el artículo 7, se establece el rango del factor de potencia obligatorio de referencia entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo.

No obstante lo anterior, el factor de potencia exigido a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, será el establecido en el artículo 12.4 de dicho real decreto.

Lo anterior, se entenderá sin perjuicio de las obligaciones relativas al rango de factor de potencia que se deriven del cumplimiento de las obligaciones recogidas en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016 y en la orden ministerial que apruebe los requisitos que deben establecer los gestores de red pertinentes de conformidad con lo establecido en dicho reglamento.

La regulación del factor de potencia se realizará y se obtendrá haciendo uso del equipo de medida contador-registrador de la instalación de producción. Se calculará con tres cifras decimales y el redondeo se hará por defecto o por exceso, según que la cuarta cifra decimal sea o no menor de cinco.

2. La penalización por incumplimiento de las obligaciones establecidas en el apartado e) del artículo 7 se establece en 0,261 c€/kWh.

La penalización se aplicará con periodicidad horaria, realizándose, al finalizar cada mes, un cómputo mensual, que será destinado a minorar el coste de los servicios de ajuste que correspondan.

ANEXO IV

Perfiles horarios para las instalaciones que no cuenten con medida horaria

1. En el caso de que la instalación no disponga de medida horaria, se calculará su energía en cada hora multiplicando la potencia instalada de la instalación por el factor de funcionamiento establecido en los tablas siguientes para cada tecnología y mes. En el caso de la fotovoltaica, se tomará el cuadro correspondiente a la zona solar donde esté ubicada físicamente la instalación, de acuerdo con la zonificación climática establecida en el Código Técnico de la Edificación.

A continuación se indican los perfiles de producción para las instalaciones fotovoltaicas y las hidráulicas. Para el resto de las tecnologías, se considerará, salvo mejor previsión, como factor de funcionamiento 0,85 en todas las horas del año.

a) Perfil horario de producción para las instalaciones hidráulicas.

Mes	Factor de funcionamiento
Enero.	0,41
Febrero.	0,36
Marzo.	0,38
Abril.	0,42
Mayo.	0,43
Junio.	0,32
Julio.	0,24
Agosto.	0,19
Septiembre.	0,17
Octubre.	0,23
Noviembre.	0,32
Diciembre.	0,35

b) Perfil horario de producción para las instalaciones fotovoltaicas.

Los valores de las horas que aparecen en las tablas siguientes corresponden al tiempo solar. En el horario de invierno la hora civil corresponde a la hora solar más 1 unidad, y en el horario de verano la hora civil corresponde a la hora solar más 2 unidades. Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha de cambio oficial de hora.

Factor de funcionamiento para un perfil horario de una instalación fotovoltaica

ZONA I

ZONA I	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0,05	0,14	0,22	0,28	0,3	0,28	0,22	0,14	0,05	0	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0,09	0,11	0,22	0,31	0,38	0,4	0,38	0,31	0,22	0,11	0,2	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	0,32	0,2	0,32	0,42	0,49	0,52	0,49	0,42	0,32	0,2	0,9	0	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0,05	0,16	0,28	0,4	0,5	0,57	0,6	0,57	0,5	0,4	0,28	0,16	0,05	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0,02	0,11	0,22	0,34	0,45	0,55	0,61	0,63	0,61	0,55	0,45	0,34	0,22	0,11	0,02	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0,04	0,14	0,26	0,38	0,5	0,59	0,66	0,68	0,66	0,59	0,5	0,25	0,26	0,14	0,04	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0,03	0,14	0,26	0,4	0,53	0,63	0,7	0,73	0,7	0,63	0,53	0,4	0,26	0,14	0,03	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0,08	0,2	0,34	0,47	0,57	0,65	0,67	0,65	0,57	0,47	0,34	0,2	0,08	0	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0,01	0,12	0,25	0,38	0,5	0,57	0,6	0,57	0,25	0,38	0,01	0,12	0,1	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0,04	0,15	0,27	0,37	0,44	0,47	0,44	0,37	0,27	0,15	0,04	0	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0,07	0,17	0,25	0,31	0,34	0,31	0,25	0,17	0,07	0	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0,04	0,12	0,2	0,26	0,28	0,26	0,2	0,12	0,04	0	0	0	0	0	0	0	0
Media anual	0	0	0	0	0,01	0,05	0,11	0,22	0,33	0,43	0,49	0,52	0,49	0,43	0,33	0,22	0,11	0,05	0,01	0	0	0	0	0
Total anual	0	0	0	0	2,79	16,51	41,87	79,5	120,4	156	180,4	189	180,4	156	120,4	79,5	41,87	16,51	2,79	0	0	0	0	0

ZONA II

ZONA II	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0,05	0,13	0,2	0,26	0,28	0,26	0,2	0,13	0,05	0	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0,02	0,12	0,23	0,33	0,39	0,42	0,39	0,33	0,23	0,12	0,02	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	0,09	0,21	0,34	0,45	0,53	0,55	0,53	0,45	0,34	0,21	0,09	0	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0,06	0,18	0,31	0,45	0,56	0,64	0,66	0,64	0,56	0,45	0,31	0,18	0,06	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0,02	0,12	0,25	0,39	0,53	0,64	0,72	0,74	0,72	0,64	0,53	0,39	0,25	0,12	0,02	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0,04	0,15	0,28	0,41	0,54	0,65	0,72	0,75	0,72	0,65	0,54	0,41	0,28	0,15	0,04	0	0	0	0	0

ZONA II	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Julio	0	0	0	0	0,04	0,16	0,3	0,45	0,6	0,72	0,8	0,83	0,8	0,72	0,6	0,45	0,3	0,16	0,04	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0,1	0,24	0,4	0,56	0,69	0,78	0,81	0,78	0,69	0,56	0,4	0,24	0,1	0	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0,02	0,14	0,29	0,44	0,57	0,66	0,69	0,66	0,57	0,44	0,29	0,14	0,02	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0,04	0,16	0,28	0,39	0,47	0,5	0,47	0,39	0,28	0,16	0,04	0	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0,07	0,16	0,25	0,31	0,33	0,31	0,25	0,16	0,07	0	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0,03	0,11	0,18	0,23	0,25	0,23	0,18	0,11	0,03	0	0	0	0	0	0	0	0
Media anual	0	0	0	0	0,01	0,05	0,13	0,24	0,37	0,47	0,54	0,57	0,54	0,47	0,37	0,24	0,13	0,05	0,01	0	0	0	0	0
Total anual	0	0	0	0	2,95	18,6	47,42	88,88	133,3	171,8	198	207,3	198	171,8	133,3	88,88	47,42	18,6	2,95	0	0	0	0	0

ZONA III

ZONA III	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0,06	0,15	0,23	0,29	0,31	0,29	0,23	0,15	0,06	0	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0,02	0,13	0,24	0,34	0,41	0,44	0,41	0,34	0,24	0,13	0,02	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	0,1	0,23	0,36	0,48	0,56	0,59	0,56	0,48	0,36	0,23	0,1	0	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0,06	0,2	0,35	0,5	0,62	0,71	0,74	0,71	0,62	0,5	0,35	0,2	0,06	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0,01	0,12	0,25	0,39	0,53	0,65	0,73	0,75	0,73	0,65	0,53	0,39	0,25	0,12	0,01	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0,04	0,16	0,31	0,46	0,61	0,74	0,82	0,85	0,82	0,74	0,61	0,46	0,31	0,16	0,04	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0,03	0,17	0,33	0,51	0,69	0,83	0,93	0,96	0,93	0,83	0,69	0,51	0,33	0,17	0,03	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0,11	0,27	0,45	0,63	0,78	0,88	0,91	0,88	0,78	0,63	0,45	0,27	0,11	0	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0,02	0,15	0,31	0,47	0,61	0,7	0,73	0,7	0,61	0,47	0,31	0,15	0,02	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0,05	0,17	0,31	0,42	0,5	0,53	0,5	0,42	0,31	0,17	0,05	0	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0,19	0,28	0,35	0,37	0,35	0,28	0,19	0,09	0	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0,05	0,13	0,22	0,27	0,29	0,27	0,22	0,13	0,05	0	0	0	0	0	0	0	0
Media anual	0	0	0	0	0,01	0,05	0,14	0,27	0,4	0,52	0,6	0,62	0,6	0,52	0,4	0,27	0,14	0,05	0,01	0	0	0	0	0
Total anual	0	0	0	0	2,5	19,45	51,42	97,72	146,6	189	217,8	228	217,8	189	146,6	97,72	51,42	19,45	2,5	0	0	0	0	0

ZONA IV

ZONA IV	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,23	0,34	0,43	0,46	0,43	0,34	0,23	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0,04	0,19	0,34	0,48	0,58	0,61	0,58	0,48	0,34	0,19	0,04	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	0,11	0,26	0,42	0,55	0,64	0,67	0,64	0,55	0,42	0,26	0,11	0	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0,06	0,19	0,35	0,5	0,63	0,72	0,75	0,72	0,63	0,5	0,35	0,19	0,06	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	0,13	0,28	0,44	0,6	0,74	0,83	0,86	0,83	0,74	0,6	0,44	0,28	0,13	0	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0,03	0,16	0,31	0,47	0,63	0,76	0,85	0,88	0,85	0,76	0,63	0,47	0,31	0,16	0,03	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0,02	0,16	0,33	0,51	0,69	0,83	0,93	0,97	0,93	0,83	0,69	0,51	0,33	0,16	0,02	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0,09	0,25	0,43	0,6	0,74	0,84	0,88	0,84	0,74	0,6	0,43	0,25	0,09	0	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0,02	0,16	0,32	0,49	0,63	0,73	0,76	0,73	0,63	0,49	0,32	0,16	0,02	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0,06	0,2	0,35	0,49	0,58	0,61	0,58	0,49	0,35	0,2	0,06	0	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	0,11	0,24	0,35	0,43	0,46	0,43	0,35	0,24	0,11	0	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0,08	0,2	0,31	0,38	0,41	0,38	0,31	0,2	0,08	0	0	0	0	0	0	0	0
Media anual	0	0	0	0	0	0,05	0,14	0,29	0,44	0,57	0,66	0,69	0,66	0,57	0,44	0,29	0,14	0,05	0	0	0	0	0	0
Total anual	0	0	0	0	1,5	18,55	52,86	105,5	160,8	209	241,8	253,4	241,8	209	160,8	105,5	52,86	18,55	1,5	0	0	0	0	0

ZONA V

ZONA V	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	0	0	0	0	0	0	0,01	0,12	0,25	0,36	0,44	0,47	0,44	0,36	0,25	0,12	0,01	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0,05	0,19	0,34	0,47	0,56	0,59	0,56	0,47	0,34	0,19	0,05	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	0,13	0,3	0,47	0,63	0,73	0,77	0,73	0,63	0,47	0,3	0,13	0	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0,05	0,2	0,38	0,55	0,7	0,79	0,83	0,79	0,7	0,55	0,38	0,2	0,05	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	0,11	0,28	0,46	0,64	0,79	0,89	0,93	0,89	0,79	0,64	0,46	0,28	0,11	0	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0,01	0,14	0,31	0,5	0,68	0,83	0,93	0,96	0,93	0,83	0,68	0,5	0,31	0,14	0,01	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0,01	0,14	0,32	0,52	0,71	0,88	0,99	1	0,99	0,88	0,71	0,52	0,32	0,14	0,01	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	0,09	0,26	0,46	0,65	0,82	0,93	0,97	0,93	0,82	0,65	0,46	0,26	0,09	0	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0,01	0,16	0,34	0,52	0,68	0,78	0,82	0,78	0,68	0,52	0,34	0,16	0,01	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0,08	0,23	0,39	0,53	0,63	0,67	0,63	0,53	0,39	0,23	0,08	0	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0,02	0,14	0,28	0,4	0,48	0,51	0,48	0,4	0,28	0,14	0,02	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0,01	0,1	0,22	0,33	0,41	0,44	0,41	0,33	0,22	0,1	0,01	0	0	0	0	0	0	0
Media anual	0	0	0	0	0	0,05	0,15	0,31	0,48	0,62	0,72	0,75	0,72	0,62	0,48	0,31	0,15	0,05	0	0	0	0	0	0
Total anual	0	0	0	0	0,51	16,8	56,07	114,1	173,8	225,6	261	273,4	261	225,6	173,8	114,1	56,07	16,8	0,51	0	0	0	0	0

ANEXO V

Información a aportar para la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico

Datos del titular
Nombre
NIF/ CIF
Domicilio Social: calle, plaza,…
Municipio
Código Postal
Provincia
País
Móvil
Fax
Correo electrónico
Datos del representante legal
Nombre
NIF/ CIF
Domicilio
Municipio
Código Postal
Provincia
Teléfono
Fax
Móvil
Correo electrónico
Datos de la instalación
Nombre identificativo de la solicitud / instalación
Potencia para la que solicita el régimen económico retributivo (KW)
Domicilio
Municipio
Código postal
Provincia
Referencia catastral
Coordenadas UTM de la línea poligonal que circunscribe a la instalación
Modificación de una instalación existente/Nueva instalación
En el caso de modificaciones de una instalación existente
Nombre de la instalación
Código del registro de instalaciones de producción de energía eléctrica de la instalación existente
Código CIL
Potencia instalada previa a la modificación (KW)

Datos para la identificación de la instalación tipo
Tipo de Tecnología (1)
Categoría, grupo y subgrupo (artículo 2)
Subtipo de tecnología (2)
Potencia clasificadora, a efectos de determinación de la instalación tipo (KW) (artículo 14)
Combustible (3)
Tipo de Hibridación (artículo 4)
Zona
Código de la instalación tipo o instalación tipo de referencia asociada. (4)
Información relativa a la garantía (artículo 44)
Número de registro del resguardo de garantía depositada ante la Caja General de Depósitos.
Cuantía de la garantía

(1): Tipo de tecnología: Cogeneración, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, eólica terrestre, eólica marina, hidráulica, biomasa, biogás y biolíquidos, residuos, aprovechamiento de las olas y otras tecnologías renovables.
(2): Subtipo de tecnología: Se considerarán los subtipos de tecnología que, en su caso, se definan en la orden por la que se aprueben los parámetros retributivos de las instalaciones tipo.
(3): Combustible: Se considerarán los combustibles definidos en la orden que, en su caso, se definan en la orden por la que se aprueben los parámetros retributivos de las instalaciones tipo. (4): Código de la instalación tipo o instalación tipo de referencia asociada: Cumplimentar teniendo en cuenta los valores anteriores y de acuerdo con las instalaciones tipos que se aprueben en la orden aplicable en su caso.

2. Información a aportar para la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.

Datos del titular
Nombre
NIF/ CIF
Domicilio Social: calle, plaza,...
Municipio
Código Postal
Provincia
País
Móvil
Fax
Correo electrónico
Datos del representante legal
Nombre
NIF/ CIF
Domicilio
Municipio
Código Postal
Provincia
Teléfono
Fax
Móvil
Correo electrónico

Datos de la instalación	
Nombre identificativo de la instalación	
Número de inscripción con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica	
Domicilio	
Municipio	
Código postal	
Provincia	
Referencia catastral	
Coordenadas UTM de la línea poligonal que circunscribe a la instalación	
Tipo de Hibridación (artículo 4)	
Empresa a la que vierte	
Datos de la unidad retributiva	
Número identificador en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.	
Identificador CIL de la unidad retributiva	
Potencia clasificadora, a efectos de determinación de la instalación tipo (KW) (artículo 14)	
Potencia instalada para la que se solicita la inscripción en estado de explotación (KW) (artículo 3 o, en su caso, disposición transitoria primera.5)	
Fecha de autorización de explotación definitiva	
Tipo de Tecnología (1)	
Categoría, grupo y subgrupo (artículo 2)	
Subtipo de tecnología (2)	
Para instalaciones fotovoltaicas	
	Tipo de fotovoltaica (3)
	Código de convocatoria de preasignación
Para instalaciones híbridas:	
	Subgrupo
	Potencia térmica
	Combustible hibridación
Combustible (4)	
Zona	
Modificación de una instalación existente/Nueva instalación	
Código de la instalación tipo o instalación tipo de referencia asociada (5)	
Normativa que otorgó el derecho económico	
Coordenadas UTM de la poligonal de la unidad retributiva	
Información relativa a la garantía (artículo 44)	
Número de registro del resguardo de garantía depositada ante la Caja General de Depósitos.	
Cuantía de la garantía a cancelar	
Información relativa a la garantía	

(1): Tipo de tecnología: Cogeneración, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, eólica terrestre, eólica marina, hidráulica, biomasa, biogás, residuos, aprovechamiento de las olas y otras tecnologías renovables.
(2): Subtipo de tecnología: Se considerarán los subtipos de tecnología que, en su caso, se definan en la orden por la que se aprueben los parámetros retributivos de las instalaciones tipo.
(3): Tipo de fotovoltaica: tipo I.1, tipo I.2, tipo II.
(4): Combustible: Se considerarán los combustibles definidos en la orden que, en su caso, se definan en la orden por la que se aprueben los parámetros retributivos de las instalaciones tipo. (5): Código de la instalación tipo o instalación tipo de referencia asociada: Cumplimentar teniendo en cuenta los valores anteriores y de acuerdo con las instalaciones tipos que se aprueben en la orden aplicable en su caso.

ANEXO VI

Metodología para el cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste de las instalaciones tipo asociadas a las instalaciones a las que se otorgue el régimen retributivo específico de acuerdo con el artículo 12

1. En la presente metodología para el cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste se realizan las siguientes consideraciones:

a) La inversión de la instalación tipo se imputa el 1 de enero del año de autorización de explotación definitiva.

b) los ingresos y los costes de explotación de la instalación tipo correspondientes a un año se imputan el 31 de diciembre de dicho año.

2. Para el establecimiento de los parámetros retributivos de aplicación en el semiperiodo regulatorio «j», de instalaciones tipo con año de autorización de explotación definitiva igual o superior al año de inicio del semiperiodo regulatorio «j», la metodología para el cálculo del coeficiente de ajuste de aplicación en dicho semiperiodo regulatorio será la siguiente:

$$C_{j,a} = \frac{VI_a - \sum_{i=a}^{a+VU-1} \frac{Ingf_i - Cexpf_i}{(1+t_j)^{i-a+1}}}{VI_a}$$

Donde:

$C_{j,a}$: Coeficiente de ajuste de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a» para el semiperiodo regulatorio «j» expresado en tanto por uno.

VI_a: Valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a» por unidad de potencia, expresada en €/MW.

a: Año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo.

VU: Vida útil regulatoria de la instalación tipo expresada en años.

$Ingf_i$: Estimación de los ingresos de explotación futuros por unidad de potencia que percibirá la instalación tipo en el año «i» hasta el fin de su vida útil regulatoria. Los ingresos de explotación incluirán los ingresos procedentes de la venta de la energía en el mercado y, en su caso, los ingresos derivados de la retribución a la operación y los ingresos regulados en los apartados 2 y 3 del artículo 24. Este valor se expresará en €/MW.

$Cexpf_i$: Estimación del coste futuro de explotación, por unidad de potencia, de la instalación tipo en el año «i» hasta el fin de su vida útil regulatoria. Este valor se expresará en €/MW.

t_j: Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable establecida para el semiperiodo regulatorio «j», expresada en tanto por uno. Esta tasa será la correspondiente a todo el periodo regulatorio de conformidad con el artículo 19. En los semiperiodos regulatorios pertenecientes al primer periodo regulatorio la tasa de actualización tomará como valor el de la rentabilidad razonable establecida en la disposición adicional primera.

El coeficiente de ajuste C estará comprendido entre 0 y 1. En el caso de que adopte valores negativos, se considerará que C toma el valor cero y en el caso de que adopte valores superiores a la unidad, se considerará que C toma el valor uno.

El valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio «j», para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», $VNA_{j,a}$, es igual al valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a» por unidad de potencia, expresada en €/MW (V1a).

3. Para la revisión de los parámetros retributivos de aplicación en el semiperiodo regulatorio j, prevista en el artículo 20, de las instalaciones tipo con autorización de explotación definitiva en el semiperiodo regulatorio anterior j-1, se aplicará la siguiente metodología para el cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste:

3.a) Valor neto del activo.

$$VNA_{j,a} = \left[VI_a(1+t_{j-1})^{p-a} - \sum_{i=a}^{p-1} (Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1} - Vajdm_{i,j-1})(1+t_{j-1})^{p-i-1} \right]$$

Donde:

$VNA_{j,a}$: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio «j», para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», expresada en €/MW.

VI_a: Valor de la inversión inicial de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a» por unidad de potencia, expresada en €/MW.

a: Año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo.

p: Primer año del semiperiodo regulatorio «j».

Tasa de actualización con la que se calcularon los parámetros retributivos en el semiperiodo regulatorio anterior «j-1».

$Ingf_{i,j-1:}$ Estimación de los ingresos de explotación futuros de la instalación tipo que se consideraron en el cálculo de los parámetros retributivos del semiperiodo «j-1» para el año «i», que incluían los ingresos procedentes de la venta de la energía en el mercado y, en su caso, los ingresos derivados de la retribución a la operación y los ingresos regulados en los apartados 2 y 3 del artículo 24, a los que se añaden los ingresos derivados de la retribución a la inversión, expresado en €/MW.

$Cexp_{i,j-1}$:Estimación del coste futuro de explotación de la instalación tipo que se consideró en el cálculo de los parámetros retributivos del semiperiodo «j-1» para el año «i», por unidad de potencia, expresado en €/MW.

$Vajdrn_{i,j-1}$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año «i» del semiperiodo regulatorio «j-1» expresado en €/MW, según lo establecido en el artículo 22.

En ningún caso el valor neto del activo será negativo. Si de la anterior formulación se obtuviera una valor negativo, se considerará que el valor neto del activo ($VNA_{j,a}$) toma como valor cero.

3.b) Coeficiente de ajuste.

$$C_{j,a} = \frac{VNA_{j,a} - \sum_{i=p}^{a+VU-1} \frac{Ingf_i - Cexpf_i}{(1+t_j)^{i-p+1}}}{VNA_{j,a}}$$

Donde:

$C_{j,a}$: Coeficiente de ajuste de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a» para el semiperiodo regulatorio «j» expresado en tanto por uno.

$VNA_{j,a}$: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio «j», para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», expresada en €/MW.

p: Primer año del semiperiodo regulatorio «j».

a: Año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo.

VU: Vida útil regulatoria de la instalación tipo expresada en años.

$Ingf_i$: Estimación de los ingresos de explotación futuros por unidad de potencia

que percibirá la instalación tipo en el año «i» hasta el fin de su vida útil regulatoria. Los ingresos de explotación incluirán los ingresos procedentes de la venta de la energía en el mercado y, en su caso, los ingresos derivados de la retribución a la operación y los ingresos regulados en los apartados 2 y 3 del artículo 24. Este valor se expresará en €/MW.

$Cexpf_i$: Estimación del coste futuro de explotación, por unidad de potencia, de la instalación tipo en el año «i» hasta el fin de su vida útil regulatoria. Este valor se expresará en €/MW.

t_i: Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable establecida para el semiperiodo regulatorio «j», expresada en tanto por uno. Esta tasa será la correspondiente a todo el periodo regulatorio de conformidad con el artículo 19. En los semiperiodos regulatorios pertenecientes al primer periodo regulatorio la tasa de actualización tomará como valor el de la rentabilidad razonable establecida en la disposición adicional primera.

El coeficiente de ajuste C estará comprendido entre 0 y 1. En el caso de que adopte valores negativos, se considerará que C toma el valor cero y en el caso de que adopte valores superiores a la unidad, se considerará que C toma el valor uno.

4. Para la revisión de los parámetros retributivos de aplicación en el semiperiodo regulatorio j, prevista en el artículo 20, de las instalaciones tipo con autorización de explotación definitiva anterior al inicio del semiperiodo regulatorio anterior j-1, se aplicará la siguiente metodología para el cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste:

4.a) Valor neto del activo.

$$VNA_{j,a} = \left[VNA_{j-1,a}\left(1 + t_{j-1}\right)^{sm} - \sum_{i=p-sm}^{p-1} \left(Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1} - Vajdm_{i,j-1}\right)\left(1 + t_{j-1}\right)^{p-i-1} \right]$$

Donde:

$VNA_{j,a}$: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio «j», para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», expresada en €/MW.

$VNA_{j-1,a}$: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio «j-1», para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», expresada en €/MW.

a: Año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo.

p: Primer año del semiperiodo regulatorio «j».

sm: Número de años del semiperiodo retributivo, toma valor 3 en virtud del artículo 15.

t_{j-1}: Tasa de actualización con la que se calcularon los parámetros retributivos en el semiperiodo regulatorio anterior «j-1».

$Ingf_{i,j-1:}$ Estimación de los ingresos de explotación futuros de la instalación tipo que se consideraron en el cálculo de los parámetros retributivos del semiperiodo «j-1» para el año «i», que incluían los ingresos procedentes de la venta de la energía en el mercado y, en su caso, los ingresos derivados de la retribución a la operación y los ingresos regulados en los apartados 2 y 3 del artículo 24, a los que se añaden los ingresos derivados de la retribución a la inversión, expresado en €/MW.

$Cexp_{i,j-1}$:Estimación del coste futuro de explotación de la instalación tipo que se consideró en el cálculo de los parámetros retributivos del semiperiodo «j-1» para el año «i», por unidad de potencia, expresado en €/MW.

Vajdrn $_{i,j-1}$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año «i» del semiperiodo regulatorio 1-1» expresado en €/MW, según lo establecido en el artículo 22.

En ningún caso el valor neto del activo será negativo. Si de la anterior formulación se obtuviera una valor negativo, se considerará que el valor neto del activo (VNAj,a) toma como valor cero.

4.b) Coeficiente de ajuste. Para su cálculo se utilizará la metodología definida en el apartado 3.b del presente anexo.

ANEXO VII

Declaración responsable relativa a la percepción de ayudas públicas con carácter previo a la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación

1. DECLARACIÓN RESPONSABLE DE NO HABERLE SIDO OTORGADA NINGUNA AYUDA PÚBLICA A LA INSTALACIÓN.

D.ª/D ....., mayor de edad, con documento nacional de identidad número ....., en nombre y representación de ....., con domicilio social en ..... y CIF ....., titular de la instalación con número de identificación en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación ....., CIL ..... y número de inscripción con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de..... producción de energía eléctrica dependiente del órgano competente .....

Declaro bajo mi responsabilidad, a los efectos previstos en el artículo 24.1 del Real Decreto XXX/2014, de xx de xxxx, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que no le ha sido otorgada ninguna ayuda pública por ningún concepto a la citada instalación.

Asimismo, me comprometo a notificar a la Dirección General de Política Energética y Minas el otorgamiento de cualquier ayuda pública que pudiera percibir, en el plazo de 3 meses desde su concesión, asumiendo las responsabilidades legales en caso de omisión de esta comunicación.

Por último, declaro conocer que será motivo para la cancelación de la inscripción de la citada instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación la constatación de la falsedad en la presente declaración responsable, de acuerdo con lo previsto en el artículo 49.1.1) del citado real decreto. Dicha cancelación tendría como efectos la pérdida del régimen retributivo específico y, en su caso, el reintegro de las cantidades indebidamente percibidas con los intereses de demora correspondientes. Todo ello sin perjuicio del régimen sancionador aplicable.

En ..... a ..... de ..... de .....

Firma

2. DECLARACIÓN RESPONSABLE DE HABERLE SIDO OTORGADAS AYUDAS PÚBLICAS A LA INSTALACIÓN.

D.ª/D ....., mayor de edad, con documento nacional de identidad número ....., en nombre y representación de ....., con domicilio social en ..... y CIF ....., titular de la instalación con número de identificación en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación ....., CIL ..... y número de inscripción con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de..... producción de energía eléctrica dependiente del órgano competente .....

Declaro bajo mi responsabilidad, a los efectos previstos en el artículo 24.1 del Real Decreto XXX/2014, de xx de xxxx, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que a la citada instalación le ha sido otorgada una ayuda pública del órgano ..... por un importe total de ....., cuya resolución de concesión de adjunta.

Asimismo me comprometo a notificar los hechos que supongan una modificación de dicha ayuda pública, asumiendo las responsabilidades legales en caso de, falsedad.

Por último, declaro conocer que será motivo para la cancelación de la inscripción de la citada instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación la constatación de la falsedad en la presente declaración responsable, de acuerdo con lo

previsto en el artículo 49.1.1) del citado real decreto. Dicha cancelación tendría como efectos la pérdida del régimen retributivo específico, y, en su caso, el reintegro de las cantidades indebidamente percibidas con los intereses de demora correspondientes. Todo ello sin perjuicio del régimen sancionador aplicable.

En ..... a ..... de ..... de .....

Firma

ANEXO VIII

Declaración responsable relativa a la percepción de ayudas públicas con posterioridad a la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación

D.ª/D ....., mayor de edad, con documento nacional de identidad número ....., en nombre y representación de ....., con domicilio social en ..... y CIF ....., titular de la instalación con número de identificación en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación ....., CIL ..... y número de inscripción con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de..... producción de energía eléctrica dependiente del órgano competente .....

Declaro bajo mi responsabilidad, a los efectos previstos en el artículo 24.1 del Real Decreto XXX/2014, de xx de xxxx, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que a la citada instalación le ha sido otorgada una ayuda pública del órgano ..... por un importe total de ....., cuya resolución de concesión de adjunta.

Asimismo manifiesto que me comprometo a notificar los hechos que supongan una modificación de dicha ayuda pública, asumiendo las responsabilidades legales en caso de falsedad.

Por último, declaro conocer que será motivo para la cancelación de la inscripción de la citada instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación la constatación de la falsedad en la presente declaración responsable, de acuerdo con lo previsto en el artículo 49.1.1) del citado real decreto. Dicha cancelación tendría como efectos la pérdida del régimen retributivo específico, y, en su caso, el reintegro de las cantidades indebidamente percibidas con los intereses de demora correspondientes. Todo ello sin perjuicio del régimen sancionador aplicable.

En ..... a ..... de ..... de .....

Firma

ANEXO IX

Retribución de las instalaciones híbridas

Para las instalaciones reguladas en el artículo 4, se calculará la energía proveniente de cada una de las fuentes renovables o de los combustibles principales (i), de la siguiente forma:

1. Hibridaciones tipo 1:

$$Eri = E \frac{C_i}{C_b}$$

Siendo:

E_n: Energía eléctrica vendida en el mercado de producción que ha sido generada a partir de la utilización del combustible i de los grupos b.6, b.8 y los licores negros del c.2.

E: Energía eléctrica total vendida en el mercado de producción generada a partir de todos los combustibles.

C_i: Energía primaria total procedente del combustible i (calculada por masa y PCI).

C_b: Energía primaria total procedente de todos los combustibles.

Atendiendo a lo anterior, los ingresos procedentes de la retribución a la operación que le corresponden a una instalación híbrida de tipo 1, se calculará de la siguiente forma:

$$Ing_{Ro} = \sum_{1}^{i} Ro_i \,.\, E_{ri}$$

Siendo:

Ing_{Ro}: Ingresos procedente de la retribución a la operación que le corresponden a una instalación híbrida de tipo 1.

$Ro_{i,}$: la retribución a la operación de la instalación tipo correspondiente al combustible i de los grupos b.6, b.8 y los licores negros del c.2

2. Hibridaciones tipo 2:

Se atenderá a lo expuesto en la Orden Ministerial por la que se establece la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles.

Los ingresos procedentes de la retribución a la operación que le corresponden a una instalación híbrida de tipo 2, se calcularán de la siguiente forma:

$$Ing_{Ro} = \sum_{1}^{i} Ro_i \,.\, E_{bi} + Ro_s . E_{rs}$$

Siendo:

Ing_{Ro}: Ingresos procedente de la retribución a la operación que le corresponden a una instalación híbrida de tipo 2.

E_{bi}: Energía eléctrica vendida en el mercado de producción que ha sido generada a partir de la utilización del combustible i de los grupos b.6, b.7 y b.8.

Ro_i: la retribución a la operación de la instalación tipo correspondiente del combustible i de los grupos b.6, b.7 y b.8.

E_{rs}: la energía eléctrica vendida en el mercado de producción que ha sido generada a partir del recurso solar.

Ro_s: la retribución a la operación de la instalación tipo correspondiente al subgrupo b.1.2.

Los valores de E_s y E_bi se calcularán de acuerdo con la orden por la que se establece la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles.

ANEXO X

Modelo de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción energía eléctrica

Tipo de solicitud
Tipo de inscripción (previa / definitiva/ ...)
Datos del Titular
Nombre/ apellidos
NIF/ CIF
Dirección
Municipio
Provincia
Código Postal
País
Tfno. de contacto
Fax
Correo electrónico
Móvil
Datos de la instalación
Nº de registro autonómico
Nombre
Dirección
Municipio
Provincia
Empresa a la que vierte
Tipo de Hibridación (artículo 4)
Datos de la fase general
Nombre de la fase
Identificador CIL de la fase
Tipo de Tecnología (1)
Categoría/grupo/ subgrupo (artículo 2)
Combustible (2)
Coordenadas UTM de la línea poligonal que circunscribe a la instalación
Número de registro inscripción autonómica provisional
Fecha de registro inscripción autonómica provisional
Número de registro inscripción autonómica definitiva
Fecha de registro inscripción autonómica definitiva
Potencia instalada según artículo 3 o, en su caso, la disposición transitoria primera.5 (kW)
Potencia bruta total de la instalación (KW) resultante de la prueba de potencia
Potencia neta total de la instalación (KW) resultante de la prueba de potencia
Potencia mínima de la instalación (KW) resultante de la prueba de potencia
Fecha de autorización de explotación en pruebas
Fecha de autorización de explotación definitiva
Número de expediente de preasignación

Datos particulares de la fase para instalaciones fotovoltaicas
Subtipo de tecnología (3)
Tipo de fotovoltaica (4)
Potencia pico (KW) (5)
Potencia del inversor (KW)
Datos particulares de la fase para instalaciones de cogeneración.
Subtipo de tecnología (3)
Datos particulares de la fase para instalaciones de hidráulicas
Cuenca hidrográfica
Río
Salto (altura en m)
Caudal (m^3/s)
Datos particulares de la fase de las instalaciones híbridas.
Subgrupo
Potencia térmica
Combustible hibridación
Datos particulares de la fase para instalaciones termoeléctricas.
Subtipo de tecnología (3)
Datos particulares de la fase para instalaciones de residuos.
Subtipo de tecnología (3)

(1): Tipo de tecnología: Cogeneración, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, eólica terrestre, eólica marina, hidráulica, biomasa, biogás y biolíquidos, residuos, aprovechamiento de las olas y otras tecnologías renovables.
(2) Combustible: Se considerarán los combustibles definidos en la orden que, en su caso, se definan en la orden por la que se aprueben los parámetros retributivos de las instalaciones tipo.
(3) Subtipo de tecnología: Se considerarán los subtipos de tecnología que, en su caso, se definan en la orden por la que se aprueben los parámetros retributivos de las instalaciones tipo.
(4) Tipo de fotovoltaica: tipo I.1, tipo I.2, tipo II.
(5) Potencia pico: Suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.

ANEXO XI

Declaración responsable para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación

DECLARACIÓN RESPONSABLE:

D.ª/D ....., mayor de edad, con documento nacional de identidad número ....., en nombre y representación de ....., con domicilio social en ..... y CIF ....., titular de la instalación con número de identificación en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación ....., CIL ..... y número de inscripción con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de..... producción de energía eléctrica dependiente del órgano competente .....

Declaro bajo mi responsabilidad, a los efectos previstos en el artículo 47 del Real Decreto XXX/2014, de xx de xxxx, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que la citada instalación cumple con los requisitos necesarios para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación regulados en el artículo 46 del citado real decreto, y en particular:

a) que, en la fecha límite establecida, la instalación está totalmente finalizada y cuenta con todos los elementos, equipos e infraestructuras que son necesarios para producir

energía y verterla al sistema eléctrico, incluyendo, cuando corresponda, los sistemas de almacenamiento.

b) que la instalación cumple con los requisitos y las condiciones relativas a sus características técnicas establecidas en la Orden ....., de acuerdo con lo previsto en el apartado 1.b) del artículo 46 del Real Decreto XXX/2014, de xx de xxxx

Asimismo manifiesto que dispongo de la documentación que acredita el cumplimiento de los citados requisitos, y que me comprometo a mantenerlos durante el periodo de tiempo en que la instalación tenga derecho a la percepción del régimen retributivo específico regulado en el título IV del Real Decreto XXX/2014, de xx de xxxx, y a notificar los hechos que supongan una modificación de los mismos, asumiendo las responsabilidades legales en caso de incumplimiento, falsedad u omisión.

Por último, declaro conocer que será motivo para la cancelación de la inscripción de la citada instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación la constatación de la falsedad en la presente declaración responsable, de acuerdo con lo previsto en el artículo 49.1.1) del citado real decreto. Dicha cancelación tendría como efectos la pérdida del régimen retributivo específico, y, en su caso, el reintegro de las cantidades indebidamente percibidas con los intereses de demora correspondientes. Todo ello sin perjuicio del régimen sancionador aplicable.

En ..... a ..... de ..... de .....

Firma

ANEXO XII

Declaración responsable relativa a la modificación de la instalación a efectos retributivos

DECLARACIÓN RESPONSABLE

D.ª/D ....., mayor de edad, con documento nacional de identidad número ....., en nombre y representación de ....., con domicilio social en ..... y CIF ....., titular de la instalación con número de identificación en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación ....., CIL ..... y número de inscripción con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de..... producción de energía eléctrica dependiente del órgano competente .....

Declaro bajo mi responsabilidad, a los efectos previstos en el artículo 51 del Real Decreto XXX/2014, de xx de xxxx, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que la citada instalación ha sido modificada con relación a las características que esta poseía en el momento de realizar la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación y/o ha cambiado los combustibles utilizados inicialmente comunicados. Siendo los principales aspectos modificados los siguientes:

a)....

b)....

Esta declaración responsable viene acompañada del anteproyecto de la modificación realizada en donde se detallan los aspectos antes citados y de la autorización de explotación definitiva de la misma.

[O, en caso de no resultar preceptiva la autorización de explotación de la modificación:

Esta declaración responsable viene acompañada del anteproyecto de la modificación realizada en donde se detallan los aspectos antes citados. La citada modificación no ha requerido autorización de explotación definitiva y estuvo totalmente finalizada el ..... de ..... de .....]

Asimismo manifiesto que dispongo de la documentación que acredita dicha modificación, y que me comprometo a mantenerla durante el periodo de tiempo en que la instalación tenga derecho a la percepción del régimen retributivo específico regulado en el título IV del Real Decreto XXX/2014, de xx de xxxx, y a notificar los hechos que supongan una modificación de los mismos, asumiendo las responsabilidades legales en caso de incumplimiento, falsedad u omisión.

Por último, declaro conocer que será motivo para la cancelación de la inscripción de la citada instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación la constatación de la falsedad en la presente declaración responsable, de acuerdo con lo previsto en el artículo 49.1.1) del citado real decreto. Dicha cancelación tendría como efectos la pérdida del régimen retributivo específico, y, en su caso, el reintegro de las cantidades indebidamente percibidas con los intereses de demora correspondientes. Todo ello sin perjuicio del régimen sancionador aplicable.

En ..... a ..... de ..... de .....

Firma,

ANEXO XIII

Cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste de las instalaciones tipo asociadas a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la disposición adicional segunda

1. Para el cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste de las instalaciones tipo asociadas a las instalaciones definidas en los apartados 1 y 2 de la disposición adicional segunda, se aplicará la metodología del presente anexo, con las siguientes consideraciones:

a) Los parámetros retributivos se calculan a fecha 1 de enero de 2014, a excepción de los parámetros de las instalaciones tipo con autorización de explotación definitiva de 2014 o posterior en cuyo caso se calcularán a fecha 1 de enero del año posterior al de autorización de explotación definitiva.

b) La instalación tipo no percibe ingresos ni tiene costes durante el año natural en el que obtiene la autorización de explotación definitiva.

c) Los ingresos y los costes de explotación de la instalación tipo en los sucesivos años se producen el 31 de diciembre de dicho año.

d) La inversión de la instalación tipo se imputa el 1 de enero del año siguiente al de la autorización de explotación definitiva.

2. Para el establecimiento por primera vez de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo con autorización de explotación definitiva en 2013 o anterior, que serán de aplicación en el primer semiperiodo regulatorio, el valor neto del activo al inicio de dicho semiperiodo regulatorio y el coeficiente de ajuste se calcularán de acuerdo con lo siguiente:

2.a) Valor neto del activo.

$$VNA_{j,a} = \left[VI_a(1+t)^{p-a-1} - \sum_{i=a+1}^{p-1} (Ing_i - Cexp_i)(1+t)^{p-i-1} \right]$$

$VNA_{j,a}$: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio «j», para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», expresada en €/MW.

VI_a: Valor de la inversión inicial de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a» por unidad de potencia, expresada en €/MW.

a: Año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo.

p: 2014, como primer año completo del primer semiperiodo regulatorio.

Ing_i: Ingreso total medio por unidad de potencia percibido por la instalación tipo en el año i, para los años anteriores al 2014.

$Cexp_i$: Estimación del coste de explotación por unidad de potencia de la instalación tipo en el año i, para los años anteriores al 2014.

t: Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable según la definición establecida en la disposición adicional segunda, sin perjuicio de su posterior revisión en los términos legalmente previstos.

Para el cálculo de los ingresos correspondientes al año 2013 se considerarán los valores de retribución reales, percibidos hasta el 13 de julio de este año y una estimación de la percepción de ingresos a partir del 14 de julio en función de los parámetros retributivos del año 2014. Para dicha estimación, el valor del precio del mercado eléctrico en el año 2013, para el periodo entre el 14 de julio y el 31 de diciembre, será la media aritmética, redondeada a dos decimales, de los precios medios reales del mercado eléctrico publicados por el operador del mercado ibérico de electricidad (OMIE). Para los costes de explotación se imputarán los asociados a la generación eléctrica en cada periodo.

Para las instalaciones con autorización de explotación definitiva en el año a = p–1, se considerará que $VNA_{j,a} = VI_a$.

En ningún caso el valor neto del activo será negativo, si de la anterior formulación se obtuviera un valor negativo, se considerará que el valor neto del activo ($VN_{j,a}$) tomará como valor cero.

2.b) Coeficiente de ajuste.

$$C_{j,a} = \frac{VNA_{j,a} - \sum_{i=p}^{a+VU} \frac{Ingf_i - Cexpf_i}{(1+t_j)^{i-p+1}}}{VNA_{j,a}}$$

Donde:

$Cb_{j,a}$: Coeficiente de ajuste de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a» para el semiperiodo regulatorio «j» expresado en tanto por uno.

$VNA_{j,a}$: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio «j», para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», expresada en €/MW.

p: 2014, como primer año completo del primer semiperiodo regulatorio.

a: Año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo.

VU: Vida útil regulatoria de la instalación tipo expresada en años.

$Ingf_i$: Estimación de los ingresos de explotación futuros por unidad de potencia que percibirá la instalación tipo en el año «i» hasta el fin de su vida útil regulatoria. Los ingresos de explotación incluirán los ingresos procedentes de la venta de la energía en el mercado y, en su caso, los ingresos derivados de la retribución a la operación y los ingresos regulados en los apartados 2 y 3 del artículo 24. Este valor se expresará en €/MW.

$Cexpf_i$: Estimación del coste futuro de explotación, por unidad de potencia, de la instalación tipo en el año «i» hasta el fin de su vida útil regulatoria. Este valor se expresará en €/MW.

t_i: Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable establecida para el semiperiodo regulatorio «j», expresada en tanto por uno. Esta tasa será la correspondiente a todo el periodo regulatorio de conformidad con el artículo 19. En los semiperiodos regulatorios pertenecientes al primer periodo regulatorio la tasa de actualización tomará como valor el de la rentabilidad razonable establecida en la disposición adicional segunda.

El coeficiente de ajuste C estará comprendido entre 0 y 1. En el caso de que adopte valores negativos, se considerará que C toma el valor cero y en el caso de que adopte valores superiores a la unidad, se considerará que C toma el valor uno.

3. Para el establecimiento de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo con autorización de explotación definitiva en el año 2014 o posterior y que además sea posterior al inicio del semiperiodo regulatorio en el que son de aplicación los parámetros retributivos, el coeficiente de ajuste se calculará mediante la metodología del apartado 2 anterior sustituyendo «p» por «a+1» y se considerará que «$VNAL_{j,a}$» es igual al valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a» por unidad de potencia, expresada en €/MW (VI_a).

Para la revisión prevista en el artículo 20 de los parámetros retributivos de aplicación en el semiperiodo regulatorio «j», de las instalaciones tipo con autorización de explotación definitiva en el año 2014 o posterior cuando dicha autorización se produzca en el semiperiodo regulatorio anterior «j–1», se aplicará la siguiente metodología para el cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste.

4.a) Valor neto del activo.

$$VNA_{j,a} = \left[VI_a \left(1 + t_{j-1}\right)^{p-a-1} - \sum_{i=a+1}^{p-1} \left(Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1} - Vajdm_{i,j-1}\right)\left(1 + t_{j-1}\right)^{p-i-1} \right]$$

Donde:

$VNA_{j,a}$: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio «j», para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», expresada en €/MW.

VI_a: Valor de la inversión inicial de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a» por unidad de potencia, expresada en €/MW.

a: Año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo.

p: Primer año del semiperiodo regulatorio «j».

t_{j-1}: Tasa de actualización con la que se calcularon los parámetros retributivos en el semiperiodo regulatorio anterior «j–1».

$Ingf_{i,j-1:}$ Estimación de los ingresos de explotación futuros de la instalación tipo que se consideraron en el cálculo de los parámetros retributivos del semiperiodo «j-1» para el año «i», que incluían los ingresos procedentes de la venta de la energía en el mercado y, en su caso, los ingresos derivados de la retribución a la operación y los ingresos regulados en los apartados 2 y 3 del artículo 24, a los que se añaden los ingresos derivados de la retribución a la inversión, expresado en €/MW.

$Cexp_{i,j-1}$: Estimación del coste futuro de explotación de la instalación tipo que se consideró en el cálculo de los parámetros retributivos del semiperiodo «j–1» para el año «i», por unidad de potencia, expresado en €/MW.

$Vajdm_{i,j-1}$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año «i» del semiperiodo regulatorio «j–1» expresado en €/MW, según lo establecido en el artículo 22.

En ningún caso el valor neto del activo será negativo. Si de la anterior formulación se obtuviera una valor negativo, se considerará que el valor neto del activo ($VNA_{j,a}$) tomará como valor cero.

Para las instalaciones con autorización de explotación definitiva en el año a = p–1, se considerará que $VNA_{j,a} = VI_a$.

4.b) Coeficiente de ajuste.

$$C_{j,a} = \frac{VNA_{j,a} - \sum_{i=p}^{a+VU} \frac{Ingf_i - Cexpf_i}{(1+t_j)^{i-p+1}}}{VNA_{j,a}}$$

Donde:

$C_{j,a}$: Coeficiente de ajuste de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a» para el semiperiodo regulatorio «j» expresado en tanto por uno.

$VNA_{j,a}$: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio «j», para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», expresada en €/MW.

p: Primer año del semiperiodo regulatorio «j».

a: Año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo.

VU: Vida útil regulatoria de la instalación tipo expresada en años.

$Ingf_i$: Estimación de los ingresos de explotación futuros por unidad de potencia que percibirá la instalación tipo en el año «i» hasta el fin de su vida útil regulatoria. Los ingresos de explotación incluirán los ingresos procedentes de la venta de la energía en el mercado y, en su caso, los ingresos derivados de la retribución a la operación y los ingresos regulados en los apartados 2 y 3 del artículo 24. Este valor se expresará en €/MW.

$Cexpf_i$: Estimación del coste futuro de explotación, por unidad de potencia, de la instalación tipo en el año «i» hasta el fin de su vida útil regulatoria. Este valor se expresará en €/MW.

t_i: Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable establecida para el semiperiodo regulatorio «j», expresada en tanto por uno. Esta tasa será la correspondiente a todo el periodo regulatorio de conformidad con el artículo 19. En los semiperiodos regulatorios pertenecientes al primer periodo regulatorio la tasa de actualización tomará como valor el de la rentabilidad razonable establecida en la disposición adicional segunda.

El coeficiente de ajuste C estará comprendido entre 0 y 1. En el caso de que adopte valores negativos, se considerará que C toma el valor cero y en el caso de que adopte valores superiores a la unidad, se considerará que C toma el valor uno.

5. Para la revisión prevista en el artículo 20 de los parámetros retributivos de aplicación en el semiperiodo regulatorio «j», de las instalaciones tipo con autorización de explotación definitiva anterior al inicio del semiperiodo regulatorio anterior «j–1», se aplicará la siguiente metodología para el cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste. Por lo tanto, esta metodología se utilizará, entre otras, para la primera y posteriores revisiones de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo con autorización de explotación definitiva en 2013 o anteriores, así como, para la segunda y posteriores revisiones de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo con año de autorización de explotación definitiva en 2014 y posteriores.

5.a) Valor neto del activo.

$$VNA_{j,a} = \left| VNA_{j-1,a}\left(1+t_{j-1}\right)^{sm} - \sum_{i=p-sm}^{p-1} \left(Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1} - Vajdm_{i,j-1}\right)\left(1+t_{j-1}\right)^{p-i-1} \right|$$

Donde:

$VNA_{j,a}$: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio «j», para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», expresada en €/MW.

$VNA_{j-1,a}$: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio «j–1», para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a», expresada en €/MW.

a: Año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo.

p: Primer año del semiperiodo regulatorio «j».

sm: Número de años del semiperiodo retributivo, toma valor 3 en virtud del artículo 15.

t_{j-1}: Tasa de actualización con la que se calcularon los parámetros retributivos en el semiperiodo regulatorio anterior «j–1».

$Ingf_{i,j-1:}$ Estimación de los ingresos de explotación futuros de la instalación tipo que se consideraron en el cálculo de los parámetros retributivos del semiperiodo «j-1» para el año «i», que incluían los ingresos procedentes de la venta de la energía en el mercado y, en su caso, los ingresos derivados de la retribución a la operación y los ingresos regulados en los apartados 2 y 3 del artículo 24, a los que se añaden los ingresos derivados de la retribución a la inversión, expresado en €/MW.

$Cexp_{i,j-1}$: Estimación del coste futuro de explotación de la instalación tipo que se consideró en el cálculo de los parámetros retributivos del semiperiodo «j–1» para el año «i», por unidad de potencia, expresado en €/MW.

$Vajdm_{i,j-1}$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año «i» del semiperiodo regulatorio «j–1» expresado en €/MW, según lo establecido en el artículo 22.

En ningún caso el valor neto del activo será negativo. Si de la anterior formulación se obtuviera una valor negativo, se considerará que el valor neto del activo ($VNA_{j,a}$) tomará como valor cero.

5.b) Coeficiente de ajuste. Para su cálculo se utilizará la metodología definida en el apartado 4.b) del presente anexo.

ANEXO XIV

Condiciones de eficiencia energética exigidas a las instalaciones de cogeneración incluidas en la disposición transitoria novena

1. El rendimiento eléctrico equivalente (REE) de las instalaciones de cogeneración en el período anual deberá ser igual o superior al que le corresponda según la siguiente tabla:

Tipo de combustible	Rendimiento eléctrico equivalente – Porcentaje
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural y GLP en motores térmicos	55
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59
Otras tecnologías y/o combustibles	59

Para aquellas instalaciones cuya potencia instalada sea menor o igual 1MW, el valor del rendimiento eléctrico equivalente mínimo requerido será un 10 por ciento inferior al que aparece en la tabla anterior por tipo de tecnología y combustible.

2. El rendimiento eléctrico equivalente de una instalación de cogeneración se determinará por la siguiente fórmula:

$$REE = \frac{E}{F - \frac{H}{REf\ H}}$$

Siendo:

E: Energía eléctrica generada medida en bornes de alternador, expresada en MWh_E.

F: Consumo de combustible tanto de la cogeneración como de los dispositivos de postcombustión en caso de que existan. Este valor se expresará en MWh_{PCI}.

H: Producción de calor útil o energía térmica útil definida de acuerdo con el apartado b) del artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración, y del calor producido por los dispositivos de postcombustión en caso de que existan. Este valor se expresará en MWh_T.

Ref H: Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor que aparece publicado en el anexo II de la Decisión de la Comisión de 19 de diciembre de 2011, por la que se establecen valores de referencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor.

3. Quedan excluidos de los cálculos de periodos anuales a los que hace referencia el punto anterior aquellas horas en las que la instalación haya sido programada por el operador del sistema para mantener su producción cuando el proceso consumidor asociado reduzca la potencia demandada en respuesta a una orden de reducción de potencia. Por tanto, los valores serán los correspondientes al resto del período anual.

4. A los efectos de justificar el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente en la declaración anual se utilizarán los parámetros acumulados durante dicho período.

5. En las instalaciones que usen varios combustibles convencionales se calculará un rendimiento eléctrico equivalente único a partir de los rendimientos de referencia para cada combustible.

6. Para la verificación los índices de eficiencia energética indicados en este anexo, se instalarán equipos de medida locales y totalizadores. Cada uno de los parámetros F, H y E deberá tener como mínimo un equipo de medida.

7. Para la determinación del rendimiento eléctrico equivalente en la fecha de la autorización de explotación definitiva, se contabilizarán todos los parámetros durante un período ininterrumpido de dos horas de funcionamiento a carga nominal.

ANEXO XV

Acceso y conexión a la red

1. Los procedimientos de acceso y conexión a la red, y las condiciones de operación para las instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, así como el desarrollo de las instalaciones de red necesarias para la conexión y costes asociados, se resolverán según lo establecido en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia y la normativa que lo desarrolla, con las condiciones particulares que se establecen en el presente real decreto. En el caso de no aceptación, por parte del titular, de la propuesta alternativa realizada por la empresa distribuidora ante una solicitud de punto de acceso y conexión, podrá solicitar al órgano competente la resolución de la discrepancia, que deberá dictarse y notificarse al interesado en el plazo máximo de tres meses a contar desde la fecha de la solicitud.

2. Asimismo, deberán observarse los criterios siguientes en relación con la potencia máxima admisible en la interconexión de una instalación de producción o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red, según se realice la conexión con la distribuidora a una línea o directamente a una subestación:

1.º Líneas: la potencia total de la instalación, o conjunto de instalaciones, conectadas a la línea no superará el 50 por ciento de la capacidad de la línea en el punto de conexión, definida como la capacidad térmica de diseño de la línea en dicho punto.

2.º Subestaciones y centros de transformación (AT/BT): la potencia total de la instalación, o conjunto de instalaciones, conectadas a una subestación o centro de transformación no superará el 50 por ciento de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión.

3. Siempre que se salvaguarden las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico, en condiciones económicas de igualdad y con las limitaciones que, de acuerdo a la normativa vigente se establezcan por el operador del sistema o en su caso por el gestor de la red distribución, las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y cogeneración de alta eficiencia tendrán prioridad para la evacuación de la energía producida, con particular preferencia para la generación no gestionable a partir de fuentes renovables. Asimismo, con el objetivo de contribuir a una integración segura y máxima de la energía eléctrica procedente de fuentes de energía renovables no gestionable el operador del sistema considerará preferentes aquellos generadores cuya adecuación tecnológica contribuya en mayor medida a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico.

A los efectos de lo previsto en este apartado, se entenderá por generación no gestionable aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de la previsión de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa.

4. Cuando varios generadores compartan punto de conexión a la red de transporte, la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión, ante el operador del sistema y transportista, así como la coordinación con este último tras la puesta en servicio de la generación, deberá realizarse de forma conjunta y coordinada por un Interlocutor Único de Nudo que actuará en representación de los generadores, en los términos y con las funciones que se establezcan.

5. Para instalaciones o agrupaciones de las mismas, de más de 10 MW, con conexión existente y prevista a la red de distribución, y tras la conclusión de su aceptabilidad por el gestor de distribución, este solicitará al operador del sistema su aceptabilidad desde la perspectiva de la red de transporte en los procedimientos de acceso y conexión. Se considera agrupación el conjunto de generadores existentes o previstos, o agrupaciones de éstos de acuerdo con la definición de agrupación recogida en el artículo 7, con potencia instalada mayor de 1 MW y con afección mayoritaria sobre un mismo nudo de la red de transporte.

Asimismo, el gestor de la red de distribución informará al operador del sistema sobre la resolución de los procedimientos de acceso y conexión de todas las instalaciones incluidas en el ámbito del presente real decreto.

6. Antes de la puesta en tensión de las instalaciones de generación y de conexión a red asociadas, se requerirá el informe de verificación de las condiciones técnicas de conexión del operador del sistema o del gestor de la red de distribución que acredite el cumplimiento de los requisitos para la puesta en servicio de la instalación según la normativa vigente, sobre la base de la información aportada por los generadores. Su cumplimiento será acreditado por el órgano competente.

7. Los gastos de las instalaciones necesarios para la conexión serán, con carácter general, a cargo del titular de la instalación de producción.

8. Si el órgano competente apreciase circunstancias en la red que impidieran técnicamente la absorción de la energía producida, fijará un plazo para subsanarlas. Los gastos de las modificaciones en la red serán a cargo del titular de la instalación de producción, salvo que no fueran exclusivamente para su servicio; en tal caso, correrán a cargo de ambas partes de mutuo acuerdo, teniendo en cuenta el uso que se prevé que van a hacer de dichas modificaciones cada una de las partes. En caso de discrepancia resolverá el órgano correspondiente de la Administración competente.

9. Para la generación no gestionable, la capacidad de generación de una instalación o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red no excederá de 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en dicho punto.

En caso de apertura del interruptor automático de la empresa titular de la red en el punto de conexión, así como en cualquier situación en la que la generación pueda quedar funcionando en isla, se instalará por parte del generador un sistema de teledisparo automático u otro medio que desconecte la central o centrales generadores con objeto de evitar posibles daños personales o sobre las cargas. En todo caso esta circunstancia será

reflejada de manera explícita en el contrato a celebrar entre el generador y la empresa titular de la red en el punto de conexión, aludiendo en su caso a la necesaria coordinación con los dispositivos de reenganche automático de la red en la zona.

Sin perjuicio de las especificidades establecidas para las instalaciones que le sea de aplicación el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, las protecciones de mínima frecuencia de los grupos generadores deberán estar coordinadas con el sistema de deslastre de cargas por frecuencia del sistema eléctrico peninsular español, por lo que los generadores sólo se podrán desacoplar de la red si la frecuencia cae por debajo de 48 Hz, con una temporización de 3 segundos como mínimo. Por otra parte, las protecciones de máxima frecuencia sólo podrán provocar el desacoplamiento de los generadores si la frecuencia se eleva por encima de 51 Hz con la temporización que se establezca en los procedimientos de operación.

El presente anexo será de aplicación, sin perjuicio, de las especificidades establecidas para las instalaciones a las que sea de aplicación el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.

No obstante, los anteriores valores máximos y mínimos de frecuencia a los que los generadores pueden desacoplar de la red y sus temporizaciones no serán de aplicación para los módulos de generación de electricidad incluidos dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016 para los que será de aplicación lo establecido en dicho reglamento, así como en la orden ministerial que apruebe los requisitos que deben establecer los gestores de red pertinentes de conformidad con lo establecido en dicho reglamento.

ANEXO XVI

Aprovechamiento de calor útil para climatización de edificios

1. Aquellas instalaciones de cogeneración en las cuales el aprovechamiento del calor útil se realice con el propósito de utilización como calor o frío para climatización de edificios, conforme establece la disposición transitoria novena, podrán con carácter voluntario acogerse a lo previsto en el presente anexo. Dichas instalaciones serán retribuidas atendiendo únicamente a la energía eléctrica que cumple con el rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido calculado como se indica en el apartado 2 de este anexo.

2. La energía eléctrica que cumple con el rendimiento eléctrico equivalente requerido (E_{REE0}) se calculará conforme a la siguiente expresión:

$$E_{REE0} = \frac{H}{\text{Ref H} \cdot \left(\frac{F}{E} - \frac{1}{REE_0}\right)}$$

Donde:

E: Energía eléctrica generada medida en bornes de alternador, expresada en MWh_E.

F: Consumo de combustible tanto de la cogeneración como de los dispositivos de postcombustión en caso de que existan. Este valor se expresará en MWh_{PCI}.

H: Producción de calor útil o energía térmica útil definida de acuerdo con el apartado b) del artículo 2 del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración, y del calor producido por los dispositivos de postcombustión en caso de que existan. Este valor se expresará en MWh_T.

Ref H: Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor que aparece publicado en el anexo II de la Decisión de la Comisión de 19 de diciembre de 2011, por la que se establecen valores de referencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor.

REE_0: Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido a las cogeneraciones, de acuerdo con la tabla incluida en el apartado 1 del Anexo XIV del presente real decreto.

E_{REE0}: En ningún caso podrá superar el valor de la electricidad vendida a la red en el periodo.

3. A las instalaciones acogidas a lo previsto en el presente anexo se les aplicará el régimen retributivo específico realizando los cálculos de forma desagregada en dos revisiones anuales semestrales.

4. Por orden ministerial se establecerá la metodología de aplicación del régimen retributivo considerando lo previsto en el presente anexo.

ANEXO XVII

Prueba de potencia neta para instalaciones hidráulicas y térmicas

1. La potencia neta instalada se expresará en MW con dos decimales y se definirá, dependiendo de la tecnología utilizada, de la siguiente forma:

a) La potencia neta instalada para cada grupo hidráulico convencional o mixto, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en marcha continua durante un período igual o superior a cuatro horas, referida a los bornes del generador deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo la totalidad de sus instalaciones en servicio y siendo óptimas las condiciones de caudal y altura del salto.

b) La potencia neta instalada de cada grupo térmico, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en marcha continuada durante al menos cien horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio y que existe en el parque correspondiente una cantidad de combustible suficiente y con la calidad habitual.

2. La prueba de funcionamiento a la que se hace referencia en el apartado anterior deberá realizarse de acuerdo al siguiente protocolo genérico:

a) Comunicación al Operador del Sistema de la prueba a realizar.

b) Confirmación de la disponibilidad de combustible o agua, según corresponda.

c) Señalamiento con fecha y hora del comienzo y fin de la prueba.

d) Comprobación de la existencia de telemedidas.

e) Comprobación de la lectura del contador de energía neta del grupo en el inicio de la prueba y posterior sellado de la caja del contador.

f) Comprobación de la lectura del contador de energía neta del grupo al final de la prueba.

g) En su caso, comprobación de los datos más característicos de funcionamiento de la caldera a fin de determinar que no se sobrepasan las especificaciones del fabricante.

h) Deducción de la potencia media.

i) Obtención mediante lecturas del contador de energía en bornes de generador del grupo, de la potencia bruta durante la prueba.

j) Obtención de los consumos auxiliares para ese nivel de potencia, por diferencia entre la potencia bruta y neta del grupo.

k) En el caso de grupos hidráulicos, una vez determinada la potencia bruta y neta partiendo de las condiciones del salto y caudal hidráulico durante la prueba de funcionamiento, se calculará la máxima potencia bruta y neta que se podría obtener en condiciones óptimas de caudal y salto.

3. Las pruebas de potencia neta serán realizadas por entidades acreditadas por la administración.

4. El resultado de la prueba será remitido por el interesado a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Ésta remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas, con carácter mensual, una relación de las instalaciones que hubieran superado dicha prueba de funcionamiento, indicando la potencia neta resultante.

Información relacionada

- Véase la Sentencia del TS de 20 de diciembre de 2017, por la que se anulan las determinaciones relativas a la IT-01421. Ref. BOE-A-2018-1488

§ 69

Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 291, de 4 de noviembre de 2020
Última modificación: 25 de septiembre de 2024
Referencia: BOE-A-2020-13591

I

El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, respaldado por la declaración de emergencia climática del Gobierno de España, en la búsqueda de favorecer la previsibilidad y certidumbre que promuevan las inversiones en nueva capacidad de generación renovable y, a su vez, de garantizar el cumplimiento de la obligación de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero con el objetivo de alcanzar la neutralidad climática a más tardar en 2050, sobre la base de un sistema eléctrico 100% renovable, establece la obligación de desarrollar reglamentariamente un marco retributivo para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, distinto al régimen retributivo específico, basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio por la energía.

El referido marco retributivo se otorgará mediante procedimientos de concurrencia competitiva en los que el producto a subastar será potencia instalada, energía eléctrica o una combinación de ambas y la variable de oferta, el precio por unidad de energía eléctrica.

En los procedimientos de concurrencia competitiva que se convoquen se podrá distinguir entre distintas tecnologías de generación en función de sus características técnicas, tamaño, niveles de gestionabilidad, criterios de localización, madurez tecnológica y aquellos otros que garanticen la transición hacia una economía descarbonizada. Todo ello, dentro del marco establecido por la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Con el objetivo de favorecer la participación ciudadana en el desarrollo de nuevas instalaciones renovables, el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, define el concepto de comunidad de energía renovable, mediante la modificación del artículo 6.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, sentando de este modo las bases para la promoción de la participación ciudadana en el sector renovable.

El marco retributivo que regula este real decreto debe velar por la diversidad de agentes en el despliegue de renovables y tener en cuenta las particularidades de las comunidades de energías renovables para que estas puedan competir por el acceso al marco retributivo en nivel de igualdad con otros participantes, todo ello de acuerdo con la normativa comunitaria.

Además, en el caso de instalaciones de pequeña magnitud y proyectos de demostración, se les podrá eximir del procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento del

referido marco retributivo. En estos casos, se podrá utilizar como referencia retributiva el resultado de dichos procedimientos.

En este contexto, España ha asumido unos ambiciosos objetivos en relación con el desarrollo de las energías renovables en su propuesta de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, que implican la instalación de cerca de 5.000 MW/año de nueva capacidad en la próxima década. Para lograr estos objetivos, el propio PNIEC plantea, entre otras medidas, la convocatoria de subastas para el otorgamiento de nuevos marcos retributivos en línea con lo descrito anteriormente.

La existencia de recursos renovables en España y la mejora tecnológica hacen posible el cumplimiento de esta senda, siempre que se den unas condiciones de financiación atractivas para los inversores.

Sin embargo, los mercados de contratación a plazo de electricidad en España están poco desarrollados y la previsión de una importante entrada de renovables añade una incertidumbre adicional sobre los precios del mercado mayorista, que se traslada a los flujos de caja de los proyectos, que encarece y, en el extremo, hace inviable su financiación en condiciones de mercado.

La actual regulación de los esquemas de apoyo a las renovables en España, basados en subastas de capacidad en las que se pujaba por una retribución a la inversión, es mejorable, dada la situación actual del desarrollo de estas tecnologías, de forma que arroje señales económicas eficientes y tenga en consideración los costes medios de producción de las mismas.

Con carácter general, cabe afirmar que cuando nueva potencia renovable con bajos costes de explotación se integra en el mercado, se puede producir una bajada del precio de la energía eléctrica percibida por el consumidor. Este hecho se produce cuando en determinados periodos de negociación del mercado diario e intradiario la última oferta casada correspondiente a una tecnología de altos costes de explotación, es sustituida por una oferta presentada por una tecnología de bajos costes de explotación. Sin embargo, en todos aquellos periodos de negociación en los que la última oferta casada corresponde a tecnologías de altos costes de explotación, la integración de renovables bajo el esquema retributivo establecido mediante el régimen retributivo especifico no produce una bajada en el precio percibido por el consumidor, sino un beneficio para las instalaciones de bajos costes de explotación.

La incorporación de nueva potencia renovable acogida al marco retributivo que regula este real decreto no solo permite la reducción indirecta del precio de la energía comentada anteriormente, sino que además produce una reducción directa del precio de la energía incluso en los periodos de negociación en los que la última oferta casada correspondiente a una tecnología de altos costes de explotación, gracias a que el menor precio de la energía, resultado de los procedimientos de concurrencia competitiva de asignación de dicho marco retributivo, se integra en el mercado, generando un excedente económico. Las circunstancias anteriores hacen necesaria una intervención pública que resuelva el fallo de mercado descrito y establezca un nuevo marco retributivo que permita trasladar a los consumidores de manera directa la reducción de los costes de producción que han experimentado las tecnologías renovables en los últimos años.

II

Este real decreto tiene por objeto la regulación de un régimen económico accesible para instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables a través de un mecanismo de subasta.

En la configuración de este régimen económico se ha tenido en cuenta su necesaria compatibilidad con la normativa comunitaria contenida en la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables; la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE; y el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

Los tres elementos principales a considerar en la evaluación de la compatibilidad con la normativa europea de las subastas de energía renovable son la necesidad, su proporcionalidad y la exposición a mercado.

Respecto a la necesidad de la medida, se ha de tener en cuenta que pretende resolver un fallo de mercado que impide la consecución de un fin de interés general, como es la descarbonización. El fallo consiste en que los proyectos de generación de energía eléctrica de origen renovable actualmente en curso o planificados, pueden canibalizar a medio plazo el mercado español de energía renovable, deprimiendo los precios e impidiendo en este medio plazo la instalación de más potencia renovable, ante la incertidumbre sobre los ingresos de proyectos sin apoyo público de ningún tipo. La implementación de la potencia renovable requerida para alcanzar los objetivos en materia de generación renovable y descarbonización puede conllevar una intensa reducción de los precios del mercado eléctrico, principalmente en aquellos momentos en los que se disponga de un abundante recurso renovable aprovechable por las distintas tecnologías. El mecanismo de subasta propuesto facilita el acceso a la financiación de los proyectos de energías renovables a los promotores aportando una mayor certidumbre sobre sus ingresos futuros y evitando la aparición de fuertes tensiones económico-financieras, lo que podría poner en riesgo la integridad y estabilidad del sistema eléctrico, así como la cobertura de la demanda eléctrica.

Dados los largos plazos de maduración, tanto técnica como administrativa, de este tipo de proyectos, es necesario actuar de manera urgente y anticipar ese efecto, pues, de lo contrario, no habría margen de intervención y se pondría en riesgo el cumplimiento de los objetivos de energía renovable y de reducción de emisiones a 2030, así como la consecución del ahorro económico para el conjunto de los consumidores y la mejora de la competitividad de los sectores productivos que supone el despliegue de las renovables.

La cobertura del riesgo de precios no se podría desarrollar exclusivamente en el propio mercado mediante la contratación a plazo de la energía con una contraparte, como una comercializadora o un cliente final, en mercados organizados a plazo, mercados Over The Counter (OTC) o mediante contratación bilateral (Power Purchase Agreements o PPAs) ya que los mercados de contratación a plazo de la electricidad en España no tienen en la actualidad ni la liquidez ni la profundidad necesaria para ofrecer una contraparte al contingente de generación renovable que resulta necesaria para cumplir los objetivos del PNIEC, por lo que seguiría siendo necesaria una intervención pública que complemente a los mecanismos de cobertura del riesgo de la financiación de las renovables.

Respecto a la proporcionalidad de la medida, el acceso al régimen económico a través de un mecanismo de concurrencia competitiva, como son las subastas, garantiza la proporcionalidad del esquema de apoyo, así como su concesión de una forma abierta, transparente, competitiva, rentable y no discriminatoria, conforme a lo estipulado en el artículo 4.4 de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018. Se establecerán y publicarán criterios transparentes y no discriminatorios para cumplir los requisitos de la subasta y se fijarán fechas y normas claras para la correcta finalización del proyecto, conforme a lo estipulado en el artículo 4.6 de dicha directiva.

Finalmente, en relación con la exposición a mercado, la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, exige que los beneficiarios tengan una exposición al mercado. El esquema propuesto garantiza esta exposición, obligando a los beneficiarios de la subasta a vender su energía en el mercado eléctrico y garantizando que operen con las mismas obligaciones de balance que el resto de generadores. La obligación de venta de energía requiere, por tanto, que cada instalación acogida al régimen económico de energías renovables deba presentar oferta de venta en el mercado, a un precio libremente determinado por esta, y que dicha oferta resulte casada en dicho mercado. Adicionalmente, los ingresos que perciben las instalaciones por la venta de la energía dependen del precio obtenido en la subasta y también del precio del mercado eléctrico cuando este se encuentra por debajo de cierto valor o una vez vendida la energía máxima objeto de la subasta. Por todo ello, existe una exposición directa al mercado en línea con lo exigido por el derecho comunitario. Adicionalmente, cuando así lo establezca la convocatoria, por ejemplo, en el caso de subastas para tecnologías gestionables o con almacenamiento, este real decreto habilita a convocar subastas con una fórmula que

contemple una exposición adicional al precio de mercado que incentive el desplazamiento de la generación hacia las horas de mayor escasez.

Una de las motivaciones para establecer cierta exposición a mercado es que los mecanismos de apoyo no incentiven la existencia de precios negativos o nulos. Para ello, el esquema propuesto excluye del mismo a las horas en las que el precio de mercado no sea positivo. Aunque actualmente en España no se permiten precios negativos y las horas con precio de mercado cero todavía son un fenómeno muy poco frecuente, al contrario de lo que sucede en Centroeuropa, es probable que, en el horizonte del periodo de aplicación de este mecanismo, este fenómeno se vaya haciendo más frecuente.

III

El ámbito de aplicación del real decreto está integrado por las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables definidas en la categoría b) del artículo 2.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

A las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables establecido por este real decreto les continuará siendo de aplicación el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, a excepción de lo previsto en relación con el régimen retributivo específico.

El real decreto autoriza a que la orden ministerial que, en su desarrollo, regule el mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y las características de dicho régimen pueda especificar las tecnologías o el colectivo de instalaciones con características concretas que puedan participar en las subastas y el producto a subastar, que podrá ser potencia instalada, energía eléctrica o una combinación de ambas. Además, de acuerdo con el artículo 22.7 de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, se podrán tener en cuenta las particularidades de los proyectos de participación ciudadana, como las comunidades de energías renovables, a fin de que estas puedan competir por el régimen económico en nivel de igualdad con otros participantes en el mercado. A su vez, el artículo 4.4 de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, establece que pueden excluirse de los procedimientos de subasta las instalaciones de pequeña magnitud y los proyectos de demostración.

Respecto a la posibilidad de convocar subastas para tecnologías renovables específicas, se ha de tener en cuenta el artículo 4.5 de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, según el cual, se podrá limitar los procedimientos de licitación a determinadas tecnologías cuando la apertura de los sistemas de apoyo a todos los productores de electricidad procedente de fuentes renovables diese lugar a resultados subóptimos, habida cuenta de:

a) El potencial a largo plazo de una tecnología específica;
b) la necesidad de diversificación;
c) los costes de integración de la red;
d) las limitaciones y la estabilidad de la red;
e) en el caso de la biomasa, la necesidad de prevenir distorsiones en los mercados de materias primas.

La orden por la que se regule el mecanismo de subasta podrá definir requisitos técnicos relativos, entre otros, a mejorar la estabilidad de la red y los costes de integración del sistema, según lo estipulado en el artículo 4.2 de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018.

En línea también con lo previsto en la citada directiva, el real decreto prevé el establecimiento de un calendario de celebración de subastas con objeto de favorecer su previsibilidad y facilitar así la participación en las mismas, según lo establecido en el artículo 6.3 de la directiva, así como la publicación de la información relativa al resultado de las subastas ya realizadas, incluidos los índices de finalización de proyectos, según lo estipulado en su artículo 4.6. Dicho calendario estará orientado a la consecución de los objetivos de producción renovable establecidos en el PNIEC.

En las subastas destinadas al otorgamiento del régimen económico de energías renovables, se pujará por el precio de la energía eléctrica, expresado en euros/MWh, y se adjudicará el producto a subastar aplicando un mecanismo de pago según oferta. Cada oferta adjudicataria de la subasta tendrá un precio de adjudicación coincidente con su precio ofertado. Dicho precio de adjudicación no será objeto de actualización, garantizando que el nivel de apoyo prestado a los proyectos de energías renovables, así como las condiciones a las que está sujeto, no se revisan de tal forma que tenga un efecto negativo en los derechos conferidos, conforme al artículo 6.1 de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018.

El precio a percibir por las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables para cada periodo de negociación, por unidad de energía negociada en los mercados diario e intradiario, será calculado a partir del precio de adjudicación resultado de la subasta, pudiendo ser este corregido a partir de unos incentivos simétricos de participación en mercado a través del porcentaje de ajuste de mercado. Adicionalmente, en aquellos periodos de negociación en los que el precio de dichos mercados sea inferior al precio de exención de cobro establecido en la convocatoria de la subasta, el precio a percibir será el resultante de la casación de sendos mercados.

El precio a percibir por las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables por su participación en mercados distintos del mercado diario e intradiario será el que se derive directamente de su participación en los mismos. Posteriormente, se procederá a liquidar a cada instalación el valor neto de la energía negociada en los servicios de ajuste y de balance, valorada a la diferencia entre el precio a percibir y el precio del mercado diario.

Todo ello permitirá optimizar la integración de la electricidad en el mercado eléctrico y garantizar que los productores de energías renovables respondan a las señales de precios del mercado y optimicen sus ingresos de mercado, conforme a lo establecido en el artículo 4.3 de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018.

El real decreto define los conceptos de energía de subasta, energía mínima de subasta, energía máxima de subasta y plazo máximo de entrega, cuya cuantificación se realizará mediante la orden por la que se regule el mecanismo de subasta.

El real decreto establece que los titulares de instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables participarán libremente en los mercados diario e intradiario y podrán participar en los procesos del operador del sistema, evitando distorsiones innecesarias de los mercados de la electricidad e integrando al mismo tiempo la electricidad procedente de fuentes renovables en el mercado en una forma adaptada al mercado y basada en el mercado, conforme a lo estipulado en el artículo 4.2 de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018. No podrán, sin embargo, dichos titulares declarar contratos bilaterales físicos con las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables. Esta restricción busca maximizar el traslado al conjunto de consumidores de la reducción en los costes de generación de las tecnologías renovables, evitando que las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables opten por la formalización de contratos bilaterales en aquellos momentos en que dicha opción les resulte más rentable que la venta de la energía en los mercados diarios o intradiarios.

El operador del mercado procederá a liquidar la diferencia, que podrá ser negativa o positiva, entre los precios de los mercados diario e intradiario percibidos por la energía negociada por cada instalación acogida al régimen económico de energías renovables y el precio reconocido a dichas instalaciones.

Por lo anteriormente explicado, mediante este real decreto se lleva a cabo una transposición parcial de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, en lo relativo a sistemas de apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables, artículo 4 de dicha directiva, así como a la publicación de un calendario a largo plazo, artículo 6.3 de la misma, y a la garantía de no revisión con efecto negativo del nivel de apoyo prestado a los proyectos de energías renovables, artículo 6.1. La culminación del proceso de transposición requerirá la incorporación al ordenamiento jurídico nacional del restante articulado de la norma.

IV

Con objeto de realizar un adecuado seguimiento del régimen económico de energías renovables, el real decreto regula la organización y funcionamiento del registro electrónico del régimen económico de energías renovables, cuyas inscripciones se realizarán en uno de los siguientes dos estados: preasignación y explotación. Para poder realizar la inscripción en el registro en estado de explotación será condición necesaria la previa inscripción en estado de preasignación.

En la normativa reguladora de las subastas se podrán establecer mecanismos mediante los que acreditar la madurez de las instalaciones con carácter previo a la inscripción en el registro electrónico en cualquiera de sus dos estados.

La resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta establecerá la fecha límite de disponibilidad de la instalación, momento en el que con carácter general se debe haber producido el cumplimiento de los requisitos necesarios para que las instalaciones inscritas en el registro en estado de preasignación puedan ser inscritas en estado de explotación. No obstante, aquellas instalaciones que cumplan los citados requisitos con posterioridad a dicha fecha y con anterioridad a la fecha de expulsión del régimen económico de energías renovables podrán ser inscritas en este registro en estado de explotación, procediendo en este caso la ejecución de las garantías.

Una vez obtenida por las instalaciones la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, los inscritos en el registro en estado de preasignación podrán dirigir su solicitud de inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación a la Dirección General de Política Energética y Minas, condición necesaria para la aplicación del régimen económico de energías renovables.

El real decreto regula la cancelación de la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación y en estado de explotación, y prevé la realización de inspecciones a las instalaciones inscritas en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables por el órgano competente de la Administración General del Estado.

Asimismo, se establecen una serie de penalizaciones, que no tienen naturaleza de sanción, cuyo objeto es incentivar el cumplimiento de las obligaciones relativas a la energía mínima de subasta que las instalaciones se han comprometido a entregar.

V

Este real decreto ha sido elaborado teniendo en cuenta los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia, y eficiencia que conforman los principios de buena regulación a que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

De este modo, cumple con el principio de necesidad, dado que pretende resolver el fallo de mercado descrito anteriormente, que pondría en riesgo el cumplimiento de los objetivos de energía renovable y de reducción de emisiones a 2030.

Asimismo, cumple con el principio de eficacia, dado que, como se ha explicado, el mecanismo de subastas es el instrumento más adecuado para llevar a cabo el desarrollo más eficaz de estos sistemas de apoyo.

Se adecua, asimismo, al principio de proporcionalidad, dado que la norma contiene la regulación imprescindible para atender la necesidad a cubrir, sin que existan otras medidas menos restrictivas de derechos o que impongan menos obligaciones a los destinatarios para la consecución de los fines previstos en la misma.

Por otra parte, se ajusta al principio de seguridad jurídica, al desarrollar y ser coherente con lo establecido en las disposiciones legales y reglamentarias que le sirven de fundamento.

También cumple este real decreto con el principio de transparencia, al haberse evacuado, en su tramitación, los correspondientes trámites de información pública y audiencia, y al definir claramente sus objetivos, tanto en el preámbulo, como en la Memoria de Análisis del Impacto Normativo que le acompaña. Asimismo, es este principio de

transparencia uno de los que rige la celebración de las subastas, lo que manifiesta la coherencia de la regulación con esta exigencia.

Por último, es coherente con el principio de eficiencia, dado que esta norma no impone cargas administrativas innecesarias o accesorias.

VI

La tramitación de este real decreto se realiza con carácter urgente, por Acuerdo del Consejo de Ministros de 7 de julio de 2020, por el que se autoriza la tramitación administrativa urgente prevista en el artículo 27.1.b) de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, del proyecto de Real Decreto por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

De conformidad con el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, este real decreto ha sido sometido a información pública y trámite de audiencia mediante su publicación en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Adicionalmente, el trámite de audiencia también se ha evacuado mediante consulta a los representantes del Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo a lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, del que forman parte las comunidades autónomas.

Según lo establecido en el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, este real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su informe denominado «Informe sobre el proyecto de real decreto por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica», aprobado por la sala de supervisión regulatoria en su sesión del día 30 de julio de 2020 (IPN/CNMC/014/20).

Adicionalmente, durante la tramitación de este real decreto se ha recabado: el informe competencial del Ministerio de Política Territorial y Función Pública previsto en el artículo 26.5, párrafo sexto, de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno; la aprobación previa del Ministerio de Política Territorial y Función Pública prevista en su párrafo quinto; el informe de la Secretaría General Técnica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico previsto en su párrafo cuarto; el informe del Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital y el Informe de la Oficina Española de Cambio Climático previstos en su párrafo primero; y el informe de la Oficina de Coordinación y Calidad Normativa, previsto en el artículo 26.9.e).

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético.

En su virtud, a propuesta de la Vicepresidenta Cuarta del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con la aprobación previa de la Ministra de Política Territorial y Función Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 3 de noviembre de 2020,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de este real decreto la regulación de un marco retributivo para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, denominado régimen económico de energías renovables, basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio por la energía.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Estarán incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto las instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables incluidas en la categoría b) definida en el artículo 2.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Dichas instalaciones podrán estar constituidas por más de una tecnología, así como contar con sistemas de almacenamiento.

2. Constituye un requisito indispensable para la percepción del régimen económico de energías renovables que las instalaciones sean el resultado de una nueva inversión acometida con posterioridad a la celebración de la subasta que origine el derecho a su percepción, ya sea por tratarse de una instalación nueva en su totalidad o bien una ampliación o modificación de una instalación existente en los términos que se especifiquen en la orden que regule el mecanismo de subasta y las características de dicho régimen económico.

Aquellas instalaciones existentes que lleven a cabo una ampliación o modificación de la misma, solo podrán optar a la percepción del régimen económico de energías renovables por la parte correspondiente a la nueva inversión, garantizándose que se dispone de los equipos de medida necesarios para la determinación de la energía generada por cada una de ellas, que permitan la adecuada retribución de los regímenes económicos que les sean de aplicación.

Artículo 3. *Otorgamiento del régimen económico de energías renovables mediante subastas.*

1. El otorgamiento del régimen económico de energías renovables se realizará mediante subastas, garantizando su concesión de una forma abierta, transparente, competitiva, rentable y no discriminatoria. Se establecerán y publicarán criterios transparentes y no discriminatorios para cumplir los requisitos de la subasta y se fijarán fechas y normas claras para la correcta finalización del proyecto.

2. En los procedimientos de concurrencia competitiva que se convoquen, se podrá distinguir entre distintas tecnologías de generación en función de sus características técnicas, tamaño, niveles de gestionabilidad, criterios de localización, madurez tecnológica y aquellos otros que garanticen la transición hacia una economía descarbonizada, así como tener en cuenta las particularidades de las comunidades de energías renovables para que estas puedan competir por el acceso al marco retributivo en nivel de igualdad con otros participantes, todo ello de acuerdo con la normativa comunitaria.

En el caso de que los procedimientos de concurrencia competitiva incluyan alguna de las especificidades citadas en el párrafo anterior, este hecho deberá estar debidamente justificado, por la obtención de resultados subóptimos en el caso contrario, habida cuenta de:

a) El potencial a largo plazo de una tecnología específica;
b) la necesidad de diversificación;
c) los costes de integración de la red;
d) las limitaciones y la estabilidad de la red;
e) en el caso de la biomasa, la necesidad de prevenir distorsiones en los mercados de materias primas.

En el caso de instalaciones de pequeña magnitud y proyectos de demostración, la orden por la que se regule el mecanismo de subasta podrá establecer su exención del procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de los referidos marcos retributivos. En estos casos, se podrá utilizar como referencia retributiva el resultado de dichos procedimientos. A estos efectos, se considerarán instalaciones de pequeña magnitud aquellas cuya potencia instalada sea inferior a 5 MW.

3. El régimen económico de energías renovables permite la percepción de ingresos mediante la venta de energía en el mercado, con la particularidad de que, para un volumen determinado de energía y en un plazo definido, el precio de venta de la energía se calculará a partir del resultado de cada subasta.

Artículo 4. *Orden para la aprobación del mecanismo de subasta.*

1. Mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se regulará el mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y las características de dicho régimen económico, pudiendo incluir, entre otros aspectos, las tecnologías, condiciones y garantías para participar en la subasta, el producto a subastar, así como los parámetros y el resto de elementos que configuran y concretan el régimen económico de energías renovables.

2. Las subastas desarrolladas al amparo de la citada orden ministerial serán convocadas mediante resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía, que se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

Artículo 5. *Obligaciones de las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables.*

1. A las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables les será de aplicación lo dispuesto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, a excepción de lo previsto en relación con el régimen retributivo específico.

2. La orden por la que se regule el mecanismo de subasta podrá definir requisitos técnicos adicionales relativos a los servicios de regulación y balance del sistema; a la monitorización, capacidad de control y protección; a los sistemas de teledisparo, al control de la tensión, y a otros requisitos técnicos destinados a mejorar la estabilidad de la red y la operación del sistema, a los costes de integración del sistema, así como permitir su mejor y mayor integración en el sistema eléctrico.

Artículo 6. *Régimen de compatibilidad con ayudas para la misma finalidad.*

1. Con carácter general, la aplicación del régimen económico de energías renovables no es compatible con la percepción del régimen retributivo específico previsto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, ni con ayudas que se otorguen para la misma finalidad y vinculadas a la misma inversión, procedentes de cualesquiera administraciones públicas o entes públicos o privados, nacionales, de la Unión Europea o de otros organismos internacionales.

2. Excepcionalmente, la orden por la que se regule el mecanismo de subasta podrá, justificadamente, determinar la compatibilidad con determinadas ayudas en aquellas situaciones en las que se produzca una mejora de la eficiencia económica del sistema eléctrico y un impacto favorable sobre los consumidores.

CAPÍTULO II

Mecanismo de subasta

Artículo 7. *Producto a subastar y variable de oferta.*

1. El producto a subastar será la potencia instalada, la energía eléctrica o una combinación de ambas y la variable de oferta el precio por unidad de energía eléctrica, expresado en euros/MWh. Asimismo, siempre que se garantice su adecuación a los objetivos perseguidos, podrán incluirse otros criterios de adjudicación no económicos hasta un máximo del 30 por ciento de la ponderación, los cuales podrán ser relativos, entre otros, a la contribución a la resiliencia, a la sostenibilidad medioambiental, a la innovación, al impacto socioeconómico del proyecto o a otros aspectos que mejoren la integración de las fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico.

2. El producto a subastar se establecerá en la orden por la que se regule el mecanismo de subasta.

3. La resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta concretará el cupo de producto a subastar, pudiéndose emplear para ello cláusulas confidenciales.

Artículo 8. *Desarrollo del procedimiento de subasta.*

1. El proceso de adjudicación se realizará mediante el método de subasta a sobre cerrado, conforme a un mecanismo de pago según oferta.

2. Los agentes interesados en participar en la subasta deberán presentar ante la entidad administradora de la misma las garantías para la participación en la subasta en los términos que se regulen en la normativa de desarrollo. Con anterioridad a la celebración de la subasta, el interesado podrá desistir de su solicitud, procediendo en este caso la cancelación de la garantía para la participación en la subasta.

3. La oferta económica se expresará en euros/MWh con dos decimales.

4. En la resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta será fijado un precio máximo, conocido como precio de reserva, que podrá tener carácter confidencial, expresado en euros/MWh con dos decimales, como un valor fijo o como resultado de una fórmula de cálculo. Para el establecimiento del valor de dicho precio de reserva se tendrán en consideración los precios del mercado eléctrico, los valores de los mercados de futuros y los costes de producción de cada tecnología en el momento de la convocatoria de la subasta.

Adicionalmente se podrá fijar un precio mínimo, conocido como precio de riesgo, que podrá tener carácter confidencial, expresado en euros/MWh con dos decimales, como un valor fijo o como resultado de una fórmula de cálculo.

5. La selección de las ofertas se realizará basándose, de forma general, en la siguiente metodología:

a) Resultarán descartadas las ofertas cuyo valor de la oferta económica sea superior al precio de reserva y, en caso de existir precio de riesgo, se descartarán las ofertas con valor inferior al precio de riesgo.

b) Las ofertas consideradas serán ordenadas de menor a mayor valor de la oferta económica.

c) Se seleccionarán las ofertas empezando por la oferta de menor valor económico hasta alcanzar el cupo de producto subastado establecido en la resolución de convocatoria de la subasta, no resultando seleccionada una oferta cuya inclusión haga que se supere el cupo de producto.

No obstante lo anterior, la orden por la que se regule el mecanismo de subasta podrá establecer un sistema que permita la adjudicación del cupo no cubierto por las ofertas seleccionadas, incluso aunque supusiera un aumento moderado del cupo de producto.

d) Las ofertas así seleccionadas serán consideradas como adjudicatarias.

La orden por la que se regule el mecanismo de subasta podrá establecer las particularidades y adaptaciones necesarias en la metodología de selección de las ofertas con el objetivo de adecuarla a las características de cada convocatoria.

6. Para garantizar la efectiva competencia en la subasta se establece que el volumen de producto ofertado deberá superar en, al menos, un 20% al volumen de producto a subastar. En el caso de no satisfacerse esta relación, se reducirá el volumen de producto a subastar hasta el valor necesario para que se satisfaga. Se podrá establecer un aumento de dicho porcentaje en la orden por la que se regule el mecanismo de subasta.

El volumen de producto adjudicado a una misma empresa o grupo empresarial no podrá ser superior al 50 por ciento del volumen total del producto subastado, pudiendo establecerse una reducción de dicho porcentaje en la resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta. Asimismo, en el caso de que esta resolución establezca reservas mínimas dirigidas a distintas tecnologías o categorías distinguibles por sus especificidades, conforme a lo establecido en el artículo 3.2, dicha resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía podrá incluir, para cada reserva, un límite máximo al volumen de producto adjudicado a una misma empresa o grupo empresarial.

7. La orden por la que se regule el mecanismo de subasta podrá establecer el criterio de desempate entre distintas ofertas cuya adjudicación conjunta superase el cupo de la subasta, así como podrá establecer los procedimientos para garantizar la competencia en la subasta a partir de la relación mínima definida en el apartado 6.a) anterior.

8. Una vez desarrollado el proceso de presentación de las ofertas y realizada la subasta conforme a las reglas establecidas, la entidad administradora de la subasta procederá a determinar el resultado de la subasta, según lo establecido en el artículo 9, y a comunicar los resultados a la entidad supervisora y a la Secretaría de Estado de Energía.

9. La entidad supervisora de la subasta deberá validar el resultado de la misma y el procedimiento seguido en la subasta. A estos efectos, remitirá un informe a la Secretaría de Estado de Energía y a la entidad administradora de la subasta.

10. En el caso de que la subasta sea declarada no válida por la entidad supervisora de la subasta conforme a los criterios establecidos en el artículo 11, el procedimiento de subasta quedará sin efectos por resolución de la Secretaria de Estado de Energía.

11. Una vez declarada válida la subasta por parte de la entidad supervisora de la subasta, el Director General de Política Energética y Minas, a partir de los resultados de la subasta remitidos por la entidad administradora, dictará resolución por la que se resuelve la subasta, que será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

12. Tras la celebración de cada subasta, la entidad supervisora de la misma emitirá un informe valorando su resultado y los efectos de las subastas pasadas en el funcionamiento del mercado eléctrico y en el fomento de energías renovables. Asimismo, podrá incluir propuestas de cambios normativos para las siguientes subastas, que podrán ser considerados en futuras revisiones de la orden por la que se regule el mecanismo de subasta.

13. En el caso de instalaciones de pequeña magnitud y proyectos de demostración, la orden por la que se regule el mecanismo de subasta podrá establecer su exención del procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento de los referidos marcos retributivos. En estos casos, se podrá utilizar como referencia retributiva el resultado de dichos procedimientos.

Así mismo, se podrán tener en cuenta las particularidades de las comunidades de energías renovables en la definición de los criterios y el funcionamiento de la subasta, incluyendo mecanismos de adhesión a la misma, para que estas puedan competir por el acceso al régimen económico en nivel de igualdad con otros participantes en el mercado.

Artículo 9. *Resultado de la subasta y precio de adjudicación.*

1. Como resultado de la subasta se obtendrá la potencia o energía adjudicada a cada participante, según el producto subastado, así como su precio de adjudicación, que corresponderá con su oferta económica.

2. El resultado de la subasta será público, siendo la entidad administradora de la subasta responsable de su difusión.

3. En el caso de que el producto subastado sea energía eléctrica, se define una potencia mínima a construir, que se calculará a partir de la energía adjudicada y del número máximo de horas equivalentes de funcionamiento anual de cada tecnología, cuyo valor será aprobado en la orden por la que se regule el mecanismo de subasta.

Artículo 10. *Entidad administradora de la subasta.*

La entidad administradora de la subasta será OMI-Polo Español S.A. (OMIE) directamente o a través de alguna de sus filiales.

Artículo 11. *Entidad supervisora de la subasta.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será la entidad supervisora de la subasta, a efectos de confirmar que el proceso ha sido objetivo, transparente, y no discriminatorio, y que la subasta se ha desarrollado de forma competitiva, no habiéndose apreciado el uso de prácticas que puedan suponer restricciones a la competencia u otras faltas en el desarrollo de la misma.

Artículo 12. *Calendario previsto para el acceso a instrumentos económicos de apoyo.*

Al objeto de favorecer la previsibilidad del desarrollo de las tecnologías renovables, mediante orden ministerial y previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se establecerá un calendario previsto para el acceso a instrumentos

económicos de apoyo, que comprenderá un periodo mínimo de cinco años y que incluirá plazos indicativos, la frecuencia de las convocatorias de los instrumentos de apoyo, la capacidad esperada y las tecnologías previstas, en su caso. Dicho calendario se actualizará, al menos, anualmente y estará orientado a la consecución de los objetivos de producción renovable establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.

CAPÍTULO III

Régimen Económico de Energías Renovables

Artículo 13. *Energía de subasta.*

1. Se define energía de subasta como aquella energía negociada durante el plazo máximo de entrega por las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables mediante su participación en el mercado en los términos previstos en el artículo 21, que no exceda de la energía máxima de subasta, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 15, 16 y 17.

2. La energía de subasta será retribuida conforme a lo estipulado en el artículo 18.

3. Las garantías de origen asociadas a la energía de subasta serán asignadas al sistema eléctrico, regulándose mediante orden ministerial el adecuado mecanismo de explotación.

Artículo 14. *Energía mínima de subasta.*

1. Se define la energía mínima de subasta como el volumen mínimo de energía de subasta que ha de ser alcanzado por cada instalación acogida al régimen económico de energías renovables antes de la fecha de finalización del plazo máximo de entrega definida en el artículo 16.

2. En el caso de subastas en las que el producto a subastar sea energía eléctrica, la energía mínima de subasta de cada instalación coincidirá con la energía máxima de subasta calculada según lo establecido en el artículo 15.

3. En el caso de subastas en las que el producto a subastar sea potencia instalada, la energía mínima de subasta de cada instalación será calculada en función del número mínimo de horas equivalentes de funcionamiento anual de cada tecnología y del plazo máximo de entrega, empleando la siguiente fórmula:

Energía mínima de subasta = Potencia * Número mínimo de horas equivalentes de funcionamiento anual * Plazo máximo de entrega expresado en años

La potencia se corresponderá con la menor de las potencias inscritas en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en cualquiera de sus dos estados, preasignación o explotación.

El número mínimo de horas equivalentes de funcionamiento anual se establecerá en la orden por la que se regule el mecanismo de subasta.

4. En la orden por la que se regule el mecanismo de subasta se podrán establecer unos hitos de control intermedios, en los que la energía de subasta computada hasta el hito de control deberá ser superior a la energía mínima de subasta que se establezca para ese hito.

Artículo 15. *Energía máxima de subasta.*

1. Se define la energía máxima de subasta como el volumen máximo de energía de subasta que puede acogerse al régimen económico de energías renovables.

2. La energía máxima de subasta de cada instalación será calculada en función del número máximo de horas de funcionamiento anual de cada tecnología y el plazo máximo de entrega, empleando la siguiente fórmula:

Energía máxima de subasta = Potencia * Número máximo de horas equivalentes de funcionamiento anual * Plazo máximo de entrega expresado en años

La potencia se corresponderá con la menor de las potencias inscritas en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en cualquiera de sus dos estados, preasignación o explotación.

El número máximo de horas equivalentes de funcionamiento anual se establecerá en la orden por la que se regule el mecanismo de subasta.

Artículo 16. *Plazo máximo de entrega y fechas de inicio y de finalización del plazo máximo de entrega.*

1. El plazo máximo de entrega se define como el plazo temporal máximo e improrrogable dentro del cual las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables tienen que cumplir con la obligación de vender la energía mínima de subasta, siendo establecido en la resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta. El plazo máximo de entrega estará limitado al periodo de tiempo suficiente para transmitir la señal de certidumbre en materia de ingresos de las instalaciones, de forma que se facilite la financiación de los nuevos proyectos. El plazo máximo de entrega estará comprendido entre los 10 y 15 años, pudiendo ser ampliado, excepcionalmente, hasta los 20 años en aquellos casos en los que esté justificado por tratarse de tecnologías con una alta inversión inicial o riesgo tecnológico y hasta los 30 años para las tecnologías renovables marinas.

2. La fecha de inicio del plazo máximo de entrega se establecerá en la resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta.

3. La fecha de finalización del plazo máximo de entrega se calculará sumando el plazo máximo de entrega a la fecha de inicio del plazo máximo de entrega, no viéndose en ningún caso alterada por la fecha de inscripción de la instalación en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación.

Artículo 17. *Cómputo de la energía de subasta.*

1. La energía de subasta de la instalación, definida en el artículo 13, se computará desde la fecha más tardía de entre la fecha de inicio del plazo máximo de entrega y la del día siguiente a la de inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación, hasta la fecha de finalización del plazo máximo de entrega.

Durante este periodo, la instalación acogida al régimen económico de energías renovables participará en el mercado conforme a lo estipulado en el artículo 21, contabilizando la energía así negociada como energía de subasta y de acuerdo con lo establecido en el artículo 18.

2. Una vez que la instalación acogida al régimen económico de energías renovables haya alcanzado la energía máxima de subasta o se haya superado la fecha de finalización del plazo máximo de entrega, se dará por finalizada de forma automática la aplicación del régimen económico de energías renovables y, por lo tanto, el cómputo de energía de subasta, resultando de aplicación lo establecido en el artículo 30.

3. Las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables, una vez superado el volumen de energía mínima de subasta, podrán renunciar a dicho régimen y continuar con su actividad, participando libremente en el mercado de producción de energía eléctrica y percibiendo la retribución que de ello se derive. A estos efectos resultarán de aplicación los procedimientos regulados en el artículo 30.

4. Las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables podrán renunciar a dicho régimen sin haber superado el volumen de energía mínima de subasta, bajo la penalización económica establecida en el artículo 20, pudiendo continuar con su actividad, participando libremente en el mercado de producción de energía eléctrica y percibiendo la retribución que de ello se derive. A estos efectos resultarán de aplicación los procedimientos regulados en el artículo 30.

5. El operador del mercado será responsable del cómputo de la energía de subasta. A tal efecto, el operador del mercado podrá requerir la información estrictamente necesaria a este

respecto al operador del sistema, a las propias instalaciones, o a cualquier otro agente que disponga de información pertinente, para el adecuado cumplimiento de dicha responsabilidad en relación con el régimen económico de energías renovables.

El operador del mercado comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas la información relativa al cómputo de la energía de subasta cuando las instalaciones superen la fecha de finalización del plazo máximo de entrega y en los hitos de control intermedios.

Artículo 18. *Retribución de las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables.*

1. El precio a percibir, en cada periodo de negociación, por las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables, por cada unidad de energía de subasta negociada en el mercado diario e intradiario, será su precio de adjudicación correspondiente al resultado de la subasta.

2. La orden por la que se regule el mecanismo de subasta podrá determinar que el precio a percibir por las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables, en cada periodo de negociación, por cada unidad de energía de subasta negociada en el mercado diario e intradiario, será calculado a partir de su precio de adjudicación correspondiente al resultado de la subasta, siendo este corregido a partir de unos incentivos simétricos de participación en mercado mediante el porcentaje de ajuste de mercado.

De este modo, el precio a percibir por la venta de energía en los mercados diario e intradiario está referenciado, en ambos casos, al precio del mercado diario y se calcula empleando la siguiente fórmula:

$$Precio\ a\ percibir\ en\ Mercado\ Diario\ \left(\frac{€}{MWh}\right) = Precio\ de\ adjudicación\ \left(\frac{€}{MWh}\right) + Porcentaje\ de\ ajuste\ de\ mercado \times \left(Precio\ del\ Mercado\ Diario\ \left(\frac{€}{MWh}\right) - Precio\ de\ adjudicación\ \left(\frac{€}{MWh}\right)\right)$$

$$Precio\ a\ percibir\ en\ Mercado\ Intradiario\ \left(\frac{€}{MWh}\right) = Precio\ de\ adjudicación\ \left(\frac{€}{MWh}\right) + Porcentaje\ de\ ajuste\ de\ mercado \times \left(Precio\ del\ Mercado\ Diario\ \left(\frac{€}{MWh}\right) - Precio\ de\ adjudicación\ \left(\frac{€}{MWh}\right)\right)$$

Para la determinación del valor del porcentaje de ajuste de mercado se tendrán en cuenta, entre otras variables, la madurez de las tecnologías, su competitividad, su capacidad de gestión, su perfil de producción y otras características técnicas, así como el tamaño de las instalaciones. El valor del porcentaje de ajuste de mercado se expresará en tanto por uno y estará comprendido entre 0 y 0,5, siendo fijado en la orden por la que se regule el mecanismo de subasta. Si en ella no se especificara valor alguno, se considerará que el porcentaje de ajuste de mercado es cero.

3. La orden por la que se regule el mecanismo de subasta podrá adaptar el mecanismo de retribución descrito en los puntos anteriores para su aplicación a las instalaciones con capacidad de almacenamiento acogidas al régimen económico de energías renovables.

4. En aquellos periodos de negociación en los que el precio del mercado diario o intradiario resulte igual o inferior al precio de exención de cobro, que se fija en cero euros/MWh, el precio a percibir por las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables por la energía negociada en dichos periodos de negociación será igual al precio del mercado, no contabilizándose dicha energía como energía de subasta.

Mediante la orden por la que se regule el mecanismo de subasta se podrá establecer, para subastas concretas y si resulta pertinente conforme a criterios comunes en el mercado interior de la electricidad, un precio de exención de cobro superior a cero euros/MWh.

El precio de exención de cobro no podrá ser modificado durante el periodo en el que las instalaciones estén acogidas al régimen económico de energías renovables.

5. El precio a percibir por las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables, por cada unidad de energía de subasta negociada en los mercados no incluidos en el apartado primero de este artículo, será el que se derive directamente de su participación en los mismos, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 23.

6. Las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables que, habiendo obtenido todos los permisos pertinentes conforme a la normativa de aplicación, estuviesen en disposición de verter energía a la red con anterioridad a la fecha de inicio del plazo máximo de entrega podrán comenzar su actividad de producción participando en el mercado con la totalidad de la energía producida, percibiendo en consecuencia los ingresos que de dicha participación se deriven.

7. Las instalaciones podrán participar libremente en el mercado de producción de energía eléctrica percibiendo la retribución que de ello se derive en los siguientes supuestos:

a) Cuando hayan alcanzado la energía máxima de subasta.

b) Cuando haya expirado el plazo máximo de entrega.

c) Cuando, habiendo superado el volumen de energía mínima de subasta, hayan renunciado al régimen económico de energías renovables.

d) Cuando, no habiendo superado el volumen de energía mínima de subasta, hayan renunciado al régimen económico de energías renovables.

Todo lo anterior será de aplicación sin perjuicio de las posibles penalizaciones que pudieran establecerse en caso de no alcanzar la energía mínima de subasta, conforme a lo previsto en el artículo 20.

Artículo 18 bis. *Adhesión a la retribución del régimen económico de energías renovables con carácter previo al inicio del plazo máximo de entrega.*

1. Los titulares de las instalaciones inscritas en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación podrán optar, con anterioridad al inicio del plazo máximo de entrega, a la adhesión a los sistemas de retribución, liquidación y participación en el mercado establecidos en el artículo 18 y en el capítulo IV.

2. La solicitud de adhesión deberá ser comunicada al operador del mercado por parte de los titulares de las instalaciones una vez inscritas en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación y con anterioridad al inicio del plazo máximo de entrega.

3. La adhesión surtirá efectos desde el quinto día hábil posterior al de recepción y registro de la solicitud de adhesión y hasta la fecha de inicio del plazo máximo de entrega, no siendo posible la renuncia a esta adhesión en ese periodo.

4. La energía negociada durante el mencionado periodo no será considerada como energía de subasta, si bien será retribuida, liquidada y participará en el mercado de igual forma que la energía de subasta, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 18 y en el capítulo IV.

Cuando la suma de la energía de subasta y la energía negociada de acuerdo con lo previsto en el apartado anterior sea superior a la energía máxima de subasta definida en el artículo 15, se considerará que se ha producido el supuesto definido en el artículo 30.1.a), dándose por finalizada de forma automática la aplicación del régimen económico de energías renovables y produciéndose los demás efectos previstos en el artículo 30.

5. El operador del mercado comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas la fecha de adhesión de la instalación a lo previsto en este artículo, en un plazo inferior a 5 días desde su aplicación.

6. Lo dispuesto en este artículo será de aplicación una vez aprobada la normativa necesaria para la correcta aplicación del Régimen Económico de Energías Renovables, especialmente en lo referente al sistema de retribución, liquidación y participación en el

mercado. La Dirección General de Política Energética y Minas comunicará al Operador del Mercado la fecha a partir de la cual se puede solicitar la adhesión prevista en este artículo.

Artículo 19. *Actualización del precio de adjudicación.*

El precio de adjudicación no será objeto de actualización.

Artículo 20. *Medidas para incentivar el cumplimiento de las obligaciones relativas a la energía mínima de subasta.*

1. La participación en la subasta para la percepción del régimen económico de energías renovables conlleva la asunción del régimen de penalizaciones regulado en este artículo, sin perjuicio, y de manera independiente, de las sanciones que pudieran corresponder conforme a lo establecido en el artículo 34.2.

La orden por la que se regule el mecanismo de subasta podrá desarrollar las penalizaciones previstas en este artículo, al objeto de incentivar el cumplimiento de las obligaciones relativas a la energía mínima de subasta en los términos previstos en los apartados siguientes.

2. Se podrán imponer penalizaciones automáticas por no alcanzar la energía mínima de subasta equivalente en los hitos de control intermedios que se establezcan de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.4.

En este supuesto, la orden por la que se regule el mecanismo de subasta establecerá la fórmula de cálculo de estas penalizaciones automáticas, que tendrá en cuenta los valores de la energía mínima de subasta equivalente en los hitos de control intermedios y de la energía de subasta computada de la instalación, pudiendo considerar a su vez los valores correspondientes a los hitos previos.

Las penalizaciones automáticas se aplicarán mediante la reducción del precio de adjudicación. Esta reducción se aplicará desde el hito en el que no se alcance la energía mínima de subasta equivalente hasta el siguiente hito de control.

El operador del mercado, como responsable del cómputo de la energía de subasta, verificará el cumplimiento de la energía mínima de subasta equivalente en los hitos de control intermedios, aplicando las penalizaciones automáticas definidas en este apartado.

El operador del mercado comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas las penalizaciones que se efectúen de acuerdo con lo previsto en este apartado.

3. Se podrán imponer penalizaciones en el caso de que la energía de subasta de una instalación, computada según el artículo 17, no supere el valor de la energía mínima de subasta en la fecha de finalización del plazo máximo de entrega.

Para la determinación de la cuantía de la penalización se tendrá en cuenta la diferencia entre la energía mínima de subasta y la energía de subasta de la instalación computada en la fecha de finalización del plazo máximo de entrega, y se podrán considerar a su vez los valores correspondientes a los hitos de control intermedios.

4. En el caso de cancelación de la inscripción de la instalación en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación con anterioridad a la fecha de finalización del plazo máximo de entrega, se podrán imponer penalizaciones si la energía de subasta de la instalación en el momento de la cancelación, computada según lo previsto en el artículo 17, no es superior a la energía mínima de subasta.

Para la determinación de la cuantía de la penalización se tendrá en cuenta la diferencia entre la energía mínima de subasta y la energía de subasta de la instalación computada en el momento de la cancelación, y se podrán considerar a su vez los valores correspondientes a los hitos de control intermedios.

5. No procederá imponer las penalizaciones reguladas en este artículo por aquella energía que no se haya contabilizado como energía de subasta en aplicación de lo previsto en el artículo 18.4.

6. Las penalizaciones reguladas en los apartados 3 y 4 de este artículo serán establecidas por resolución del Director General de Política Energética y Minas, previa instrucción de un procedimiento que garantizará, en todo caso, la audiencia al interesado. El plazo máximo para iniciar este procedimiento será de seis meses desde la fecha de finalización del plazo máximo de entrega, o, para los supuestos previstos en el apartado 4,

desde la fecha de cancelación de la inscripción. El plazo máximo para resolver este procedimiento y notificar su resolución será de seis meses.

Las resoluciones del Director General de Política Energética y Minas por las que se establecen las penalizaciones no pondrán fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrán ser objeto de recurso de alzada ante la Secretaría de Estado de Energía, conforme a lo establecido en los artículos 121 y 122 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

7. Las penalizaciones serán consideradas como ingresos del sistema eléctrico.

CAPÍTULO IV

Inclusión del mecanismo en el mercado

Artículo 21. *Participación en el mercado de las instalaciones durante la aplicación del régimen económico de energías renovables.*

1. Los titulares de instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables participarán en el mercado diario e intradiario, tanto en las sesiones como en el mercado intradiario continuo, de acuerdo a la normativa de aplicación.

2. Para participar en los distintos mercados, cada instalación acogida al régimen económico de energías renovables debe constituirse como una unidad de oferta, no siendo válidas las ofertas agregadas de instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables.

3. Los titulares de instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables no podrán declarar contratos bilaterales físicos con dichas instalaciones.

4. Las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables ofertarán en el mercado diario e intradiario con su mejor previsión de producción y de acuerdo a las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica.

5. Las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables podrán participar en los servicios de ajuste y de balance de acuerdo con la normativa de aplicación.

6. Las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables serán responsables de balance en los términos que se establezcan en su normativa de aplicación.

7. El operador del sistema comunicará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier actuación contraria al correcto funcionamiento de los servicios de ajuste y de balance, así como al correcto funcionamiento del mecanismo de retribución establecido en este real decreto, al objeto de valorar si dicha actuación puede ser constitutiva de infracción sancionable por el organismo correspondiente.

8. Los cambios derivados de las comunicaciones fehacientes establecidas en este real decreto con impacto sobre la participación en el mercado de una instalación, en ningún caso serán de aplicación con anterioridad al siguiente día hábil al de su recepción, no pudiendo en ningún caso efectuarse liquidaciones o facturaciones con efectos retroactivos.

Artículo 22. *Entidad responsable de la liquidación de la energía de subasta.*

El operador del mercado realizará la liquidación de la energía de subasta negociada en los mercados diario e intradiario.

Artículo 23. *Liquidación de la energía de subasta.*

1. El operador del mercado procederá a liquidar la diferencia, que podrá ser negativa o positiva, entre los precios de los mercados diario e intradiario y el precio a percibir establecido para cada instalación acogida al régimen económico de energías renovables según el artículo 18.

Igualmente, el operador del mercado procederá a liquidar a cada instalación el valor neto de la energía negociada en los servicios de ajuste y de balance, valorada a la diferencia entre el precio a percibir establecido en el artículo 18 y el precio del mercado diario.

2. El excedente económico, en caso de que el precio de casación de una unidad de oferta sea superior a su precio a percibir, supondrá un ingreso para el mercado, que será

distribuido por el operador del mercado entre las unidades de adquisición nacionales en proporción a la energía diaria programada en su programa horario final después del mercado continuo.

3. El déficit económico, en caso de que el precio de casación de una unidad de oferta sea inferior a su precio a percibir, supondrá una obligación de pago para el mercado, que será distribuida por el operador del mercado entre las unidades de adquisición nacionales en proporción a la energía diaria programada en su programa horario final después del mercado continuo.

4. Aquellas instalaciones de almacenamiento no acogidas al régimen económico de energías renovables quedarán excluidas del mecanismo de liquidación descrito en los puntos anteriores de este artículo. La orden por la que se regule el mecanismo de subasta podrá adaptar dicho mecanismo de liquidación para su aplicación a las instalaciones con capacidad de almacenamiento acogidas al régimen económico de energías renovables.

5. Las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción desarrollarán el mecanismo de liquidación de la energía de subasta, así como las garantías a aportar por los titulares de las unidades de adquisición para cubrir las posibles obligaciones de pago resultantes.

6. El operador del sistema enviará diariamente al operador del mercado la información del valor neto de la energía negociada por cada instalación en los servicios de ajuste y de balance.

7. El sistema de liquidación descrito en los apartados anteriores será tenido en consideración en la regulación de la metodología de cálculo del precio final del mercado peninsular y de los territorios no peninsulares, así como, en caso de ser necesario, de los servicios de ajuste y de balance.

8. El operador del mercado será responsable de la difusión y puesta a disposición del público del resultado del proceso de liquidación, publicando para ello la energía y precios resultantes de dicho proceso para los mercados diario e intradiario, y en su caso, el resto de información que facilite a los agentes participantes en el mercado la realización de sus previsiones.

CAPÍTULO V

Registro electrónico y procedimientos administrativos relativos al régimen económico de energías renovables

Artículo 24. *Registro electrónico del régimen económico de energías renovables.*

1. Se crea el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables, que se regirá en cuanto a su organización y funcionamiento por lo dispuesto en este capítulo.

2. El Registro electrónico del régimen económico de energías renovables tiene por objeto el otorgamiento y adecuado seguimiento del régimen económico de energías renovables.

3. Las inscripciones en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables se realizarán en uno de los siguientes dos estados: estado de preasignación o estado de explotación. Para poder realizar la inscripción en el registro en estado de explotación, será condición necesaria la inscripción con carácter previo en estado de preasignación.

No podrá inscribirse en el registro en estado de preasignación ninguna instalación que ya conste inscrita en el mismo en cualquier estado.

4. La orden por la que se regule el mecanismo de subasta podrá establecer mecanismos que garanticen la madurez de los proyectos, así como cualquier otro requisito orientado a garantizar la viabilidad de los mismos, tales como el establecimiento de hitos previos a la finalización de la construcción de los proyectos, en los que se analizará el grado de avance en la tramitación y construcción de los mismos. Su cumplimiento será tenido en cuenta para la inscripción en el registro electrónico y para las cancelaciones o incautaciones parciales de las garantías del artículo 25 que correspondan, según se establezca en la citada orden.

5. La resolución de inscripción en el registro en estado de preasignación otorgará al titular el derecho a la percepción del régimen económico de energías renovables

condicionado al cumplimiento de los requisitos establecidos en este real decreto y en su normativa de desarrollo.

6. Para la aplicación del régimen económico de energías renovables y, por lo tanto, para la percepción de la retribución definida en el artículo 18, será condición necesaria que las instalaciones estén inscritas en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación.

7. Para la aplicación del régimen económico de energías renovables y el cálculo de la retribución correspondiente a cada instalación, se tomará la información contenida en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables, sin perjuicio de cualesquiera otros datos que consten, a otros efectos, en el Registro de instalaciones de producción de energía eléctrica o en cualquier otro registro.

8. Las inscripciones en el citado registro serán competencia del Director General de Política Energética y Minas.

9. Conforme a lo previsto en el artículo 14.3 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, las solicitudes relativas a los distintos procedimientos relacionados con el régimen económico de energías renovables objeto de este real decreto se presentarán exclusivamente por vía electrónica, con certificado electrónico, mediante los procedimientos establecidos a estos efectos.

Las comunicaciones entre el solicitante y el órgano instructor se realizarán exclusivamente a través de medios electrónicos.

10. Las solicitudes de resolución del Director General de Política Energética y Minas previstas en este capítulo se podrán entender desestimadas si no se notifica resolución expresa en el plazo establecido.

Asimismo, las resoluciones del Director General de Política Energética y Minas previstas en este capítulo no pondrán fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrán ser objeto de recurso de alzada ante la Secretaría de Estado de Energía, conforme a lo establecido en los artículos 121 y 122 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

11. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá dar acceso al operador del mercado, al operador del sistema, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, a la información existente en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables para el adecuado cumplimiento de sus funciones en relación con este real decreto.

Artículo 25. *Garantías para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.*

1. Para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación será necesaria la presentación, ante la Dirección General de Política Energética y Minas, del resguardo de la Caja General de Depósitos acreditativo de haber depositado una garantía económica por la cuantía que se especifique en la orden por la que se regule el mecanismo de subasta.

La garantía se constituirá mediante cualquiera de las modalidades establecidas en el Reglamento de la Caja General de Depósitos, aprobado por Real Decreto 161/1997, de 7 de febrero, y será proporcional a la potencia para la que vaya a ser solicitada la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.

El objeto de la garantía será la inscripción de la instalación en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación, cumpliendo, en todo caso, los requisitos establecidos en el artículo 27.1.

Deberá indicarse expresamente en el resguardo de constitución de la garantía que esta es depositada a los efectos del cumplimiento de lo establecido en este artículo.

La persona o entidad que constituya la garantía deberá coincidir con el solicitante de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.

2. Mediante la orden por la que se regule el mecanismo de subasta se podrá eximir a determinadas instalaciones del cumplimiento de la obligación establecida en el apartado 1 de este artículo.

3. Con anterioridad a la resolución de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación, el interesado podrá desistir de su solicitud y solicitar la cancelación de la garantía para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación, sin perjuicio de lo establecido en los artículos 8.2 y 26.4 en relación con la garantía presentada ante la entidad administradora de la subasta para la participación en la misma.

4. La resolución del Director General de Política Energética y Minas por la que se acuerde la inadmisión o desestimación de la solicitud se considerará razón suficiente para la cancelación de la garantía para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.

5. Una vez resuelta favorablemente la solicitud de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación, el desistimiento en la construcción de la instalación o el incumplimiento de los requisitos establecidos para la percepción del régimen económico en el artículo 27.1, supondrá la ejecución de la garantía y la pérdida del derecho a la percepción del régimen económico de energías renovables en los términos previstos en el artículo 28.1.

La orden por la que se regule el mecanismo de subasta podrá prever que la Dirección General de Política Energética y Minas pueda exceptuar la ejecución de la garantía depositada, si el incumplimiento de los requisitos establecidos para la percepción del régimen económico del artículo 27.1 viene dado por circunstancias impeditivas que no fueran ni directa ni indirectamente imputables al interesado.

Artículo 26. *Procedimiento de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.*

1. Los adjudicatarios de la subasta dirigirán la solicitud de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación a la Dirección General de Política Energética y Minas, acompañada del resguardo de la Caja General de Depósitos acreditativo de haber depositado la garantía económica establecida en el artículo 25, de una copia de la citada garantía y de la documentación que se determine en la orden por la que se regule el mecanismo de subasta.

Dicha solicitud contendrá, al menos, la identificación del adjudicatario de la subasta, la potencia para la que se solicita la inscripción y las tecnologías a utilizar. Adicionalmente, la orden por la que se regule el mecanismo de subasta podrá establecer requisitos y condiciones adicionales exigibles para la inscripción en estado de preasignación que sean de aplicación a la correspondiente convocatoria, tales como, entre otros, los relativos al impacto positivo sobre el empleo local y la cadena de valor industrial asociada al territorio.

En el caso de que el producto subastado sea energía eléctrica, la potencia o suma de potencias para la que vaya a ser solicitada la inscripción por adjudicatario no podrá ser superior a la potencia mínima a construir definida en el artículo 9.3, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 28.5 con relación a la potencia a inscribir en el registro en estado de explotación.

En el caso de que el producto a subastar sea potencia instalada, la potencia o suma de potencias para la que vaya a ser solicitada la inscripción por adjudicatario no podrá ser superior a la potencia adjudicada.

2. La orden por la que se regule el mecanismo de subasta establecerá un plazo máximo para la presentación de las solicitudes.

3. El Director General de Política Energética y Minas dictará y notificará la resolución en el plazo máximo de tres meses. Una vez transcurrido dicho plazo sin haberse notificado resolución expresa, los interesados podrán entender desestimadas sus solicitudes por silencio administrativo. La resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

La resolución de inscripción de la instalación en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación incluirá, al menos, la identificación del titular, la potencia inscrita en el registro en estado de preasignación, la energía mínima de subasta preasignada, la energía máxima de subasta preasignada, el precio de adjudicación y las tecnologías empleadas.

En el caso de subastas en las que el producto a subastar sea energía eléctrica, la energía mínima de subasta preasignada de cada instalación coincidirá con la energía máxima de subasta preasignada calculada según la siguiente fórmula:

Energía mínima de subasta preasignada = Energía máxima de subasta preasignada = = Potencia * Número máximo de horas equivalentes de funcionamiento anual * Plazo máximo de entrega expresado en años

En el caso de subastas en las que el producto a subastar sea potencia instalada, la energía mínima de subasta preasignada y la energía máxima de subasta preasignada se calcularán conforme a las siguientes fórmulas:

Energía mínima de subasta preasignada = Potencia * Número mínimo de horas equivalentes de funcionamiento anual * Plazo máximo de entrega expresado en años

Energía máxima de subasta preasignada = Potencia * Número máximo de horas equivalentes de funcionamiento anual * Plazo máximo de entrega expresado en años

A los efectos de lo dispuesto en este apartado, la potencia se corresponderá con la potencia inscrita en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.

4. Tras la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la resolución de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación, la entidad administradora de la subasta procederá, en referencia a cada adjudicatario, conforme a los siguientes criterios, sin necesidad de requerimiento previo por la Dirección General de Política Energética y Minas:

a) En caso de que la potencia inscrita en preasignación sea igual a la potencia adjudicada o, en su caso, a la potencia mínima a construir establecida en el artículo 9.3, se procederá a la cancelación de la totalidad de las garantías depositadas para la participación en la subasta.

b) En caso contrario, se procederá a ejecutar las garantías depositadas para la participación en la subasta por la parte proporcional a la cantidad de producto que no haya resultado inscrita en preasignación en relación con la cantidad de producto adjudicada. De este modo, la cuantía a ejecutar se calculará multiplicando la cuantía total depositada por el siguiente valor:

$$\frac{\textit{Cantidad de producto adjudicada} - \textit{Cantidad de producto inscrita en preasignación}}{\textit{Cantidad de producto adjudicada}}$$

En el caso de que el producto adjudicado sea potencia instalada, se entenderá por cantidad de producto inscrita en preasignación la potencia preasignada.

En el caso de que el producto adjudicado sea energía, se entenderá por cantidad de producto inscrita en preasignación la energía mínima de subasta preasignada.

Artículo 27. *Requisitos necesarios para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación.*

1. Para que una instalación pueda ser inscrita en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación, deberá cumplir los siguientes requisitos con anterioridad a la fecha límite de disponibilidad de la instalación establecida en el artículo 28.1, sin perjuicio de lo establecido en sus apartados a) y b).

a) Que la instalación esté totalmente finalizada. A los efectos previstos en este real decreto, se considerará que una instalación está totalmente finalizada si cuenta con todos los elementos, equipos e infraestructuras que son necesarios para producir energía y

verterla al sistema eléctrico, incluyendo, cuando corresponda, los sistemas de almacenamiento; ha obtenido la inscripción con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del órgano competente y ha comenzado a vender energía en el mercado.

La acreditación del comienzo de la venta en el mercado de energía eléctrica deberá realizarse mediante un certificado emitido por el operador del mercado.

b) Que la instalación cumpla los requisitos y las condiciones relativas a sus características establecidas mediante la orden por la que se regule el mecanismo de subasta.

2. Asimismo, para que una instalación pueda ser inscrita en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación, el titular de la instalación que conste en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica debe coincidir con el titular de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.

Artículo 28. *Procedimiento de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación.*

1. El titular de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación solicitará la inscripción en estado de explotación a la Dirección General de Política Energética y Minas con anterioridad a la finalización del plazo máximo de un mes a contar desde la fecha límite de disponibilidad de la instalación o, en su caso, de la fecha de expulsión del régimen económico de energías renovables.

La fecha límite de disponibilidad de la instalación es la fecha máxima establecida para el cumplimiento de los requisitos del artículo 27.1 necesarios para que la instalación pueda ser inscrita en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación. Esta fecha será establecida en la resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta.

No obstante lo anterior, la resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta podrá establecer la fecha de expulsión del régimen económico de energías renovables, que tendrá los siguientes efectos:

a) Si el cumplimiento de los requisitos del artículo 27.1 no se produce con anterioridad a la fecha límite de disponibilidad de la instalación y sí con anterioridad a la fecha de expulsión del régimen económico de energías renovables, no se verá modificado el derecho a la percepción del régimen económico de energías renovables, pero procederá la ejecución parcial de las garantías del artículo 25 en los términos establecidos en el apartado 3.

b) Si el cumplimiento de los requisitos del artículo 27.1 se produce con posterioridad a la fecha de expulsión del régimen económico de energías renovables, procederá la ejecución total de las garantías y supondrá la pérdida del derecho a la percepción del régimen económico de energías renovables, según lo establecido en el artículo 29.

La fecha límite de disponibilidad de la instalación deberá ser como mínimo 4 meses anterior a la fecha de inicio del plazo máximo de entrega definida en el artículo 16.

La fecha de expulsión del régimen económico de energías renovables será en todo caso igual o posterior a la fecha límite de disponibilidad de la instalación.

2. La solicitud de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación deberá incluir, al menos, la identificación del titular, la identificación y características de la instalación y la cantidad de potencia para la que se solicita la inscripción y se acompañará de una declaración responsable, de acuerdo con el modelo establecido en el anexo I, en la que se manifieste que se cumplen los requisitos establecidos en el artículo 27.1, así como del certificado del operador del mercado de fecha de comienzo de venta de energía eléctrica en el mercado y del resto de documentación que se establezca en la orden por la que se regule el mecanismo de subasta.

3. El Director General de Política Energética y Minas, previa comprobación del cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 27, resolverá, si procede, en el plazo máximo de tres meses, inscribir la instalación en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación, cancelar de oficio la inscripción

en dicho registro en estado de preasignación y dictar de oficio la orden de cancelación de la garantía definida en el artículo 25, teniendo en consideración lo previsto a continuación.

Si la potencia a inscribir en el registro en estado de explotación es inferior a la que resultó inscrita en el registro en estado de preasignación, se cancelará la inscripción en el registro en estado de preasignación en la parte correspondiente a la potencia que haya resultado inscrita en el registro en estado de explotación.

En aquellos casos en los que el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 27.1 se produzca con anterioridad a la fecha límite de disponibilidad de la instalación, se dictará orden de cancelación de la fracción de la garantía correspondiente a dicha potencia. En el caso de que la diferencia entre la potencia inscrita en preasignación y la inscrita en explotación sea inferior al 5 por ciento, se dictará orden de cancelación de la garantía depositada por la potencia inscrita en preasignación.

En aquellos casos en los que el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 27.1 se produzca con posterioridad a la fecha límite de disponibilidad de la instalación y con anterioridad a la fecha de expulsión del régimen económico de energías renovables, procederá la ejecución parcial de la garantía en los siguientes términos:

La cuantía de la garantía a ejecutar se calculará multiplicando la garantía correspondiente a la potencia que haya resultado inscrita en explotación por el siguiente valor:

$$\frac{Fecha\ real\ de\ cumplimiento\ de\ requisitos - fecha\ límite\ de\ disponibilidad\ de\ la\ instalación}{Fecha\ de\ expulsión\ del\ REER - fecha\ límite\ de\ disponibilidad\ de\ la\ instalación}$$

La cuantía de la garantía a cancelar se calculará multiplicando la garantía correspondiente a la potencia que haya resultado inscrita en explotación por el siguiente valor:

$$\frac{Fecha\ real\ de\ cumplimiento\ de\ requisitos - fecha\ límite\ de\ disponibilidad\ de\ la\ instalación}{Fecha\ de\ expulsión\ del\ REER - fecha\ límite\ de\ disponibilidad\ de\ la\ instalación}$$

4. La Dirección General de Política Energética y Minas, con carácter previo a dictar la resolución de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación, podrá solicitar al órgano competente para otorgar la autorización administrativa, a la entidad administradora de la subasta o al titular de la instalación, información adicional relativa a la instalación para su correcta inscripción en el registro.

El Director General de Política Energética y Minas dictará y notificará al interesado la resolución de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación en el plazo máximo de tres meses. Una vez transcurrido dicho plazo sin haberse notificado resolución expresa, los interesados podrán entender desestimadas sus solicitudes por silencio administrativo.

La Dirección General de Política Energética y Minas comunicará la resolución al operador del sistema y al operador del mercado.

5. La resolución de inscripción de la instalación en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación incluirá, al menos, la identificación del titular, la identificación y características de la instalación, la potencia inscrita en el registro en estado de explotación, el precio de adjudicación, la energía mínima de subasta, la energía máxima de subasta, el plazo máximo de entrega, la fecha de inicio del plazo máximo de entrega y la fecha de finalización del plazo máximo de entrega.

La potencia inscrita en el registro en estado de explotación se corresponderá con la potencia realmente instalada, pudiendo ser superior a la potencia inscrita en estado de preasignación.

En todo caso, la energía mínima de subasta y la energía máxima de subasta serán calculadas conforme a lo establecido en los artículos 14 y 15.

La fecha de inicio del plazo máximo de entrega establecida en la resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta, de acuerdo con el artículo 16.2, no se verá afectada por la fecha de inscripción de la instalación en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación.

6. En ningún caso podrá aplicarse el régimen económico de energías renovables con anterioridad al día siguiente a la fecha de notificación al operador del mercado de la resolución de inscripción de la instalación en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación.

7. Una vez superada la fecha de inicio del plazo máximo de entrega establecida para cada subasta realizada, la Dirección General de Política Energética y Minas publicará la información relativa a los índices de finalización de los proyectos adjudicatarios de la misma.

Artículo 29. *Cancelación por incumplimiento de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.*

1. Una vez superado el plazo máximo de presentación de la solicitud de inscripción en el registro en estado de explotación establecido en el artículo 28.1, cuando no se haya acreditado el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 27 para la totalidad de la potencia inscrita en el registro en estado de preasignación, la Dirección General de Política Energética y Minas iniciará el procedimiento de cancelación por incumplimiento de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación por la potencia que no haya sido inscrita en estado de explotación.

El citado procedimiento de cancelación incluirá, en todo caso, audiencia al interesado.

2. La cancelación por incumplimiento de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación supondrá la pérdida de los derechos asociados a la misma y la ejecución de la garantía correspondiente al incumplimiento depositada de acuerdo con el artículo 25.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas notificará al interesado la resolución de cancelación por incumplimiento de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.

4. En el procedimiento de cancelación por incumplimiento regulado en este artículo, el plazo máximo para resolver y notificar será de seis meses desde la fecha del acuerdo de iniciación dictado por el Director General de Política Energética y Minas.

Artículo 30. *Cancelación de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación.*

1. Serán motivos para la cancelación de la inscripción de una instalación en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación los siguientes:

a) Alcanzar la energía máxima de subasta fijada de acuerdo con lo establecido en el artículo 15 de este real decreto.

b) La finalización del plazo máximo de entrega al que se refiere el artículo 16 de este real decreto.

c) El cierre de la instalación.

d) La renuncia al régimen económico de energías renovables tras haber superado el volumen de energía mínima de subasta al que se refiere el artículo 14.

e) La renuncia al régimen económico de energías renovables, bajo penalización económica, sin haber alcanzado el volumen de energía mínima de subasta al que se refiere el artículo 14.

f) La constatación, como consecuencia de una inspección o de cualquier otro medio válido en derecho, del incumplimiento por parte de la instalación de los requisitos del artículo 27.

g) La constatación de la falsedad en las declaraciones responsables o en la restante documentación presentada a la administración con relación a la aplicación del régimen económico de energías renovables.

h) La revocación por el órgano competente de las autorizaciones administrativas de la instalación.

2. El operador del mercado dejará de liquidar la retribución correspondiente al régimen económico de energías renovables a las instalaciones que se encuentren en los supuestos previstos en los apartados 1.a), 1.b) y 1.c).

3. En los supuestos definidos en los apartados 1.d) y 1.e), el titular de la instalación deberá comunicar al operador del mercado y a la Dirección General de Política Energética y Minas la renuncia al régimen económico de energías renovables indicando la fecha de aplicación, que deberá ser en todo caso posterior a la fecha de presentación de la renuncia.

El operador del mercado tendrá en cuenta las renuncias presentadas a los efectos de la liquidación del régimen económico de energías renovables, sin perjuicio de los procedimientos de cancelación de las inscripciones previstas en el apartado 4 que proceda tramitar posteriormente.

El operador del mercado comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas las modificaciones en la liquidación que se produzcan como consecuencia de lo previsto en este artículo.

4. La cancelación de las inscripciones en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación se realizará por el Director General de Política Energética y Minas a instancia del interesado o de oficio, previa instrucción de un procedimiento que garantizará, en todo caso, la audiencia al interesado.

El plazo máximo para resolver este procedimiento y notificar su resolución será de seis meses desde la fecha del acuerdo de iniciación dictado por el Director General de Política Energética y Minas o desde la fecha en que la solicitud haya tenido entrada en el registro electrónico.

No obstante lo anterior, en los supuestos a), b) y d) del apartado 1, el Director General de Política Energética y Minas procederá a la cancelación automática de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación, que será notificada al interesado.

5. El órgano competente de la Administración General del Estado realizará inspecciones y verificaciones periódicas de las instalaciones inscritas en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación, para comprobar el cumplimiento de los requisitos y obligaciones establecidos en la normativa y el mantenimiento de las condiciones que sirvieron para otorgar el régimen económico de energías renovables. Si se acreditara por cualquier medio que la instalación ha dejado de ser acreedora del derecho otorgado, se iniciará el procedimiento de cancelación de la inscripción en el registro en estado de explotación. Todo ello sin perjuicio del régimen sancionador aplicable y de las penalizaciones que en su caso pudieran corresponder.

6. La cancelación de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación implicará que la instalación dejará de percibir la retribución del régimen económico de energías renovables con efectos desde el día siguiente al de su notificación al operador del mercado, sin perjuicio de lo previsto en los apartados 2 y 3.

La instalación podrá continuar con su actividad, participando libremente en el mercado de producción de energía eléctrica y percibiendo la retribución que de ello se derive.

En los supuestos en que no se hayan cumplido las obligaciones relativas a la energía mínima de subasta, se aplicarán las penalizaciones correspondientes previstas en el artículo 20, tomándose razón en el registro de la existencia de dichas penalizaciones.

7. La Dirección General de Política Energética y Minas notificará al interesado la resolución de cancelación de la inscripción en el registro definida en este artículo y se la comunicará al operador del sistema y al operador del mercado.

Artículo 31. *Modificación de los datos de los titulares de las instalaciones inscritas en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables.*

1. Los titulares de las instalaciones que hayan sido inscritas en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación deberán comunicar al operador del mercado la modificación de los datos relativos a los titulares, así como las transmisiones de titularidad de dichas instalaciones para que sean tenidas en cuenta para su correcta liquidación.

En estas modificaciones quedan incluidos, entre otros, los cambios de denominación, razón social o domicilio del titular y las fusiones, absorciones o escisiones de sociedades que afecten a la titularidad de las instalaciones.

Asimismo, los titulares de las instalaciones deberán remitir dichas comunicaciones, en el plazo máximo de un mes, a la Dirección General de Política Energética y Minas para la modificación de los datos que figuran en el registro.

Las modificaciones relativas a los datos de contacto de los titulares y al domicilio a efectos de notificaciones, no requerirán resolución expresa y surtirán efectos desde la presentación de la comunicación en el registro electrónico correspondiente.

2. Asimismo, si se constatara por cualquier medio la inexactitud de los datos contenidos en el registro, el Director General de Política Energética y Minas podrá proceder a su modificación, de oficio o a instancia de los interesados. El plazo para resolver dicho procedimiento será de seis meses.

Artículo 32. *Modificación de la información relativa a las instalaciones inscritas en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables.*

1. Los titulares de las instalaciones inscritas en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas cualquier modificación de la instalación con relación a las características que esta poseía en el momento de realizar la solicitud de inscripción en el registro en estado de explotación o cualquier cambio en los combustibles utilizados inicialmente comunicados.

Quedarán excepcionadas de la obligación de comunicación aquellas actuaciones sobre la instalación cuyo objeto sea el mantenimiento de la misma y aquellas otras que no afecten a la correcta aplicación del régimen económico de energías renovables.

Dichas comunicaciones se realizarán mediante una declaración responsable que incluya una descripción de la modificación realizada y, en caso de ser preceptiva, de la autorización de explotación definitiva. Deberá presentarse por medios electrónicos en el plazo máximo de un mes desde que se produzca la citada modificación, el cambio de combustible o la circunstancia comunicada.

La anterior comunicación se realizará sin perjuicio de las autorizaciones que sean preceptivas en virtud de la demás normativa de aplicación, o de las comunicaciones que sean necesarias para la modificación de la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica por parte del órgano competente.

Asimismo, se deberá comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas el cierre de la instalación o cualquier otra circunstancia que pudiese afectar al régimen económico de energías renovables.

2. En aquellos casos en que, a la vista de la comunicación referida en el apartado anterior, sea necesaria la modificación de la inscripción en el registro, el Director General de Política Energética y Minas resolverá modificar la citada inscripción.

En el caso en que dicha resolución suponga una afección a la liquidación de la energía de la instalación, será notificada al operador del mercado y al operador del sistema, surtiendo efectos desde el día siguiente al que se produzca el acceso a su contenido.

Artículo 33. *Tratamiento de los datos.*

1. El tratamiento de los datos de carácter personal inscritos en el registro regulado en este capítulo se someterá a lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y el Consejo, de 27 de abril de 2016, relativo a la protección de las personas físicas en lo que respecta al tratamiento de sus datos personales y a la libre circulación de estos

datos, y en la Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre, de Protección de Datos Personales y garantía de los derechos digitales.

2. Los sujetos obligados a comunicar datos a este registro serán responsables de la veracidad y actualidad de los datos que faciliten.

3. Las personas que en el ejercicio de sus funciones tengan acceso a datos que obren en este registro estarán obligadas a guardar secreto respecto de los mismos. Los datos de carácter personal serán recogidos con fines determinados, explícitos y legítimos, y no serán tratados ulteriormente de manera incompatible con dichos fines. De acuerdo con el artículo 89.1 del Reglamento general de protección de datos, aprobado por el Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de abril de 2016, el tratamiento ulterior de los datos personales con fines de archivo en interés público, fines de investigación científica e histórica o fines estadísticos no se considerará incompatible con los fines iniciales.

4. Los interesados podrán acceder de forma electrónica a los datos contenidos en el registro.

5. Por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, se establecerá el procedimiento electrónico para la comunicación al operador del sistema y al operador del mercado de los datos relativos a las inscripciones en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables.

Artículo 34. *Inspección de las instalaciones inscritas en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables.*

1. El órgano competente de la Administración General del Estado efectuará inspecciones a las instalaciones de producción de energía eléctrica inscritas en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables, para la comprobación del cumplimiento de los requisitos necesarios para la aplicación del régimen económico de energías renovables y de las demás obligaciones previstas en este real decreto y en su normativa de desarrollo.

2. El incumplimiento de los requisitos y obligaciones citados en el apartado anterior podrá dar lugar, previa tramitación del correspondiente procedimiento sancionador que incluirá la audiencia al interesado, a la imposición de sanciones, de conformidad con lo dispuesto en el Título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Disposición adicional única. *Particularidades del régimen económico de energías renovables en los territorios no peninsulares.*

1. El régimen económico de energías renovables aplicable a las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares presentará las particularidades previstas en esta disposición.

Dichas instalaciones se regirán asimismo por lo dispuesto en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

2. Estarán excluidas del ámbito de aplicación de este real decreto las instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables incluidas en la categoría A definida en el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

3. Las referencias realizadas en este real decreto a la participación de las instalaciones de generación en el mercado de producción de energía eléctrica se entenderán realizadas, para las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares, al despacho de producción regulado en el título I del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. Asimismo, las referencias a la energía negociada en el mercado se entenderán realizadas a la energía despachada.

4. El operador del sistema realizará la liquidación de la energía de subasta en el despacho de producción de energía eléctrica y será responsable del cómputo de dicha energía y de la aplicación de las penalizaciones automáticas que en su caso procedan. Las referencias realizadas a estos efectos en este real decreto al operador del mercado se entenderán realizadas al operador del sistema.

5. Las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables ubicadas en los territorios no peninsulares participarán en el despacho de producción y serán liquidadas de acuerdo con lo dispuesto en el título VI del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, no resultándoles de aplicación el capítulo IV de este real decreto.

6. A los efectos del cumplimiento del requisito establecido en el artículo 27.1.a), será necesario que la instalación haya comenzado a despachar energía, lo que deberá ser acreditado mediante un certificado emitido por el operador del sistema. Dicho certificado deberá presentarse junto con la solicitud de inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación, a los efectos previstos en el artículo 28.2.

7. En aquellos supuestos en que se produzca la cancelación de la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación regulada en el artículo 30, las instalaciones podrán continuar con su actividad, participando en el despacho de producción y percibiendo la retribución establecida en el artículo 8 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

8. A los efectos previstos en el artículo 31.1, los titulares de las instalaciones que hayan sido inscritas en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación deberán comunicar al operador del sistema la modificación de los datos relativos a los titulares, así como las transmisiones de titularidad de dichas instalaciones para que sean tenidas en cuenta para su correcta liquidación.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.*

Se modifica el artículo 12 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, que queda redactado en los siguientes términos:

«El valor del coste correspondiente a otros costes asociados al suministro en el periodo tarifario p, OCh, se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$OCh = CCOMh + CCOSh + CAPh + INTh + EDSRh$$

Siendo:

CCOMh: Cuantía relativa al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, expresada en euros/MWh y fijada de acuerdo a la normativa en vigor en cada momento. Esta cuantía será la misma para todas las horas y periodos tarifarios.

CCOSh: Cuantía relativa al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del Operador del Sistema, expresada en euros/MWh y fijada de acuerdo con la normativa de aplicación. Esta cuantía será la misma para todas las horas y periodos tarifarios.

CAPh: Pago de los mecanismos de capacidad de generación correspondiente al consumo en la hora h, expresado en euros/MWh, y fijados de acuerdo con la normativa de aplicación en cada momento.

INTh: Cuantía horaria relativa al pago de los comercializadores de referencia para la financiación del servicio de interrumpibilidad expresada en euros/MWh de acuerdo a lo previsto en la normativa de aplicación. Este precio será calculado por el operador del sistema y publicado el día anterior al del suministro, para cada una de las 24 horas del día siguiente.

EDSRh: Cuantía relativa al pago o cobro de los comercializadores por el excedente o déficit de la liquidación de energía de subastas de renovables expresada en euros/MWh. Este precio será calculado por el operador del sistema y publicado el día anterior al del suministro, para cada una de las 24 horas del día siguiente; a estos efectos el Operador del Mercado comunicará al Operador del Sistema el importe horario del excedente o déficit económico resultante de liquidar la diferencia entre los precios del mercado diario y de la primera sesión del mercado intradiario respecto al precio establecido para cada instalación. El Operador del Sistema calculará esta componente con el método establecido en el procedimiento

de operación P.O: 14.12 Estimación del coste de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor.»

Disposición final segunda. *Título competencial.*

Este real decreto se dicta al amparo de las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final tercera. *Habilitación normativa.*

Se habilita a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para aprobar, mediante orden, el mecanismo de subasta a realizar para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables, así como las características de dicho régimen y cualquier otro aspecto necesario para su aplicación.

Disposición final cuarta. *Incorporación de normas del Derecho de la Unión Europea.*

Mediante este real decreto se incorpora parcialmente al ordenamiento interno español, en lo relativo a sistemas de apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables, la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Declaración responsable para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación

Declaración responsable:

D.ª/D. ....., mayor de edad, con documento nacional de identidad / número de identidad de extranjero número....., en nombre y representación de....., con domicilio social en..... y CIF....., titular de la instalación con número de identificación en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación..... y número de inscripción con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del órgano competente.....

Declaro bajo mi responsabilidad, a los efectos previstos en el artículo 28 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, que la citada instalación cumple con los requisitos necesarios para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación regulados en el artículo 27.1 del citado real decreto, y en particular:

a) Que en la fecha límite establecida, la instalación está totalmente finalizada y cuenta con todos los elementos, equipos e infraestructuras que son necesarios para producir energía y verterla al sistema eléctrico, incluyendo, cuando corresponda, los sistemas de almacenamiento;

b) Que la instalación cumple los requisitos y las condiciones relativas a sus características establecidas mediante la orden por la que se regule el mecanismo de subasta.

Asimismo, manifiesto que dispongo de la documentación que acredita el cumplimiento de los citados requisitos y que me comprometo a mantenerlos durante el periodo de tiempo en

que la instalación tenga derecho a la percepción del régimen económico de energías renovables regulado en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, y a notificar los hechos que supongan una modificación de los mismos, asumiendo las responsabilidades legales en caso de incumplimiento, falsedad u omisión.

Por último, declaro conocer que será motivo para la cancelación de la inscripción de la citada instalación en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación la constatación de la falsedad en esta declaración responsable, de acuerdo con lo previsto en el artículo 30.1.g) del citado real decreto.

En..... a..... de..... de.....

Firma

§ 70

Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 131, de 1 de junio de 2007
Última modificación: 22 de mayo de 2015
Referencia: BOE-A-2007-10868

La promoción de la electricidad generada a partir de las fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia es un objetivo prioritario para la Unión Europea y sus Estados miembros, por razones de seguridad y diversificación del suministro de energía, de protección del medio ambiente y de cohesión económica y social. Además, la explotación de las fuentes de energía renovables puede ser fuente de empleo local, tener repercusiones positivas en la cohesión social, contribuir a la seguridad del aprovisionamiento y contribuir a hacer posible el cumplimiento de los objetivos del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre cambio climático.

En ejecución de dicho objetivo, se promulgaron: la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad y la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE.

Ambas directivas contemplan, como herramienta para contribuir al cumplimiento de dicho objetivo, la implantación de un sistema de garantía de origen de la electricidad que permita a los productores de electricidad que utilicen fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia demostrar que la electricidad que venden ha sido generada de acuerdo a tales principios, y cuyo instrumento fundamental será el sistema de anotaciones en cuenta creado para su gestión.

La presente orden regula el sistema de garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, en virtud de la facultad otorgada al Ministro de Industria, Turismo y Comercio en el apartado 2 de la disposición final primera del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007.

Para la elaboración de la orden se ha realizado el preceptivo trámite de audiencia a los interesados a través del Consejo Consultivo de Electricidad cuyas alegaciones se han tenido en cuenta para elaborar el preceptivo informe de la Comisión Nacional de Energía de 23 de febrero de 2006.

En su virtud, de acuerdo con el Consejo de Estado, dispongo:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

La presente orden tiene por objeto regular la garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, con objeto de fomentar su contribución a la producción de electricidad y poder demostrar ante los consumidores finales que una cuota o cantidad determinada de energía se ha obtenido a partir de dichas fuentes, así como facilitar el comercio de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

Igualmente, se establecen una serie de obligaciones de información por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y de la Comisión Nacional de Energía, en relación, por un lado, con el establecimiento de objetivos indicativos nacionales y las medidas previstas para alcanzarlos, y por otro, con la evaluación del marco normativo respecto de los procedimientos de autorización de estas instalaciones.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Podrán acogerse al sistema de garantía de origen de la electricidad regulado en esta orden todas las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales, siempre y cuando dicha fracción biodegradable sea cuantificable de forma objetiva.

La electricidad producida en unidades de acumulación por bombeo que utilizan agua que se ha bombeado aguas arriba no debe considerarse electricidad producida a partir de fuentes renovables.

Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos de esta orden, serán de aplicación las siguientes definiciones:

a) Energía eléctrica procedente de fuentes renovables: la energía eléctrica procedente de fuentes renovables no fósiles, es decir, energía eólica, solar, aerotérmica, geotérmica, hidrotérmica y oceánica, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás.

b) Biomasa: la fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos de origen biológico procedentes de actividades agrarias (incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal), de la silvicultura y de las industrias conexas, incluidas la pesca y la acuicultura, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales.

c) Producción eléctrica neta: energía bruta generada menos la consumida por los servicios auxiliares medida en barras de central, esto es, teniendo en cuenta las pérdidas para elevar la energía a barras de central.

d) Energía bruta generada: energía producida por un grupo generador medida en bornas de alternador.

e) Servicios auxiliares de producción: suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central.

f) Barras de central: barras a las que se conecta el lado de alta del transformador de grupo de un grupo generador.

g) Cogeneración de alta eficiencia: la cogeneración que cumpla los criterios establecidos en el anexo III del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

h) Sistema de apoyo: cualquier instrumento, sistema o mecanismo que promueve el uso de energía procedente de fuentes renovables gracias a la reducción del coste de esta energía, aumentando su precio de venta o el volumen de energía renovable adquirida, mediante una obligación de utilizar energías renovables o mediante otras medidas. Ello incluye, sin limitarse a estos, las ayudas a la inversión, las exenciones o desgravaciones fiscales, las devoluciones de impuestos, los sistemas de apoyo a la obligación de utilizar energías renovables incluidos los que emplean los certificados verdes, y los sistemas de

apoyo directo a los precios, entre los que se encuentran la retribución a la operación, la retribución a la inversión, así como cualesquiera otros conceptos incluidos en el régimen retributivo específico.

Artículo 4. *Concepto de garantía de origen.*

1. La garantía de origen es una acreditación, en formato electrónico, expedida a solicitud del interesado, que asegura que un número determinado de megavatios-hora de energía eléctrica producidos en una central, en un periodo temporal determinado, han sido generados a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia.

Las garantías de origen tendrán un formato normalizado de 1 MWh. Asimismo, las garantías de origen incluirán, al menos, los datos relativos a la identificación, situación, fecha de puesta en servicio, tipo de energía, capacidad de la instalación, periodo de funcionamiento y sistema de apoyo, así como la fecha y el país expedidor y un número de identificación único, sin perjuicio de que esta información pueda detallarse con mayor precisión por Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que deberá publicarse en el "Boletín Oficial del Estado".

2. A los efectos de la expedición de la garantía de origen, los datos a consignar relativos a la instalación generadora de la electricidad, y que identificarán a dicha garantía de origen, serán los que consten, en cada momento, en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Artículo 5. *Organismo responsable de la expedición y gestión.*

1. Se designa a la Comisión Nacional de Energía como organismo responsable, en todo el territorio español, para la expedición de la garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, así como para su gestión, pudiendo realizar dichas labores bien directamente o a través de un tercero, previa autorización por parte de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que deberá ser independiente de las actividades de generación, distribución y comercialización y ser designado conforme a lo establecido por la legislación de contratos del sector público.

2. La Comisión Nacional de Energía publicará regularmente la lista de órganos autorizados, a los mismos efectos, en el resto de Estados miembros de la Unión Europea que hubieran sido comunicados por la Comisión Europea.

Artículo 6. *Sistema de anotaciones en cuenta de la garantía de origen.*

1. La Comisión Nacional de Energía establecerá un sistema de anotaciones en cuenta de la garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, que tendrá como objetivo el registro de la información y la gestión de las citadas garantías de origen.

Conforme a lo previsto en el artículo 27.6 de la Ley 11/2007, de 22 de junio, de acceso electrónico de los ciudadanos a los Servicios Públicos y en el artículo 32 del Real Decreto 1671/2009, de 6 de noviembre, por el que se desarrolla parcialmente dicha Ley, la gestión del sistema se realizará obligatoriamente por procedimientos y medios electrónicos a través del Registro Electrónico de la Comisión Nacional de Energía.

En dicho sistema de anotaciones en cuenta se mantendrá información sobre la cantidad de garantías de origen expedidas, así como las transferencias de las mismas.

2. Para la correcta gestión del sistema, se crearán una serie de cuentas de generación, asociadas cada una de ellas a una instalación, con información relativa a las garantías de origen expedidas para dicha instalación a lo largo de un periodo de tiempo concreto. Las garantías serán identificables por tecnología.

En las mismas cuentas se realizarán apuntes necesarios de las transferencias experimentadas por cada una de las garantías de origen expedidas, hasta su cancelación por redención con su venta a un consumidor final, revocación o caducidad.

3. Para cada instalación de generación, los datos identificativos asociados a cada cuenta serán, además de los consignados en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, los siguientes:

a) En el caso de la cogeneración de alta eficiencia, capacidad térmica de la instalación, eficiencia nominal eléctrica y térmica de la instalación, valor calorífico inferior del combustible, cantidad y uso del calor generado juntamente con la electricidad, rendimiento eléctrico equivalente (REE), así como electricidad de cogeneración y ahorro de energía primaria (PES), tal y como se definen en los anexos II y III del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

b) Aquella otra información que considere necesaria la Comisión Nacional de Energía.

c) Cuando se produzca cualquier modificación en la situación administrativa o técnica que afecte a las características de una instalación, su titular será el responsable de comunicarlo a la Comisión Nacional de Energía.

4. La información gestionada por el mencionado sistema, cuando no esté sometida a protección de datos, será accesible a través de la página web de la Comisión Nacional de Energía.

5. La Comisión Nacional de Energía presentará anualmente ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la memoria de la actividad de expedición de la garantía de origen de la energía procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

Artículo 7. *Separación contable.*

Los ingresos obtenidos por la venta de las garantías de origen deberán contabilizarse separadamente. Durante el primer trimestre de cada año, los productores a cuyo nombre se expidan garantías de origen remitirán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe sobre el plan de aplicación de dichos ingresos, que podrán estar destinados bien a nuevos desarrollos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y cogeneración que con el sistema de retribución vigente no resulten rentables, o bien a actividades generales de investigación y desarrollo (I +D) cuyo objetivo sea la mejora del medio ambiente global.

CAPÍTULO II

Procedimientos relativos a la garantía de origen

Artículo 8. *Solicitud.*

1. El titular de una instalación de generación de energía eléctrica podrá solicitar, por vía electrónica obligatoria, a la Comisión Nacional de Energía, con carácter voluntario, la expedición de las garantías de origen de la energía eléctrica generada en la instalación a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia durante un período de tiempo, que deberá ser múltiplo de meses naturales. La solicitud de garantías de origen correspondientes al mes de producción m será presentada antes del último día del mes m+8 y en todo caso antes del 31 de enero de cada año para las garantías correspondientes al año anterior.

2. Junto con la solicitud de una garantía de origen, el interesado presentará ante la Comisión Nacional de Energía la siguiente información especificada con un desglose mensual:

a) La primera vez, o cuando se haya producido una modificación en los datos consignados en el Registro administrativo de producción de energía eléctrica, copia de la inscripción definitiva en el Registro administrativo de producción de energía eléctrica, y, en su caso, de la inscripción definitiva en el registro administrativo autonómico correspondiente. En los demás casos, únicamente claves de identificación en los registros anteriores.

b) Energía y período para el que se solicita la garantía de origen.

c) Declaración del solicitante de no haber solicitado y de no pretender solicitar más garantías de origen ni certificaciones similares por la electricidad que sea garantizada, ni en España ni en ningún otro Estado.

d) Declaración de mediciones eléctricas durante el periodo para el que se solicitan las garantías de origen.

e) En el caso de sistemas que utilicen conjuntamente fuentes de energías renovables y no renovables, el solicitante deberá remitir el consumo de los distintos combustibles utilizados, así como las propiedades caloríficas de cada uno de ellos.

f) En el caso de instalaciones de bombeo, el solicitante deberá remitir documentación que especifique la producción total menos la producción asociada al consumo del bombeo.

3. La Comisión Nacional de Energía podrá requerir, además, un certificado emitido por el encargado de la lectura que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, así como cualquier documentación adicional que estime pertinente.

4. Una garantía de origen no podrá ser solicitada por adelantado en relación a la energía que vaya a ser producida.

5. La cantidad total de energía para la que se solicita garantía de origen en el periodo señalado no podrá ser superior a la producción eléctrica neta efectivamente generada con fuentes de energía renovables y cogeneración de alta eficiencia en ese período.

Artículo 9. *Expedición.*

La Comisión Nacional de Energía, tras verificar la información aportada en la solicitud, procederá a la expedición de la garantía de origen, que consistirá en una anotación en la cuenta correspondiente de la electricidad producida.

La expedición de la garantía de origen se llevará a cabo por la producción neta mensual efectivamente generada con fuentes de energía renovables y cogeneración de alta eficiencia, medida en MWh.

La expedición de las garantías de origen correspondientes al mes de producción m tendrá lugar antes del último día del mes m+10, y en todo caso, antes del 28 de febrero de cada año para las garantías correspondientes al año anterior y se entenderá realizada a favor del titular de la instalación que será el tenedor inicial de las mismas.

Artículo 10. *Transferencia.*

Las transferencias de cualquier garantía de origen habrán de ser solicitadas por el tenedor de la garantía a la Comisión Nacional de Energía para que proceda a la correspondiente anotación en la cuenta correspondiente.

Artículo 11. *Importación y exportación.*

1. La importación de garantías de origen será considerada de forma análoga a la expedición de las mismas.

Las acreditaciones de garantías de origen expedidas en otro Estado miembro podrán presentarse por los comercializadores ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para que obtengan el mismo reconocimiento que las expedidas por el Sistema de garantía de origen en España, siempre que sean expedidas de acuerdo con los requisitos exigidos por las Directivas 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, y 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. La garantía de origen deberá ser expedida por el órgano expedidor designado por un Estado miembro de la Unión Europea. Cuando existieran dudas fundadas sobre la exactitud, fiabilidad o veracidad de una garantía de origen expedida por otro Estado miembro, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá negar el reconocimiento de la misma, debiendo ponerlo en conocimiento de la Secretaría de Estado de Energía para su notificación a la Comisión Europea.

2. La exportación de garantías de origen sólo podrá ser realizada por los titulares de las instalaciones de generación de electricidad.

El productor de electricidad con derecho a la percepción del régimen retributivo específico regulado en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que solicite garantías de origen para la exportación, deberá renunciar, para cada garantía de origen exportada, al régimen retributivo específico que le fuera de aplicación a dicha garantía. Conforme a lo previsto en el artículo 11.6 de dicho real decreto, dicho régimen retributivo específico incluirá la retribución a la operación correspondiente a la energía incluida en la garantía, la retribución a la inversión correspondiente al periodo considerado, así como cualesquiera otros conceptos incluidos en el régimen retributivo específico.

Los importes de los conceptos a los que deberá renunciar el productor serán considerados, en su caso, como ingresos liquidables para el sistema de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Artículo 12. *Cancelación.*

1. La cancelación de una garantía de origen podrá ser motivada por su redención (venta de una garantía de origen a un consumidor final), revocación (por comisión de un error o deficiencia en la expedición de una garantía) o caducidad (transcurrido el periodo máximo establecido), y así figurará en la cuenta correspondiente.

2. A medida que el tenedor vaya asignando las garantías a los clientes en sus facturas, deberá solicitar a la Comisión Nacional de Energía su cancelación por redención. Ésta procederá a su anotación en la cuenta correspondiente, incluyendo asimismo la información del cliente.

En el caso de exportación de garantías de origen, éstas no podrán ser redimidas en España.

Las garantías de origen podrán ser contabilizadas a efectos del cumplimiento de los compromisos de los comercializadores contraídos con sus consumidores y del cumplimiento de los objetivos de energías renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

3. Una garantía de origen podrá ser objeto de cancelación por revocación en los términos previstos legalmente, en el supuesto de que se acredite que la información aportada para su expedición fue incorrecta, o no se ajustó a la normativa en vigor.

4. Las garantías de origen expedidas correspondientes a energía generada en el mes de producción m que no hayan sido previamente canceladas se cancelarán de forma automática por caducidad el primer día del mes m+12.

A partir del día 31 de marzo no podrán ser redimidas garantías de origen que correspondan a energía producida en el año anterior.

CAPÍTULO III

Control y régimen sancionador

Artículo 13. *Verificación e inspección de las instalaciones.*

1. La Comisión Nacional de Energía efectuará las comprobaciones e inspecciones que considere necesarias en ejercicio de su competencia en materia de expedición de garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

2. Los titulares de las instalaciones objeto de la presente orden deberán garantizar el acceso físico a las mismas en condiciones adecuadas, para la realización de los trabajos que correspondan de comprobación, verificación y, en su caso, de inspección.

3. Las empresas comercializadoras deberán facilitar asimismo el acceso a sus registros y contabilidad para la comprobación y verificación de las transferencias y cancelación de las garantías de origen, de la medida de la energía en consumidor final y de los ingresos obtenidos por la venta de las garantías de origen.

Artículo 14. *Régimen de infracciones y sanciones.*

Al incumplimiento de las obligaciones previstas en la presente orden le será de aplicación el régimen de infracciones y sanciones previsto en el Título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

CAPÍTULO IV

Informes

Artículo 15. *Objetivos indicativos nacionales.*

(Derogado)

Artículo 16. *Evaluación del marco normativo.*

La Comisión Nacional de Energía remitirá periódicamente al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a petición de éste, un informe sobre la evaluación del marco legislativo y reglamentario vigente respecto a los procedimientos de autorización, aplicables a las instalaciones de las centrales de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, indicando, cuando corresponda, las acciones emprendidas.

Esta evaluación se efectuará con vistas a reducir los obstáculos reglamentarios y no reglamentarios al incremento de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, y de cogeneración de alta eficiencia, racionalizar y agilizar los procedimientos al nivel administrativo que corresponda, asegurarse de que las normas sean objetivas, transparentes y no discriminatorias y tengan en cuenta las particularidades de las diferentes tecnologías y fomentar el diseño de unidades de cogeneración que respondan a demandas económicamente justificables de calor útil y evitar la producción de calor excedentario en relación con el calor útil.

El informe también deberá referirse a las medidas que se prevea adoptar para facilitar el acceso a la red de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, estudiando, entre otras cosas, la viabilidad de la introducción de la medición bidireccional.

Dicho informe tendrá carácter público y será de libre acceso.

Disposición adicional única.

Detalle de las garantías de origen en las facturas de los comercializadores a los clientes finales, de acuerdo con el artículo 110 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

1. La información que, de acuerdo con el apartado 2 del artículo 110 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, debe reflejar toda empresa comercializadora que venda electricidad a clientes finales en sus facturas se calculará a partir de la mezcla global de generación indicada en el párrafo a) del apartado 1 del citado artículo 110 bis y teniendo en cuenta las garantías de origen relativas a la energía del año anterior.

A estos efectos, con objeto de reflejar la información relativa a la empresa comercializadora, se deducirá, de la mezcla global de generación indicada, la parte correspondiente a las garantías de origen totales emitidas y, en su caso, se incluirá la correspondiente a las garantías de origen que hasta 31 de marzo del año posterior al de producción de la energía hubieran obrado en la cuenta de dicha empresa.

Igualmente en dicha información debe reflejar para cada cliente, en su caso, el número de garantías de origen que se hubieran redimido a su favor hasta la citada fecha, relativas a la energía del año anterior.

2. Las informaciones a que se hace referencia en los apartados 1 y 2 del artículo 110 bis citado, relativas a la producción energética del año anterior, serán reflejadas en las facturas de los clientes desde el mes de abril,

Durante los meses de enero a marzo, ambos inclusive se reproducirá la misma información que en los meses precedentes del año anterior.

3. En el caso de los comercializadores de último recurso, las garantías de origen que hubieran podido ser adquiridas o redimidas serán imputadas, exclusivamente a la actividad de suministro distinta de la de último recurso.

Disposición transitoria primera. *Plazo para el inicio de funcionamiento del sistema de anotaciones en cuenta.*

El sistema de anotaciones en cuenta de la garantía de origen comenzará a funcionar una vez sean establecidos por parte de la Comisión Nacional de Energía los procedimientos necesarios, siendo la fecha límite para ello el 1 de diciembre de 2007.

Disposición transitoria segunda. *Solicitud y expedición de garantías de origen correspondientes a energía producida durante los años 2004, 2005 y 2006.*

Las solicitudes de garantías de origen correspondientes a la energía producida durante los años 2004, 2005 y 2006, serán presentadas durante el primer mes natural siguiente al de entrada en funcionamiento del sistema de garantía de origen, de acuerdo con la disposición transitoria primera de la presente orden.

Para la expedición de las garantías de origen correspondientes a la energía generada en los años 2004, 2005 y 2006, la Comisión Nacional de Energía dispondrá de un plazo de seis meses naturales completos a contar a partir del primer día del mes siguiente a la fecha de entrada en funcionamiento del sistema de garantía de origen.

Las garantías de origen correspondientes a la energía producida durante los años 2004, 2005 y 2006 serán canceladas de forma automática por caducidad en el registro en el mismo momento de su expedición, y consecuentemente no podrán ser objeto de transferencia a ningún otro tenedor, ni en España, ni en el extranjero.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de lo dispuesto en las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuyen al Estado la competencia sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y sobre bases del régimen energético y minero, respectivamente.

Disposición final segunda. *Incorporación de derecho de la Unión Europea.*

Mediante esta orden se incorporan al derecho español los artículos 5 y 9 de la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE, así como los aspectos pendientes de transposición de la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, excepto los apartados 4 y 5 de su artículo 7.

Disposición final tercera. *Ejecución y aplicación de la orden.*

1. Por la Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de Energía se adoptarán, en el ámbito de sus respectivas competencias, las disposiciones y medidas que exija la ejecución y aplicación de esta orden.

2. En particular, se autoriza a la Comisión Nacional de Energía para determinar las cuantías de la retribución objeto de liquidación indicadas en el artículo 11 de la presente orden, así como para establecer los procedimientos relativos a la garantía de origen que sean necesarios, de acuerdo con lo especificado en esta orden, todo ello mediante circulares que serán publicadas en el «Boletín Oficial del Estado».

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 71

Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 150, de 20 de junio de 2014
Última modificación: 14 de noviembre de 2018
Referencia: BOE-A-2014-6495

I

Durante los últimos años en España se ha producido un desarrollo muy significativo de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Este crecimiento ha venido impulsado en buena medida por la existencia de diversos marcos de apoyo que han ido estableciendo sucesivamente incentivos económicos a la producción de electricidad mediante estas tecnologías en los últimos años.

De esta forma, desde el año 1998 hasta el año 2013, los incentivos económicos a las instalaciones de producción de energía eléctrica mediante fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, han ascendido a más de 50.000 millones de euros, incrementándose en más de un 800 por ciento desde 2005 hasta el año 2013, cuando las primas a dichas instalaciones alcanzan aproximadamente 9.000 millones de euros.

Las primas a las tecnologías renovables, de cogeneración y residuos han sido financiadas fundamentalmente por los consumidores de electricidad a través de la factura. Además, y a partir del 1 de enero de 2013, una parte de estos costes para el fomento de energías renovables, se financian por los Presupuestos Generales del Estado, con los ingresos derivados de los tributos incluidos en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, de acuerdo con lo previsto en su disposición adicional segunda.

A través del proceso de reforma del sistema eléctrico llevado a cabo en los últimos años se han adoptado una serie de medidas encaminadas a conseguir la estabilidad económica y financiera del sistema eléctrico y evitar la incorporación de nuevos costes, garantizando para estas instalaciones una rentabilidad razonable.

En este sentido, el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, articula las bases de un nuevo marco retributivo que permita a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, a las de cogeneración de alta eficiencia y residuos cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable.

Así, establece que para el cálculo de la retribución específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado, los costes de explotación estándar necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada. De esta manera se instaura un régimen retributivo sobre parámetros estándar en función de las distintas instalaciones tipo que se determinen.

Asimismo, y dando continuidad a lo dispuesto en el artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en su redacción originaria, a saber, que los regímenes retributivos que se articulen para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos deben permitir a este tipo de instalaciones cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable sobre el conjunto del proyecto, el referido real decreto-ley recoge de forma expresa para dar una mayor seguridad jurídica el concepto de rentabilidad razonable, estableciéndolo, en línea con la doctrina jurisprudencial sobre el particular alumbrada en los últimos años, en una rentabilidad de proyecto, que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado. Igualmente, en su disposición adicional primera fija la rentabilidad razonable de las instalaciones de producción con derecho a régimen económico primado.

La disposición final segunda del citado Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, habilita al Gobierno a aprobar un nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen económico primado, que será de aplicación desde la entrada en vigor del mencionado real decreto-ley.

Las bases de este nuevo marco retributivo se han recogido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, fundamentalmente en el artículo 14, concretando igualmente, los criterios y la forma de revisión de los parámetros retributivos para las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, además determina que legalmente se fijará antes del inicio de cada período regulatorio, que tendrán una duración de seis años, el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de lo que reste de vida regulatoria, y que en ningún caso podrán revisarse una vez reconocidos, la vida útil regulatoria ni el valor estándar de la inversión inicial de una instalación.

Por otra parte, preceptúa esta ley que cada tres años se revisarán para el resto del periodo regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento.

Finalmente, prevé que al menos anualmente se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

La citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, recoge de esta forma, en su disposición adicional décima que el primer período regulatorio se iniciará en la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y finalizará el 31 de diciembre de 2019 y el valor sobre el que girará la rentabilidad de los proyectos tipo de referencia. Además, y en su disposición final tercera para este primer periodo regulatorio fija en consonancia con lo ya establecido en la disposición adicional primera del mencionado real decreto-ley, el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable a lo largo de toda la vida regulatoria para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado real decreto-ley.

Este nuevo marco jurídico y económico regulado en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se ha plasmado, en primer lugar, en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que en su artículo 12 determina el procedimiento para otorgar el régimen retributivo específico. En segundo lugar, mediante la aprobación de esta orden, que principalmente aprueba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo

aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Con esta orden se completa el cambio de modelo de retribución de las energías renovables, de cogeneración y residuos y se da estabilidad financiera al sistema con carácter definitivo, al tiempo que se garantiza una rentabilidad razonable a las instalaciones. Estas instalaciones seguirán percibiendo unos ingresos adicionales al mercado hasta el final de su vida útil siempre que no hayan alcanzado esta rentabilidad. La trascendencia de esta orden radica además, en lo que atañe a la determinación de la vida útil regulatoria y la cuantificación del valor inicial de la inversión, al tratarse de parámetros no revisables.

II

El citado Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, establece la metodología del régimen retributivo específico, que será de aplicación a las instalaciones que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonable, referida a la instalación tipo que en cada caso sea aplicable.

Este régimen retributivo se basa en la percepción de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional que, en caso de resultar necesario, cubra aquellos costes de inversión que una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado.

Estas instalaciones podrán percibir durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

Para el cálculo de la retribución a la inversión y de la retribución a la operación se considerarán para una instalación tipo, los ingresos estándar por la venta de la energía valorada al precio del mercado, los costes estándar de explotación necesarios para realizar la actividad y el valor estándar de la inversión inicial, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada, a lo largo de su vida útil regulatoria.

Una vez que las instalaciones superen su vida útil regulatoria dejarán de percibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación. Las instalaciones que, aun estando dentro de su vida útil regulatoria, hubieran alcanzado el nivel de rentabilidad razonable, tendrán una retribución a la inversión igual a cero y mantendrán, en su caso, la retribución a la operación durante dicha vida útil regulatoria.

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, regula en su artículo 13 que habrá de establecerse, mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos, una clasificación de instalaciones tipo, con su código específico, en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico, así como cualquier otra segmentación que se considere necesaria para la aplicación del régimen retributivo.

A cada instalación tipo le corresponderán un conjunto de parámetros retributivos que concreten el régimen retributivo específico y permitan la aplicación del mismo a las instalaciones asociadas a dicha instalación tipo, siendo los más relevantes la retribución a la inversión por unidad de potencia, la retribución a la operación, la vida útil regulatoria, el número de horas de funcionamiento mínimo, el umbral de funcionamiento y el número de horas de funcionamiento máximo a efectos de percepción de la retribución a la operación, en su caso.

Adicionalmente, son parámetros retributivos relevantes a efectos de calcular los anteriores, de forma enunciativa y no limitativa, los siguientes: el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo, la estimación del precio de mercado diario e intradiario, el número de horas de funcionamiento de la instalación tipo y los límites anuales superiores e inferiores del precio del mercado, la estimación de los ingresos futuros de explotación, la estimación de los costes futuros de explotación, la tasa de actualización que toma como

valor el de la rentabilidad razonable, el coeficiente de ajuste de la instalación tipo, y el valor neto del activo. Entre estos parámetros se fijan la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo que no podrá volver a revisarse.

La inscripción de una instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación y su asignación a una instalación tipo permitirá al titular de la instalación reunir los requisitos necesarios para la percepción del régimen retributivo específico que le corresponde.

III

Mediante esta orden por tanto, se establecen por un lado, los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en particular, a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado Real decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, entre ellas, a aquellas instalaciones adjudicatarias del concurso de instalaciones de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador. Asimismo, se establecen los parámetros retributivos de las instalaciones tipo para aquellas instalaciones o modificaciones de instalaciones de tecnologías diferentes a la eólica, solar termoeléctrica y fotovoltaica que cumplan determinados requisitos previstos en la disposición adicional cuarta del citado real decreto.

Por otro lado, en desarrollo del título IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y en particular, de la disposición adicional segunda.4 se recoge una clasificación de instalaciones tipo en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad o sistema eléctrico, fijando para cada una de estas instalaciones tipo un código.

Asimismo, en aplicación de la disposición transitoria primera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, esta orden establece la instalación tipo por defecto que será asignada a una instalación cuando con la información que obre en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica y en el sistema de liquidaciones, no sea posible determinar la instalación tipo asociada a dicha instalación.

En esta orden y como referencia de rentabilidad razonable de las instalaciones, se ha tenido en cuenta para el cálculo de los parámetros retributivos por una parte, y para las instalaciones con derecho a régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor citado real decreto-ley, esto es, el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2003 y el 30 junio 2013, de las Obligaciones del Estado a diez años, tal y como determina la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y la disposición adicional segunda del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, para las instalaciones con derecho a la percepción del régimen económico primado.

Por otra parte, y para las instalaciones a las que se les reconozca la percepción del régimen retributivo especifico con posterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se ha aplicado el rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años, calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los meses de abril, mayo y junio de 2013, tal y como determina la disposición adicional décima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en relación con la disposición adicional decimocuarta, y la disposición adicional primera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Para el cálculo de la retribución a la inversión, se han utilizado dos metodologías distintas, tal y como establece la normativa de referencia, para las tipologías de instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden.

Así, para las instalaciones tipo aplicables a aquellas instalaciones con derecho a la percepción del régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se ha aplicado la metodología de cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste según lo establecido en el anexo XIII del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Para las instalaciones definidas en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se ha aplicado la metodología de cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste según lo establecido en el anexo VI de ese real decreto.

Asimismo, se ha considerado una vida útil regulatoria representativa para cada instalación tipo, en función de la vida de diseño de los equipos principales y considerando que se llevan a cabo las actuaciones de mantenimiento preventivo y correctivo adecuadas. Dicha vida útil permanecerá invariable para cada instalación tipo, según lo establecido en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Para la determinación del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo se han tenido en consideración equipos principales nuevos, así como el resto de equipos y sistemas electromecánicos, de regulación y control, equipos de medida y líneas de conexión, incluyendo su transporte, instalación y puesta en marcha, junto con la partida de ingeniería y dirección de obra asociadas, entre otras partidas. Dicho valor estándar de la inversión inicial permanecerá invariable para cada instalación tipo hasta el final de la vida útil regulatoria, según lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Para el cálculo de los costes de explotación, se han considerado aquellos costes asociados a la generación eléctrica para cada tecnología, necesarios para realizar la actividad de forma eficiente y bien gestionada.

En este sentido, conforme a la jurisprudencia comunitaria se entenderá por empresa eficiente y bien gestionada aquella empresa dotada de los medios necesarios para el desarrollo de su actividad, cuyos costes son los de una empresa eficiente en dicha actividad y considerando los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la realización de sus funciones.

Asimismo y de conformidad con el artículo 13.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, no se han tenido en cuenta los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español ni aquellos que no respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

Por otra parte y entre los costes de explotación variables en función de la producción de la instalación tipo se encuentran de forma enunciativa y no limitativa los siguientes: costes de seguros, gastos de administración y otros gastos generales, gastos de representación en el mercado, coste del peaje de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, la operación y el mantenimiento (tanto preventivo como correctivo), impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica que establece la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética así como el resto de tributos regulados en dicha ley. En su caso, se han considerado también los consumos auxiliares (agua, gas, etc.) y los costes de combustible asociados a la operación de la instalación tipo. Para el caso de las instalaciones de cogeneración y tratamiento de residuos se ha considerado además el coste de los derechos de emisión de CO2 no obtenidos por asignación gratuita.

Adicionalmente entre los costes fijos de explotación se han tenido en cuenta para cada instalación tipo, entre otros, el coste del alquiler de los terrenos, los gastos asociados a la seguridad de las instalaciones y el impuesto sobre bienes inmuebles de características especiales (BICES).

Para el cálculo de las horas de funcionamiento de cada instalación tipo, se han tomado como base las horas anuales que han realizado las instalaciones, según los datos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para cada instalación tipo. Partiendo de estos valores, se han establecido consecuentemente el número de horas de funcionamiento mínimo, el umbral de funcionamiento y el número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación.

La estimación del precio de mercado para cada año del primer semiperiodo regulatorio se ha calculado como media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en OMIP durante los últimos seis meses de 2013.

A este precio estimado se han aplicado unos coeficientes de apuntamiento para obtener los precios de mercado eléctrico aplicables a cada tecnología. Estos coeficientes de apuntamiento se han obtenido a partir de la media de los valores disponibles por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Esta orden establece los límites anuales superiores e inferiores del precio medio anual del mercado vigentes durante el primer semiperiodo regulatorio, esto es hasta el 31 de diciembre de 2016, para la aplicación de lo dispuesto en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Para la determinación de los ingresos obtenidos por las instalaciones hasta la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio se han considerado para cada instalación tipo, los ingresos reales medios publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia.

Por consiguiente, todos estos parámetros y estándares que determinan el régimen retributivo específico se han calculado para cubrir aquellos costes de inversión que una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado.

Además, en esta orden de conformidad con la disposición transitoria primera.8 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se determinan las equivalencias correspondientes entre las nuevas instalaciones tipo que se definan y la clasificación anteriormente vigente, a efectos de la determinación del régimen retributivo aplicable, de forma que a cada instalación existente le correspondan unos nuevos parámetros retributivos.

Igualmente, se establece la metodología de cálculo de la retribución de las instalaciones híbridas reguladas en el artículo 4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio (662), y de acuerdo con el artículo 25 de este real decreto.

Finalmente, de acuerdo con el anexo XVI.4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se establece la metodología de aplicación del régimen retributivo para aquellas instalaciones de cogeneración en las cuales el aprovechamiento del calor útil se realice con el propósito de utilización como calor o frío para climatización de edificios.

La aplicación de esta orden unida al resto de medidas estructurales adoptadas en el ámbito del sector eléctrico supondrá un impacto positivo sobre los costes del sistema eléctrico, y por tanto, aunará en el objetivo de no generar déficit eléctrico a partir del año 2014, en línea con el compromiso del Gobierno de España ante la Comisión Europea en el Programa Nacional de Reformas de 2013, así como con la Recomendación del Consejo de la Unión Europea relativa al Programa Nacional de Reformas de 2014 de España y por la que se emite un dictamen del Consejo sobre el Programa de Estabilidad de 2014 de España.

De acuerdo con lo prescrito en el artículo 5.2 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, esta orden ha sido objeto de informe por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien para la elaboración de su informe ha tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad, a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia al sector y consultas a las comunidades autónomas.

Mediante acuerdo de 12 de junio de 2014, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar la presente orden.

En su virtud, con la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas, de acuerdo con el Consejo de Estado, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

1. Constituye el objeto de esta orden el establecimiento de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo correspondientes a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden para el primer semiperiodo regulatorio definido en la disposición adicional primera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, sin perjuicio de lo previsto en su artículo 20.

2. Asimismo, se fija la equivalencia entre las categorías, grupos y subgrupos definidos con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y las nuevas categorías, grupos y subgrupos establecidos en el citado real decreto, fijando para cada uno de estos últimos las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes a efectos de la determinación del régimen retributivo aplicable.

3. Finalmente, se completan los criterios para el cálculo de la retribución de las instalaciones híbridas definidas en el artículo 4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, de conformidad con el artículo 25 del referido real decreto.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. La presente orden será de aplicación a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, contempladas en las disposiciones adicionales segunda y tercera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

2. Asimismo, será de aplicación a las instalaciones de tecnologías diferentes a la eólica, solar termoeléctrica y fotovoltaica que, no habiendo sido inscritas en el registro de preasignación de retribución cumplan con los requisitos exigidos en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y en la disposición adicional decimocuarta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Artículo 3. *Aspectos retributivos de las instalaciones previstas en el artículo 2.1.*

1. Para las instalaciones definidas en el artículo 2.1 las equivalencias entre las categorías, grupos y subgrupos definidos con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y las nuevas categorías, grupos y subgrupos establecidas en el citado real decreto, así como las diferentes instalaciones tipo para estas últimas y sus códigos correspondientes aplicables serán los recogidos en el anexo I.

En el anexo VII se indican los códigos de las instalaciones tipo del subgrupo a.1.3 resultantes de la reclasificación de las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 que no cumplan los límites de consumo establecidos. La retribución a la operación de las instalaciones tipo del subgrupo a.1.3 será igual a cero.

2. Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo que concretan el régimen retributivo específico aplicables al año 2013 serán los recogidos en el anexo II.1.

Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo que concretan el régimen retributivo específico aplicables a los años 2014, 2015 y 2016, serán los recogidos en el anexo II.2, excepto la retribución a la operación aplicable a los años 2015 y 2016, cuyos valores serán los recogidos en el anexo II.3.

No obstante lo anterior, en el anexo II.3 no se incluyen los valores de la retribución a la operación correspondiente a los años 2015 y 2016 de aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio de combustible, debido a que tales parámetros se actualizarán con la periodicidad establecida en el artículo 20.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

3. Para el cálculo de los parámetros retributivos referidos en el apartado anterior se han considerado las hipótesis de cálculo recogidas en el anexo III y los parámetros incluidos en el anexo VIII.

4. A aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil regulatoria en los términos previstos en el artículo 28 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, no se les asignará instalación tipo, siendo de aplicación lo establecido en el artículo 49.6 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Artículo 4. *Aspectos retributivos de las instalaciones previstas en el artículo 2.2.*

1. Para las instalaciones definidas en el artículo 2.2 se establecen en el anexo IV las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes.

2. Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo que concretan el régimen retributivo específico aplicables a los años 2014, 2015 y 2016, serán los recogidos en el anexo V.1, excepto la retribución a la operación aplicable a los años 2015 y 2016, cuyos valores serán los recogidos en el anexo V.2.

No obstante lo anterior, en el anexo V.2 no se incluyen los valores de la retribución a la operación correspondiente a los años 2015 y 2016 de aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio de combustible, debido a que tales parámetros se actualizarán con la periodicidad establecida en el artículo 20.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

3. Para el cálculo de los parámetros retributivos referidos en el apartado anterior se han considerado las hipótesis de cálculo recogidas en el anexo VI y los parámetros incluidos en el anexo VIII.

Artículo 5. *Vida útil regulatoria y valor estándar de la inversión inicial de las instalaciones tipo.*

1. La vida útil regulatoria para las instalaciones tipo asignadas a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden en función de su subgrupo será la siguiente:

Categoria	Grupo	Subgrupo	Vida útil regulatoria (años)
a)	a.1	a.1.1, a.1.2 y a.1.3	25
	a.2		25
b)	b.1	b.1.1	30
		b.1.2	25
	b.2	b.2.1	20
	b.3		20
	b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8		25
c)	c.1, c.2 y c.3		25

2. El valor estándar de la inversión inicial para cada una de las instalaciones tipo asignadas a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden será el establecido en el anexo VIII.

3. Lo dispuesto en este artículo se regirá por lo establecido en el artículo 14.4.1ª de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y por el artículo 20.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Artículo 6. *Cálculo de la retribución para las instalaciones con hibridación.*

1. El cálculo de los ingresos anuales procedentes de la retribución a la inversión de una instalación híbrida tipo 1, según la definición del artículo 4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se realizará como sigue:

a) Para las instalaciones que utilicen combustibles del grupo b.6.

$$Ing_R = Rinv_{b6}.P_{re}.\frac{Pt_{b6} + Pt_{b8}}{Pt_{b6} + Pt_{b8} + Pt_{c2}} + Rinv_{c2}.P_{re}.\frac{Pt_{c2}}{Pt_{b6} + Pt_{b8} + Pt_{c2}}$$

Ing_R: Ingresos anuales procedentes de la retribución a la inversión que le corresponden a una instalación híbrida de tipo 1.

$Rinv_{b6}$: Retribución a la inversión de la instalación tipo correspondiente del grupo b.6.

P_{re}: Potencia con derecho a régimen retributivo específico, expresada en MW.

Pt_{b6}: Potencia térmica de los equipos térmicos instalados para el consumo de los combustibles del grupo b.6, expresada en MW térmicos.

Pt_{b8}: Potencia térmica de los equipos térmicos instalados para el consumo de los combustibles del grupo b.8, expresada en MW térmicos.

$Rinv_{c2}$: Retribución a la inversión de la instalación tipo correspondiente del grupo c.2.

Pt_{C2}: Potencia térmica de los equipos térmicos instalados para el consumo de los licores negros del grupo c2, expresada en MW térmicos.

b) Para las instalaciones que no utilicen combustibles del grupo b.6.

$$Ing_R = Rinv_{b8}.P_{re}.\frac{Pt_{b8}}{Pt_{b8}+Pt_{c2}} + Rinv_{c2}.P_{re}.\frac{Pt_{c2}}{Pt_{b8}+Pt_{c2}}$$

Ing_R: Ingresos anuales procedente de la retribución a la inversión que le corresponden a una instalación híbrida de tipo 1.

$Rinv_{b8}$: Retribución a la inversión de la instalación tipo correspondiente del grupo b.8.

P_{re}: Potencia con derecho a régimen retributivo específico, expresada en MW.

Pt_{b8}: Potencia térmica de los equipos térmicos instalados para el consumo de los combustibles del grupo b.8, expresada en MW térmicos.

$Rinv_{c2}$: Retribución a la inversión de la instalación tipo correspondiente del grupo c.2.

Pt_{C2}: Potencia térmica de los equipos térmicos instalados para el consumo de los licores negros del grupo c.2, expresada en MW térmicos.

2. Para el cálculo de los ingresos anuales procedentes de la retribución a la inversión de una instalación híbrida de tipo 2, se multiplicará la retribución a la inversión (Rinv) de la instalación tipo asociada, por la potencia con derecho a régimen retributivo específico.

3. Para el cálculo de los ingresos procedentes de la retribución a la operación de las instalaciones híbridas de tipo 1 y tipo 2, según la definición del artículo 4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se considerarán los valores de retribución a la operación definidos para cada instalación tipo correspondiente a la fuente de energía primaria utilizada en la hibridación, realizándose el cálculo de acuerdo a lo previsto en el artículo 25.1 b) del citado real decreto.

4. Lo dispuesto en este artículo será de aplicación sin perjuicio de la corrección en función del número de horas equivalentes de funcionamiento según el artículo 21 y del resto de previsiones establecidas en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

A estos efectos se considerarán como horas umbral y mínima las menores de entre las correspondientes a los grupos que componen en cada caso la hibridación de la instalación y como número de horas equivalentes de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación, la mayor de entre las correspondientes a los grupos que componen en cada caso la hibridación. En aquellos casos en los que la instalación utilice como combustible licores negros del grupo c2 se considerarán como horas umbral y mínima correspondientes al grupo de licores negros los valores de la IT-01036.

Artículo 7. *Aplicación de las horas mínimas y umbrales de funcionamiento.*

A efectos de lo previsto en el artículo 21.5 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en lo relativo a las correcciones a cuenta de la corrección anual definitiva al final del primer, segundo y tercer trimestre de cada año, para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento para los periodos que van desde el 1 de enero de cada año hasta el 31 de marzo, hasta el 30 de junio y hasta el 30 de septiembre, respectivamente, deberá multiplicarse el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual y el umbral de funcionamiento anual, por el porcentaje correspondiente a cada periodo e instalación tipo establecido en los anexos II.2 y V para las instalaciones definidas en el artículo 2.1 y 2.2, respectivamente.

Artículo 8. *Número de horas equivalentes de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación.*

De conformidad con lo previsto en el artículo 17.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en los anexos II.1, II.2 y V.1 de esta orden se establecen, para cada instalación tipo definida, en su caso, el número de horas equivalentes de funcionamiento máximas para las cuales cada instalación tiene derecho a percibir la retribución a la operación.

Disposición adicional primera. *Régimen retributivo específico para el aprovechamiento de calor útil para climatización de edificios.*

1. Aquellas instalaciones de cogeneración en las cuales el aprovechamiento de calor útil se realice con el propósito de utilización como calor o frío para climatización de edificios y a las que les sea de aplicación lo previsto en el anexo XVI del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se les aplicará el régimen retributivo específico previsto en el mismo considerando, a los efectos del cumplimiento de las condiciones de eficiencia energética dispuestas en el anexo XIV de dicho real decreto, dos periodos semestrales: el primero comprendido entre octubre y marzo (primer semestre) y el segundo comprendido entre abril y septiembre (segundo semestre).

2. Durante cada uno de los periodos la instalación percibirá la retribución correspondiente a la operación y a la inversión que le corresponda.

3. Antes de la finalización del mes siguiente a cada uno de los periodos definidos en el apartado 1, el titular de la planta de cogeneración remitirá al organismo encargado de las liquidaciones un certificado de una entidad reconocida por la Administración competente con el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente real del periodo y con el cálculo del valor de la energía eléctrica (EREE0) que junto con el calor útil correspondiente a dicho periodo cumpla con el rendimiento eléctrico equivalente requerido. Estos cálculos se realizarán de acuerdo con lo previsto en los anexos XIV y XVI, respectivamente, del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

4. En el segundo mes posterior a cada uno de los periodos definidos en el apartado 1, se efectuará una liquidación resultado de comparar el valor de la energía vendida al sistema con el valor de la ERRE0 que resulte del cálculo indicado en el apartado anterior, de manera que si la diferencia entre la energía vendida y la ERRE0 fuera positiva el titular de la planta tendrá que efectuar una devolución del importe correspondiente a dicha diferencia de energías valorada de acuerdo a la retribución a la operación. En el caso que la diferencia entre la energía vendida y la ERRE0 fuera negativa no se efectuará ningún ajuste.

Disposición adicional segunda. *Referencias a autorización de explotación.*

Las referencias incluidas en esta orden a autorización de explotación se entenderán realizadas, en su caso, al acta de puesta en marcha o en servicio.

Disposición adicional tercera. *Solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación de las instalaciones definidas en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

1. Las solicitudes de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación de las instalaciones definidas en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, deberán dirigirse a la Dirección General de Política Energética y Minas por vía electrónica, en los términos previstos en dicho real decreto.

El plazo de presentación de solicitudes comenzará a los 15 días de la fecha de entrada en vigor de esta orden y tendrá una duración de un mes.

La solicitud incluirá la información establecida en el apartado 1 del anexo V del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, así como, la fecha de autorización administrativa y, en su caso, la fecha de autorización de explotación definitiva.

2. Dicha solicitud irá acompañada de la documentación acreditativa del cumplimiento de los requisitos establecidos en el apartado 1 de la citada disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, con las siguientes particularidades:

a) Las instalaciones que presenten la solicitud acogiéndose a lo dispuesto en el apartado1.a) de dicha disposición adicional deberán aportar la documentación que acredite, que con anterioridad a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, cumplían los siguientes requisitos:

1. Haber solicitado la inscripción en el registro de preasignación de retribución.

2. Disponer de la concesión por parte de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte de punto de acceso y conexión firme para la totalidad de la potencia de la instalación.

3. Disponer de autorización administrativa de la instalación otorgada por el órgano competente. En el caso de instalaciones de potencia no superior a 100 kW, este requisito no será necesario.

4. Disponer de licencia de obras expedida, por la administración local competente, cuando resulte exigible.

5. Haber depositado el aval necesario para solicitar el acceso a la red de transporte y distribución cuando dicha exigencia le hubiera sido de aplicación.

6. Disponer de recursos económicos propios o financiación suficiente para acometer al menos el 50 por ciento de la inversión de la instalación, incluida su línea de evacuación y conexión hasta la red de transporte o distribución.

7. Haber alcanzado un acuerdo de compra firmado entre el promotor de la instalación y el fabricante o suministrador de equipos correspondiente para la adquisición de equipos por un importe equivalente al menos del 50 por ciento del valor de la totalidad de los mismos, fijado en el proyecto de instalación.

8. Disponer de un punto de suministro de gas natural asignado por parte de la empresa distribuidora o de transporte de gas, cuando la instalación vaya a utilizar dicho combustible como principal.

9. Disponer de un informe favorable de aprovechamiento de aguas otorgado por el órgano competente, cuando sea necesario para el funcionamiento de la instalación proyectada.

10. Haber depositado un aval en la Caja General de Depósitos de la Administración General del Estado, a favor de la Dirección General de Política Energética y Minas, por una cuantía de 20 €/kW.

En aquellos casos en los que a petición del interesado se haya procedido a la cancelación de las garantías a las que hace referencia el párrafo anterior, el titular de la instalación deberá aportar un nuevo resguardo de la Caja General de Depósitos acreditativo de haber depositado una garantía económica por la cuantía de 20 €/kW, en el que se especificará expresamente que ha sido depositada a los efectos del cumplimiento de lo establecido en el artículo 44 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Quedarán excluidas de esta obligación las instalaciones que cuenten con autorización de explotación definitiva a la fecha de la apertura del plazo de solicitud, la cual deberá ser aportada junto con la solicitud.

b) Las instalaciones que presenten la solicitud acogiéndose a lo dispuesto en el apartado1.b) de dicha disposición adicional deberán aportar:

1º. Autorización de explotación definitiva para la totalidad de la potencia con fecha anterior al 27 de enero de 2014.

2º. Autorización administrativa de la instalación otorgada por el órgano competente.

3º. En su caso, la solicitud de inscripción en el registro de preasignación de retribución, cuya fecha de entrada en el ministerio será valorada a efectos de la priorización prevista en el apartado 6 de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

3. En el caso de modificaciones de instalaciones existentes, cuando dicha modificación afecte únicamente a una parte de la instalación, la parte de la instalación modificada será considerada a efectos retributivos como una nueva unidad retributiva, manteniéndose invariado el régimen retributivo de la parte no modificada.

La solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación se realizará por la potencia de la nueva unidad retributiva.

En el plazo máximo de un mes desde la fecha de indisponibilidad de la parte de la instalación original que se va a modificar, el interesado deberá solicitar la renuncia definitiva al régimen retributivo específico, regulada en el artículo 31 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, correspondiente a la potencia eliminada de dicha parte de la instalación original, ello sin perjuicio de la comunicación al órgano competente de la modificación de la potencia en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente. La

renuncia al régimen retributivo específico producirá efectos desde la citada fecha de indisponibilidad y tendrá carácter definitivo, sin perjuicio del régimen retributivo específico que, en su caso, se le reconozca a la instalación modificada.

No obstante lo anterior, para aquellas instalaciones que hubieran realizado la modificación de la instalación con anterioridad a la inscripción de la potencia de la nueva unidad retributiva en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, deberán solicitar la renuncia definitiva al régimen retributivo específico correspondiente a la potencia eliminada de dicha parte de la instalación original en el plazo máximo de un mes desde la fecha de la citada inscripción. La renuncia al régimen retributivo específico producirá efectos desde la fecha de la citada inscripción y tendrá carácter definitivo.

4. En virtud de lo previsto en el artículo 46.1.b) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la instalación o modificación de instalación existente para la que se solicite la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación deberá tener las mismas características que las indicadas en la inscripción en estado de preasignación en relación con los siguientes bloques de información establecidos en el apartado 1 del anexo V del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio:

a) «Datos generales de la solicitud en estado de preasignación», sin perjuicio de lo establecido en relación con la potencia en el citado artículo 46.

b) «Datos de ubicación de la instalación».

Asimismo, el solicitante de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación deberá coincidir con el titular de la instalación que conste en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y coincidir con el titular de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.

Disposición adicional cuarta. *Comunicación y notificación por vía electrónica.*

1. Conforme a lo previsto en el artículo 27.6 de la Ley 11/2007, de 22 de junio, de acceso electrónico de los ciudadanos a los Servicios Públicos, las solicitudes, escritos y comunicaciones relativas a los distintos procedimientos relacionados con el registro de régimen retributivo específico regulado en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, así como los recursos administrativos que pudieran derivarse, se presentarán exclusivamente por vía electrónica, con certificado electrónico, en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Esta obligación comprenderá la práctica de notificaciones administrativas por medios electrónicos, de conformidad con los artículos 32.1 y 40 del Real Decreto 1671/2009, de 6 de noviembre, por el que se desarrolla parcialmente la Ley 11/2007, de 22 de junio, de acceso electrónico de los ciudadanos a los servicios públicos, que se realizará mediante comparecencia electrónica en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, accesible por los interesados mediante certificado electrónico.

2. En aquellos casos en que sea obligatoria la comunicación a través de medios electrónicos y no se utilicen dichos medios, el órgano administrativo competente requerirá la correspondiente subsanación, advirtiendo que, de no ser atendido el requerimiento, se tendrá al interesado por desistido de su petición de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 32.3 del Real Decreto 1671/2009, de 6 de noviembre, careciendo de validez o eficacia aquella comunicación en la que haya tenido lugar tal incumplimiento.

Disposición transitoria primera. *Asignación de instalaciones tipo por defecto de conformidad con la disposición transitoria primera.9 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.*

1. De conformidad con la disposición transitoria primera.9 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, para aquellos casos en que no sea posible determinar la instalación tipo, se establecerá la siguiente asignación por defecto:

a) A las instalaciones del grupo b.4 se les asignará por defecto la instalación tipo correspondiente del subgrupo b.4.2.

b) A las instalaciones del grupo b.5 se les asignará por defecto la instalación tipo correspondiente del subgrupo b.5.2.

c) Para las tecnologías en las que exista una diferenciación de instalaciones tipo en función de si los equipos principales fueran motor o turbina, se les asignará por defecto la instalación tipo correspondiente como si sus equipos principales fueran turbinas.

d) A las instalaciones del grupo c.1 se les asignará por defecto la instalación tipo correspondiente como si la caldera fuera de tecnología parrilla.

e) A las instalaciones del grupo c.2 se les asignará por defecto la instalación tipo que utilice como combustible residuos industriales.

2. Los titulares de las instalaciones cuya asignación por defecto no coincida con la que le correspondería atendiendo a las características reales de dicha instalación, deberán presentar en el plazo máximo de tres meses desde la fecha de inscripción automática de las instalaciones en el registro de régimen retributivo específico que se determine de conformidad con la disposición transitoria primera.1 de dicho real decreto a la Dirección General de Política Energética y Minas por vía electrónica, una solicitud de modificación de la instalación tipo asignada por defecto, acompañada de la documentación que acredite dicho cambio.

3. La acreditación de que la asignación por defecto, en el caso de aplicación de los apartados 1. a), b) y c), no coincide con la que le correspondería atendiendo a las características reales de dicha instalación, se podrá realizar presentando la siguiente documentación:

a) Para las instalaciones asignadas por defecto a la instalación tipo correspondiente del subgrupo b.4.2 o del subgrupo b.5.2, podrá acreditarse mediante la presentación de la concesión administrativa de aprovechamiento de aguas otorgada por el órgano competente y su certificado de inscripción en el Registro de Aguas correspondiente.

b) Para las instalaciones asignadas por defecto a la instalación tipo correspondiente como si sus equipos principales fueran turbinas, podrá acreditarse mediante un certificado de una entidad reconocida por la Administración competente o mediante el certificado de cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente establecido en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, siempre que incluya la tecnología de los equipos principales.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá la solicitud de modificación de la instalación tipo asignada a la citada instalación en el registro de régimen retributivo específico en el caso en que haya quedado acreditada la modificación de la instalación tipo aplicable, pudiendo realizar a estos efectos las comprobaciones y, en su caso, inspecciones que considere oportunas.

El plazo máximo para resolver y notificar la resolución del procedimiento será de tres meses contados a partir del día siguiente a la presentación de la solicitud. Una vez transcurrido dicho plazo sin haberse notificado resolución expresa, los interesados podrán entender desestimadas sus solicitudes por silencio administrativo.

Contra esta resolución que no pone fin a la vía administrativa se podrá interponer recurso de alzada ante el Secretario de Estado de Energía de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 114 y 115 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de la Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Disposición transitoria segunda. *Instalaciones híbridas tipo 1 que utilicen como combustible licores negros del grupo c.2.*

1. Los titulares de las instalaciones híbridas tipo 1 que utilicen como combustible licores negros del grupo c.2 presentarán a la Dirección General de Política Energética y Minas por vía electrónica, en el plazo máximo de tres meses desde la fecha de inscripción automática de las instalaciones en el registro de régimen retributivo específico que se determine de conformidad con la disposición transitoria primera.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, una solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico de la potencia térmica de los equipos térmicos instalados para el consumo de los combustibles existentes en la hibridación, acompañada de un certificado de una entidad reconocida por la administración competente o de cualquier otra documentación que lo acredite.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre dicha solicitud, pudiendo realizar a estos efectos las comprobaciones y, en su caso, inspecciones que considere oportunas.

El plazo máximo para resolver y notificar la resolución del procedimiento será de tres meses contados a partir del día siguiente a la presentación de la solicitud. Una vez transcurrido dicho plazo sin haberse notificado resolución expresa, los interesados podrán entender desestimadas sus solicitudes por silencio administrativo.

Contra esta resolución que no pone fin a la vía administrativa se podrá interponer recurso de alzada ante el Secretario de Estado de Energía de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 114 y 115 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de la Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Transitoriamente se considerará que toda la potencia térmica de estas instalaciones híbridas tipo 1 que utilicen como combustible licores negros del grupo c.2 corresponde a c.2, procediendo posteriormente, en su caso, a realizar las liquidaciones necesarias para que la retribución de ese periodo sea la efectivamente correspondiente a la instalación.

3. Si como consecuencia de una inspección o de cualquier otro medio válido en derecho, se constatase la falsedad de la documentación presentada, este hecho será motivo para la cancelación de la inscripción de la citada instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación de acuerdo con lo previsto en el artículo 49.1.1) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Todo ello sin perjuicio del régimen sancionador aplicable.

Disposición transitoria tercera. *Procedimiento de asignación para las modificaciones sustanciales de las instalaciones de cogeneración acogidas a los subgrupos a.1.1 y a.1.2.*

1. El caso de las instalaciones de cogeneración acogidas a los subgrupos a.1.1 y a.1.2 definidos en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, sobre las que no se disponga de información relativa a si han sido objeto o no de una modificación sustancial, de forma transitoria se considerará que estas instalaciones han sido objeto de modificación sustancial, asignándoles la instalación tipo correspondiente por sus características técnicas y año de puesta en marcha, salvo que no existiese dicha instalación tipo, en cuyo caso se considerará como una nueva instalación.

2. Los titulares de las instalaciones cuya asignación no coincida con la que le correspondería atendiendo a las características reales de dicha instalación, deberán presentar en el plazo máximo de tres meses desde la fecha de inscripción automática de las instalaciones en el registro de régimen retributivo específico que se determine de conformidad con la disposición transitoria primera.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, a la Dirección General de Política Energética y Minas por vía electrónica una solicitud de modificación de la instalación tipo asignada acompañada de la documentación que acredite dicho cambio.

El incumplimiento de esta obligación podrá dar lugar al inicio del procedimiento de cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación previsto en el artículo 49 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Todo ello sin perjuicio del régimen sancionador aplicable.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá la solicitud de modificación de la instalación tipo asignada a la citada instalación en el registro de régimen retributivo específico en el caso en que haya quedado acreditada la modificación de la instalación tipo aplicable, pudiendo realizar a estos efectos las comprobaciones y, en su caso, inspecciones que considere oportunas.

El plazo máximo para resolver y notificar la resolución del procedimiento será de tres meses contados a partir del día siguiente a la presentación de la solicitud. Una vez transcurrido dicho plazo sin haberse notificado resolución expresa, los interesados podrán entender desestimadas sus solicitudes por silencio administrativo.

Contra esta resolución que no pone fin a la vía administrativa se podrá interponer recurso de alzada ante el Secretario de Estado de Energía de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 114 y 115 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de la Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Posteriormente se procederá, en su caso, a realizar las liquidaciones necesarias para que la retribución de ese periodo sea la efectivamente correspondiente a la instalación.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas todas las disposiciones de rango igual o inferior en cuanto se opongan a lo establecido en esta orden.

Disposición final primera. *Títulos competenciales.*

Esta orden se dicta al amparo de las reglas 13ª y 25ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Aplicación.*

Se habilita al Secretario de Estado de Energía a dictar cuantas resoluciones sean necesarias para la aplicación de esta orden.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXOS I a VIII

Anexos I a VIII omitidos. Consulte el PDF original, y sus modificaciones:

- Se modifica el anexo VII, por Orden TEC/1174/2018, de 8 de noviembre. Ref. BOE-A-2018-15517
- Se declara la nulidad de lo indicado, por Sentencia del TS de 20 de diciembre de 2017. Ref. BOE-A-2018-1488
- Se declara la nulidad de lo indicado del Anexo I.6, en la redacción dada por la disposición final 1.1 de la Orden IET/1344/2015, de 2 de julio, por Sentencia de 10 de octubre de 2017. Ref. BOE-A-2017-13544
- Se declara la nulidad de lo indicado del Anexo I.6, en la redacción dada por la disposición final 1.1 de la Orden IET/1344/2015, de 2 de julio, por Sentencia de 6 de octubre de 2017. Ref. BOE-A-2017-12726
- Se modifica el Anexo VII sobre los parámetros retributivos de las instalaciones tipo: Orden ETU/555/2017, de 15 de junio. Ref. BOE-A-2017-6898
- Se declara la nulidad de las disposiciones relativas a la IT-01426, por Sentencia del TS, de 5 de mayo de 2017. Ref. BOE-A-2017-6251
- Se declara la nulidad de lo indicado, por Sentencia de 4 de mayo de 2017. Ref. BOE-A-2017-6175
- Se declara la nulidad de lo indicado de los anexos II y VIII, por Sentencia del TS de 24 de abril de 2017. Ref. BOE-A-2017-6018
- Se declara la nulidad de lo indicado del anexo II, por Sentencia del TS de 16 de marzo de 2017. Ref. BOE-A-2017-4486
- Se declara la nulidad de lo indicado de los anexos II, VII y VIII, por Sentencia del TS de 19 de septiembre de 2016. Ref. BOE-A-2016-10116
- Se anulan las determinaciones relativas a la IT-01427, por Sentencia del TS de 26 de julio de 2016. Ref. BOE-A-2016-9280
- Se anulan las determinaciones relativas a la IT-01415, por Sentencia del TS de 26 de julio de 2016. Ref. BOE-A-2016-9124
- Se declara la nulidad de lo indicado de los Anexos II, III y VIII, por Sentencias del TS de 20 de junio de 2016. Ref. BOE-A-2016-6874 y Ref. BOE-A-2016-6875
- Se modifica el anexo I, por Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre. Ref. BOE-A-2015-13782
- Se modifica lo indicado del anexo I.6, por Orden IET/1344/2015, de 2 de julio. Ref. BOE-A-2015-7593

- Corrección de errores en BOE núms. 195 de 12 de agosto de 2014. Ref. BOE-A-2014-8667 y núm. 91, de 16 de abril de 2015. Ref. BOE-A-2015-4095

§ 72

Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 189, de 5 de agosto de 2014
Última modificación: 18 de diciembre de 2015
Referencia: BOE-A-2014-8447

I

Los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares están sujetos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 10 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, a una reglamentación singular que atiende a las especificidades derivadas de su ubicación territorial.

La promulgación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico supuso el inicio del proceso de reforma del sector eléctrico y estableció el mandato al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Asimismo, introdujo los principios concretos sobre los que se articulará el régimen aplicable a estas instalaciones, que fueron posteriormente integrados en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

En cumplimiento de dicho mandato se aprobó el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que establece el régimen jurídico y económico para dichas instalaciones.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, contempla, en su artículo 14.7, que excepcionalmente el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, fijando los términos en los que ha de realizarse.

En virtud de la citada previsión, la disposición adicional quinta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnologías eólica y solar fotovoltaica y modificaciones de las instalaciones eólicas existentes que se ubiquen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

De conformidad con el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y con la disposición adicional quinta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, el otorgamiento del régimen retributivo específico y el valor de la inversión inicial se determinará mediante el procedimiento de concurrencia competitiva.

No obstante, la citada disposición adicional quinta exceptúa, al amparo de lo previsto en la disposición transitoria duodécima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la aplicación del procedimiento de concurrencia competitiva para aquellas instalaciones contempladas en dicha disposición transitoria, siempre que su puesta en servicio se produzca con anterioridad al 31 de diciembre de 2016.

Por otra parte, el artículo 18 del citado real decreto regula el mecanismo de cálculo del incentivo a la inversión por reducción del coste de generación, aplicable a las instalaciones de aquellas tecnologías susceptibles de ser instaladas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

II

Las singularidades de los sistemas eléctricos en territorios no peninsulares respecto del sistema peninsular, derivadas fundamentalmente de su carácter aislado y su reducido tamaño, encarecen el coste de generación eléctrica frente a la península.

Estos costes de generación se han incrementado sustancialmente en los últimos años y por tanto lo ha hecho en la misma medida el extracoste de generación en estos sistemas. Este extracoste es repercutido bien entre todos los consumidores eléctricos a través de los peajes o bien entre todos los contribuyentes a través de los Presupuestos Generales del Estado. De esta manera se garantiza el principio de que todos los consumidores pagan lo mismo por la electricidad independientemente de su ubicación geográfica.

El extracoste de generación en los sistemas no peninsulares se ha incrementado un 38 por ciento desde el año 2009.

Por otra parte, estos sistemas presentan, dado su reducido tamaño, mayores dificultades para la integración de la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables debido a las características de las mismas.

La demanda eléctrica se cubre mayoritariamente con tecnologías térmicas de origen fósil, siendo la participación de las fuentes de energía renovables aún modesta. En el año 2013, los porcentajes de cobertura de la demanda a partir de fuentes de energía renovables fueron de apenas el 2,3 por ciento y el 7,6 por ciento en Baleares y Canarias, respectivamente, y prácticamente nulos en Ceuta y Melilla. Esta cifra contrasta con el total nacional, que en 2013 ha superado el 40 por ciento.

No obstante, de acuerdo con los análisis llevados a cabo por el operador del sistema, resulta posible integrar una mayor tasa de generación de origen renovable en condiciones de seguridad, contribuyendo además, al abaratamiento del coste de generación además de a la diversificación de las fuentes de energía primaria, a la reducción de la dependencia energética y a la reducción de emisiones de CO_2.

Se da la particularidad de que en estos sistemas el coste de generación a partir de la tecnología fotovoltaica y eólica es inferior a la generación a partir de tecnologías térmicas de origen fósil. Así, la sustitución de generación convencional por generación renovable, supondrá reducciones del extracoste de generación en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y por lo tanto favorecerá el equilibrio entre los ingresos y costes del sistema eléctrico. Máxime considerando en primer lugar, que el desarrollo tecnológico experimentado en los últimos años permite una mayor eficiencia económica de dichas tecnologías; y en segundo lugar, que el régimen retributivo para las nuevas instalaciones se otorgará mediante un mecanismo de concurrencia competitiva que reducirá previsiblemente los costes de generación, siendo posible adicionalmente otros mecanismos para el otorgamiento del régimen retributivo.

Por lo tanto, el fomento de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables puede reducir los costes de la explotación de estos sistemas, favorecer la entrada de nuevos agentes, paliar el envejecimiento del parque de generación y en definitiva contribuir positivamente al equilibrio entre los ingresos y costes del sistema eléctrico.

Este abaratamiento de costes es especialmente más significativo si cabe en Canarias, Ceuta y Melilla dónde la generación convencional resulta aún más cara que en Baleares. En este sentido, la presente orden establece además un incentivo adicional a la inversión para determinadas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en Canarias, Ceuta y Melilla por suponer una reducción muy significativa de los costes de generación en estos sistemas.

Comparativamente entre estos sistemas, cabe señalar que el mayor tamaño del sistema eléctrico canario frente al de Ceuta y Melilla, permite una mayor integración de tecnologías renovables no gestionables con criterios técnicos de seguridad.

Adicionalmente el sistema eléctrico Canario supone la mayor parte del sobrecoste de generación de los sistemas no peninsulares y su parque de generación presenta un elevado grado de obsolescencia, donde el 41 por ciento de la potencia efectiva disponible tiene más de 20 años. Asimismo en el sistema canario y en el caso particular eólico, existen abundantes recursos que no han sido explotados.

Por los motivos anteriormente descritos y para asegurar la ejecución de instalaciones eólicas en Canarias en el menor plazo posible, la presente orden agiliza la introducción de energía eólica en el sistema canario, estableciendo para un cupo máximo de 450 MW la excepción de los requisitos referidos al mecanismo de subasta, de conformidad con la disposición transitoria duodécima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

III

La presente orden se dicta al amparo de la habilitación establecida en la disposición adicional quinta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. En esta orden se desarrolla el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico, que se realizará mediante subastas que podrá convocar el Secretario de Estado de Energía siempre que se cumplan determinadas condiciones técnicas y de sostenibilidad económica del sistema. Asimismo, se establece un procedimiento alternativo de otorgamiento del régimen retributivo específico para instalaciones eólicas en Canarias, al objeto de acelerar la puesta en funcionamiento de estas instalaciones y posibilitar la reducción de los costes de generación en el plazo más breve posible.

De conformidad con el artículo 14.7 c) en el procedimiento de concurrencia el concepto a subastar será el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia, con el que se obtendrá el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo. A partir de este último valor y del resto de parámetros retributivos de la instalación tipo se obtendrá la retribución a la inversión de la instalación tipo aplicando la metodología retributiva establecida en el título IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, regula en su artículo 13 que habrá de establecerse, mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos, una clasificación de instalaciones tipo, con su código específico, en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico, así como cualquier otra segmentación que se considere necesaria para la aplicación del régimen retributivo.

A cada instalación tipo le corresponde un conjunto de parámetros retributivos que concretan el régimen retributivo específico y permiten la aplicación del mismo a las instalaciones asociadas a dicha instalación tipo, siendo los más relevantes la retribución a la inversión, la vida útil regulatoria, el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo, el umbral de funcionamiento y, en su caso, el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación.

Para el cálculo de los parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, evitando que se generen retribuciones no adecuadas, de acuerdo con lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Asimismo, y en desarrollo del citado artículo 13 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la presente orden aprueba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia de tecnologías eólica y solar fotovoltaica de aplicación en el primer procedimiento de concurrencia competitiva.

Adicionalmente, se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de tecnología eólica situadas en Canarias que no estarán sujetas el procedimiento de subasta.

La inscripción de una instalación en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación y su asignación a una instalación tipo, serán requisitos necesarios para la percepción de la retribución especifica que le corresponda.

Esta orden se alinea igualmente con los objetivos de reducción de costes de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica y con la mejora de la eficiencia técnica y económica del conjunto del sistema, que redunda simultáneamente en una mejora de la seguridad del suministro, previstos en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Por otra parte, a lo largo del primer semestre del pasado año 2013 se han recibido en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo escritos de varias empresas distribuidoras de energía eléctrica con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes solicitando la revisión de la retribución asignada a esta empresa para el año 2013 en el nexo I de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Al amparo de lo previsto en el mencionado anexo I de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero y de lo contemplado en el artículo 3 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, se procede a revisar para dichas empresas la retribución correspondiente al primer periodo de 2013 y como consecuencia de ello la del segundo periodo de 2013 y la del año 2014.

Por otra parte, en línea con las previsiones de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y de acuerdo con el artículo 27.6 de la Ley 11/2007, de 22 de junio, de acceso electrónico de los ciudadanos a los Servicios Públicos, se establece la obligatoriedad de la presentación de la solicitud de participación en el mecanismo de subasta y de inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación mediante medios electrónicos. Se ha considerado que razonablemente los interesados, por razón de su capacidad económica y técnica, tendrán garantizado el acceso y disponibilidad de los medios tecnológicos precisos.

De acuerdo con lo prescrito en el artículo 5.2 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, esta orden ha sido objeto de informe por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien para la elaboración de su informe ha tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad, a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia al sector y consultas a las comunidades autónomas.

Mediante acuerdo de 31 de julio de 2014, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar la presente orden.

En su virtud, con la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas, dispongo:

CAPÍTULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. *Objeto.*

1. Constituye el objeto de esta orden el establecimiento del mecanismo de asignación del régimen retributivo específico aplicable a las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnologías eólica y solar fotovoltaica y modificaciones de las instalaciones eólicas existentes que se ubiquen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, de acuerdo con lo previsto en la disposición adicional quinta del Real Decreto

413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

2. Asimismo, se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia que serán objeto de dicho mecanismo de asignación y que serán de aplicación en el primer procedimiento de concurrencia competitiva.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. La presente orden será de aplicación a las siguientes instalaciones de producción de energía eléctrica ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, de acuerdo con la clasificación establecida en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos:

a) Instalaciones de los subgrupos b.1.1 y b.2 que, a la entrada en vigor de la presente orden, cumplan los siguientes dos requisitos:

i) que no hubieran resultado inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del órgano competente.

ii) que no hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución al amparo de lo previsto en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, y en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril.

b) Instalaciones del subgrupo b.2.1 que, a la entrada en vigor de esta orden, estén inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del órgano competente, que sean objeto de una modificación que suponga al menos la sustitución de los aerogeneradores, ya sea del conjunto de la instalación o de la nueva unidad retributiva descrita en el artículo 4.4, por otros nuevos y sin uso previo y que dicha modificación no conste inscrita con carácter definitivo en el citado registro a la entrada en vigor de esta orden.

2. Quedan excluidas del ámbito de aplicación de la presente orden las instalaciones en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares que sean titularidad de una empresa o grupo empresarial que posea un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40 por ciento en ese sistema, en los términos previstos en el artículo 1.3 y en la disposición adicional segunda de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Artículo 3. *Tipología de las instalaciones fotovoltaicas.*

A efectos de lo dispuesto en la presente orden, las instalaciones del subgrupo b.1.1 se clasificarán en dos tipos:

a) Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario.

Se excluyen expresamente de este tipo I las instalaciones ubicadas sobre estructuras de invernaderos, cubiertas de balsas de riego, estructuras de aparcamientos abiertos y similares.

b) Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.

CAPÍTULO II

Régimen retributivo específico

Artículo 4. *Régimen retributivo específico.*

1. Las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden que resulten adjudicatarias de la subasta de asignación de retribución regulada en el capítulo III y cumplan los requisitos y procedimientos establecidos en esta orden y en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica

a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, percibirán el régimen retributivo específico regulado en dicho real decreto.

2. El régimen retributivo específico aplicable a una instalación concreta se determinará a partir de los parámetros retributivos de la instalación tipo a ella asociada.

3. Los parámetros retributivos de la instalación tipo se calcularán a partir de los parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia de aplicación para las convocatorias de subasta y del porcentaje de reducción obtenido de la subasta de acuerdo con lo previsto en el artículo 6.

4. Para las instalaciones definidas en el artículo 2.1.b), en el caso de que la modificación afecte únicamente a una parte de la instalación, la parte de la instalación modificada será considerada a efectos retributivos como una nueva unidad retributiva, manteniéndose invariable el régimen retributivo de la parte no modificada.

La oferta en la subasta se realizará por la potencia de la nueva unidad retributiva.

En el plazo máximo de un mes desde la fecha de indisponibilidad de la parte de la instalación original que se va a modificar, el interesado deberá solicitar la renuncia al régimen retributivo específico correspondiente a la potencia eliminada de dicha parte de la instalación original ante la Dirección General de Política Energética y Minas, ello sin perjuicio de la comunicación al órgano competente de la modificación de la potencia en el Registro de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente. La renuncia al régimen retributivo específico producirá efectos desde la citada fecha de indisponibilidad y tendrá carácter definitivo, sin perjuicio del régimen retributivo específico que, en su caso, se le reconozca a la instalación modificada.

Artículo 5. *Parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia.*

1. Los parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia de aplicación para las convocatorias de subasta serán los siguientes:

a) Vida útil regulatoria.
b) Valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia.
c) Número de horas equivalentes de funcionamiento.
d) Precio considerado para estimar los ingresos de explotación procedentes de la venta de energía.
e) Límites superiores e inferiores del precio del mercado.
f) Factor de apuntamiento del precio considerado para estimar los ingresos de explotación procedentes de la venta de energía, para cada tecnología.
g) Número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual, umbral de funcionamiento anual y porcentajes aplicables para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de tres, seis y nueve meses.
h) Costes de explotación.
i) Retribución a la inversión de la instalación tipo de referencia.
j) Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación.
k) Valor sobre el que girará la rentabilidad razonable.

Para una instalación tipo de referencia podrán distinguirse valores diferenciados de los parámetros retributivos en función del año de autorización de explotación definitiva.

2. Los valores de los parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia, para cada año de autorización de explotación definitiva, correspondientes a la primera subasta y los códigos identificativos de dichas instalaciones tipo de referencia serán los recogidos en el anexo I.

Las convocatorias posteriores requerirán de la previa aprobación, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, de unos nuevos valores de los parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia para ajustarlos a la evolución estimada de los ingresos de explotación procedentes de la venta de energía, de los costes de inversión y explotación de las instalaciones o de cualquier otro factor que afecte a la rentabilidad de las nuevas instalaciones.

3. No obstante lo anterior, dentro de los nueve meses posteriores a la convocatoria de una subasta podrán convocarse, aún sin dicha previa aprobación, nuevas subastas a las que serán de aplicación los valores y la metodología vigentes en la subasta anterior.

Artículo 6. *Parámetros retributivos de las instalaciones tipo.*

1. Los parámetros retributivos de las instalaciones tipos se calcularán de la siguiente forma:

a) Los valores de los parámetros definidos en los párrafos a), c), d), e), f), g), h), j) y k) del artículo 5.1 de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en determinado año, serán los mismos que los valores de los parámetros de la instalación tipo de referencia asociada, para dicho año de autorización de explotación definitiva.

b) El valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en determinado año, se calculará aplicando el porcentaje de reducción obtenido del proceso de subasta al valor estándar de la inversión inicial correspondiente a la instalación tipo de referencia y año de autorización de explotación definitiva aprobado para cada convocatoria.

c) La retribución a la inversión de la instalación tipo se obtendrá aplicando a los parámetros definidos en los apartados anteriores la metodología definida en el título IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

La orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo prevista en el artículo 5.2, para convocatorias posteriores, en la que se aprueben los valores de los parámetros retributivos de las subastas, incluirá una expresión simplificada que permitirá calcular la retribución a la inversión de la instalación tipo a partir del porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial resultante de la subasta y de la retribución a la inversión de la instalación tipo de referencia. Dicha expresión se obtendrá al aplicar la metodología definida en el título IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Para la primera subasta, dicha expresión se recoge en el anexo I.3.

2. El código identificativo de cada instalación tipo se incluye en el anexo I.3.

3. Los parámetros retributivos de la instalación tipo se revisarán y actualizarán de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y con el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

De esta forma, no podrán revisarse ni la vida útil regulatoria ni el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo, calculado este último según se indica en el apartado 1.

Artículo 7. *Cálculo de las horas mínimas y umbrales de funcionamiento.*

A efectos de lo previsto en el artículo 21 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en lo relativo a las correcciones a cuenta de la corrección anual definitiva al final del primer, segundo y tercer trimestre de cada año, para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento para los periodos que van desde el 1 de enero de cada año hasta el 31 de marzo, hasta el 30 de junio y hasta el 30 de septiembre, respectivamente, deberá multiplicarse el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual y el umbral de funcionamiento anual, por los porcentajes establecidos en los anexos I y II para cada periodo e instalación tipo.

CAPÍTULO III

Procedimiento de subasta

Artículo 8. *Convocatoria de la subasta.*

1. La asignación del régimen retributivo específico aplicable a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto se realizará mediante un procedimiento de subasta.

2. El Secretario de Estado de Energía podrá convocar subastas de asignación de retribución para determinada potencia, en consonancia con los objetivos de política energética y sostenibilidad económica del sistema, y siempre que las tecnologías sean compatibles con los criterios técnicos y de integración en la red que sean determinados con carácter previo a la convocatoria por el operador del sistema.

La potencia convocada no podrá ser superior a la utilizada para realizar la previsión de costes de generación con retribución regulada en los territorios no peninsulares, aprobada de conformidad con lo previsto en la normativa que regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

3. Las subastas se convocarán mediante resolución del Secretario de Estado de Energía que se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

4. Cuando el procedimiento afecte a una sola Comunidad o Ciudad Autónoma se solicitará, una vez aprobada, informe sobre la convocatoria, en lo que pudiera afectar al concreto ejercicio de sus competencias, otorgándole un plazo máximo de 15 días para que pueda realizar observaciones.

Los informes recibidos se publicarán en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo para que puedan ser consultados por los interesados, con anterioridad a la finalización del plazo de presentación de solicitudes.

5. Podrán participar en las subastas de asignación de retribución las personas físicas o jurídicas que cumplan los requisitos establecidos en la presente orden y en la convocatoria de la subasta correspondiente, sin perjuicio del resto de condiciones que le fueran exigibles de acuerdo con la normativa vigente.

Artículo 9. *Características de las subastas.*

1. El concepto a subastar será el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia que se apruebe para cada convocatoria.

2. Al amparo de lo previsto en el artículo 12.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, el régimen retributivo se otorga para un valor de potencia determinado de las tecnologías y características establecidas, no asociado con una instalación concreta.

3. En la resolución de la convocatoria de la subasta a que hace referencia el artículo 8 se establecerá, al menos:

a) El modelo de subasta.

b) El cupo de potencia de las subastas, en su caso, por isla o sistema eléctrico, incluyendo, si fuera necesario, restricciones zonales.

c) En su caso, la potencia máxima de cada oferta presentada para una instalación individual.

d) Las reglas que no tengan carácter confidencial a aplicar en la subasta.

e) El plazo de presentación de las solicitudes y la fecha de realización de cada subasta.

f) En su caso, los datos a incluir en la solicitud de participación en la subasta adicionales a la información establecida en el artículo 10.

Del mismo modo, podrán establecerse condiciones particulares para determinar la asignación de la retribución. En particular, podrán establecerse coeficientes de reducción mínimos de reserva para diferentes cantidades de potencia a adjudicar, de tal forma que no se llegaran a adjudicar en su totalidad estas cantidades en el proceso de subasta si no hubiera pujas cuyas ofertas contuvieran coeficientes de reducción iguales o superiores a dichos valores de reserva, u otros mecanismos de reserva. En su caso, los mecanismos de reserva figurarán en un anexo confidencial de la resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueben las reglas de la subasta. Este anexo será remitido a la entidad supervisora de la subasta.

Artículo 10. *Solicitud de participación en la subasta.*

1. La solicitud de participación en el mecanismo de subasta y de inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación se dirigirá, mediante medios electrónicos de acuerdo con lo previsto en la disposición adicional tercera, a la

Dirección General de Política Energética y Minas, que a estos efectos será el órgano instructor.

2. La solicitud deberá incluir los siguientes bloques de información del anexo V.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos:

a) «Datos del titular».

b) «Datos del representante legal».

c) Del bloque «Datos de la instalación» se indicará la potencia para la que se solicita el régimen retributivo (KW).

d) Del bloque «Datos para la identificación de la instalación tipo» se indicará la tecnología, categoría, grupo, subgrupo, en su caso, tipología de la instalación fotovoltaica y código de la instalación tipo de referencia.

e) «Información relativa a la garantía».

Adicionalmente, la solicitud incluirá el porcentaje de reducción del valor estándar de inversión inicial de la instalación tipo de referencia y la isla o sistema eléctrico aislado al que pertenece exclusivamente en aquellos casos en que la resolución de convocatoria de la subasta estableciera cupos por isla o sistema eléctrico aislado.

Asimismo deberá adjuntarse el resguardo de la Caja General de Depósitos de haber depositado la garantía económica regulada en el artículo 44 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por la cuantía establecida en el artículo 14 de esta orden.

La descripción de la obligación garantizada incluirá literalmente el siguiente texto: «Obtención de la inscripción de la instalación en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación cumpliendo, en todo caso, los requisitos establecidos en el artículo 46 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio».

La oferta económica se presentará de acuerdo a las reglas establecidas y a las condiciones que determine el Secretario de Estado de Energía en la resolución por la que se convoca la subasta.

3. La resolución de convocatoria de las subastas podrán modificar la información a incluir en la solicitud de participación en el mecanismo de subasta y de inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.

Artículo 11. *Entidad supervisora de las subastas.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será la entidad supervisora de la subasta. A estos efectos, nombrará a dos representantes que actuarán en nombre de dicha institución, con plenos poderes, en la función de supervisión de la subasta y, especialmente, a los efectos de confirmar que el proceso ha sido objetivo, transparente, y no discriminatorio, y que la subasta se ha desarrollado de forma competitiva, no habiéndose apreciado el uso de prácticas que puedan suponer restricciones a la competencia u otras faltas en el desarrollo de la misma, y procederá, en su caso, a la validación de resultados.

Adicionalmente, después de cada subasta, dicha Comisión elaborará un informe sobre su desarrollo y potenciales mejoras, que será remitido a la Secretaría de Estado de Energía.

Para la realización de su función, la entidad supervisora podrá solicitar al operador del sistema toda aquella información que considere necesaria, con el formato y en los plazos que estime convenientes.

Artículo 12. *Resolución del procedimiento de subasta.*

1. A la finalización del plazo de presentación de las pujas se procederá a la aplicación de las reglas de la subasta establecidas en la convocatoria y a la determinación de la potencia y los porcentajes de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia obtenidos de la subasta.

2. La subasta podrá declararse desierta, por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, previo informe de la entidad supervisora, si no existiera suficiente presión competitiva.

3. La adjudicación en la subasta conllevará la inscripción de la potencia adjudicada en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.

4. Antes de que transcurran 10 días desde la celebración de la subasta, y una vez validados sus resultados por la entidad supervisora, la Dirección General de Política Energética y Minas dictará resolución por la que se resuelve la subasta y se inscriben en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación los titulares y las potencias adjudicadas.

El resto de solicitudes se entenderán desestimadas. No obstante, el interesado podrá presentar nueva solicitud de participación en subastas sucesivas.

La citada resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado» e incluirá, al menos, la potencia total subastada, la potencia total asignada y el porcentaje de reducción obtenido del proceso de subasta para todas las pujas adjudicadas en la subasta, así como la relación de solicitudes que no han resultado adjudicatarias en la subasta.

Contra esta resolución que no pone fin a la vía administrativa se podrá interponer recurso de alzada ante el Secretario de Estado de Energía de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 114 y 115 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de la Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

5. El resultado de la subasta será vinculante para todos los participantes que hayan presentado pujas en la subasta.

El porcentaje de reducción obtenido del proceso de subasta se aplicará, según lo establecido en el artículo 6, en el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo.

Artículo 13. *Requisitos para la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.*

1. El procedimiento de inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación se realizará de acuerdo a lo previsto en el artículo 47 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Asimismo, de acuerdo con lo previsto en el artículo 12.4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, deberán incluirse en la solicitud de inscripción de la instalación en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, adicionalmente a lo previsto en el citado artículo 47, la siguiente información:

a) Instalación incluida en el artículo 2.1.b) (S/N).

b) Datos de ubicación de la instalación (dirección, municipio, código postal, provincia, referencia catastral y coordenadas geográficas de la poligonal).

2. Las instalaciones eólicas y fotovoltaicas vinculadas a las ofertas que hubieran resultado adjudicatarias de la subasta, dispondrán de un plazo máximo de 36 y 18 meses, respectivamente, para el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 46 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

3. Para tener derecho, en su caso, al incentivo a la inversión por reducción del coste de generación a que hace referencia el artículo 18 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, las instalaciones eólicas y fotovoltaicas vinculadas a las ofertas que hubieran resultado adjudicatarias de la subasta, deberán cumplir los requisitos establecidos en el artículo 43 y 46 del citado real decreto en el plazo máximo de 24 y 12 meses, respectivamente, a contar desde la fecha de publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la resolución por la que se resuelve la subasta. Si estos plazos no fueran satisfechos pero si lo fueran los plazos establecidos en el apartado anterior, tendrán sólo derecho al régimen retributivo específico regulado con carácter general que les corresponda de acuerdo con lo establecido en el título IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, pero no tendrán derecho al incentivo a la inversión por reducción del coste de generación a que hace referencia el artículo 18 del citado Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

4. En virtud de lo previsto en el artículo 46.1.b) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la instalación o instalaciones para la que se solicite la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación deberán tener las mismas características que las indicadas en la solicitud de inscripción en estado de preasignación en relación con los siguientes bloques de información:

a) «Datos para la identificación de la instalación tipo» en lo relativo a la tecnología, categoría, grupo, subgrupo, en su caso, tipología de la instalación fotovoltaica y código de la instalación tipo de referencia.

b) Isla o sistema eléctrico en la que se ubica la instalación, exclusivamente en aquellos casos en que la resolución de convocatoria de la subasta estableciera cupos por isla o sistema eléctrico.

c) Titular.

En relación con la potencia inscrita en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación será de aplicación lo previsto en el artículo 46 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Asimismo, deberán respetarse las restricciones zonales establecidas que pudieran haber sido establecidas en la resolución de convocatoria de la subasta.

Adicionalmente, la instalación tipo asociada a la instalación para la que se solicita la inscripción en estado de explotación, tendrá que ser una de las vinculadas a la instalación tipo de referencia de la inscripción en estado de preasignación según lo establecido en el anexo I.3.

Artículo 14. *Garantía económica.*

1. La cuantía de la garantía económica expresada en función de la potencia instalada, regulada en el artículo 44 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, será de 50 €/kW.

2. Si la subasta se declarase desierta o si no fuera aceptada la oferta, procederá la cancelación de la garantía previamente constituida, debiendo solicitarse dicha cancelación por el interesado ante la Dirección General de Política Energética y Minas.

Disposición adicional primera. *Rentabilidad razonable de las instalaciones tipo de referencia.*

De conformidad con la disposición adicional primera.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, para las instalaciones a las que les sea otorgado el régimen retributivo específico al amparo de lo previsto en esta orden, de acuerdo con lo previsto en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la rentabilidad razonable del proyecto tipo de referencia durante el primer periodo regulatorio girará, antes de impuestos, entorno al rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años, calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los meses de abril, mayo y junio de 2013, incrementado en 300 puntos básicos.

Disposición adicional segunda. *Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación.*

A los efectos de lo previsto en el artículo 18 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se fijan para el primer semiperiodo regulatorio los valores del coeficiente del umbral para la percepción del incentivo a la inversión por reducción del coste de generación (A) y del coeficiente del incentivo (B) en 0,45 y 0,06 respectivamente.

El incentivo a la inversión por reducción del coste de generación para las instalaciones tipo obtenidas a partir del procedimiento de subasta será el mismo que el de las instalaciones tipo de referencia que les correspondan.

Disposición adicional tercera. *Comunicaciones por vía electrónica relativas a los procedimientos regulados en la presente orden.*

1. Conforme a lo previsto en el artículo 27.6 de la Ley 11/2007, de 22 de junio, de acceso electrónico de los ciudadanos a los Servicios Públicos, las solicitudes, escritos y comunicaciones relativas a los procedimientos de inscripción, modificación y cancelación en el Registro de régimen retributivo específico, las de cualquier otro procedimiento regulado en la normativa de aplicación relacionada con dicho registro y con el régimen retributivo

específico, así como, los recursos y reclamaciones que pudieran derivarse, se presentarán exclusivamente por vía electrónica, con certificado electrónico, en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Esta obligación comprenderá la práctica de notificaciones administrativas por medios electrónicos, de conformidad con los artículos 32.1 y 40 del Real Decreto 1671/2009, de 6 de noviembre, por el que se desarrolla parcialmente la Ley 11/2007, de 22 de junio, de acceso electrónico de los ciudadanos a los servicios públicos, que se realizará mediante comparecencia electrónica en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, accesible por los interesados mediante certificado electrónico.

2. En aquellos casos en que sea obligatoria la comunicación a través de medios electrónicos y no se utilicen dichos medios, el órgano administrativo competente requerirá la correspondiente subsanación, advirtiendo que, de no ser atendido el requerimiento, se tendrá al interesado por desistido de su petición de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 32.3 del Real Decreto 1671/2009, de 6 de noviembre, careciendo de validez o eficacia aquella comunicación en la que haya tenido lugar tal incumplimiento.

Disposición adicional cuarta. *Revisión de la retribución correspondiente al primer periodo de 2013, segundo periodo de 2013 y del año 2014 a varias empresas distribuidoras de energía eléctrica con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes.*

Como consecuencia de las solicitudes de revisión realizadas al amparo de lo recogido en el anexo I de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por varias empresas distribuidoras de energía eléctrica, se procede a la revisión de la retribución al primer periodo de 2013, segundo periodo de 2013 y del año 2014 que pasarán a ser las recogidas en siguiente tabla:

Retribución en €

N.º registro	Empresa distribuidora	Primer periodo de 2013	Segundo periodo de 2013	Retribución 2014
R1-028	MEDINA GARVEY ELECTRICIDAD, S.L.U.	4.191.929	3.139.166	7.330.557
R1-035	ELÉCTRICA DEL OESTE DISTRIBUCIÓN, S.L.U.	5.697.437	4.292.308	9.748.913
R1-036	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA BERMEJALES, S.A.	3.180.816	2.371.806	5.378.154
R1-044	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DEL CONDADO, S.A.	2.207.996	1.652.912	3.751.557
R1-049	ELÉCTRICAS PITARCH DISTRIBUCIÓN, S.L.U.	4.442.788	3.361.017	8.335.537
R1-054	ENERGÍA DE MIAJADAS, S.A.	2.034.632	1.516.347	3.434.640
R1-091	ELECTRA AVELLANA, S.L.	574.181	435.843	980.879
R1-115	HIDROELÉCTRICA VEGA, S.A.	1.177.395	884.915	2.075.007
R1-175	DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS PORTILLO, S.L.	962.741	717.927	1.615.219
R1-262	ELÉCTRICA DEL GUADALFEO, S.L.	352.685	265.854	597.888
R1-266	HIJOS DE MANUEL PERLES VICENS, S.L.	69.150	51.753	116.430
R1-302	ARAMAIOKO ARGINDAR BANATZAILEA, S.A.	155.480	117.085	261.810
R1-337	SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ ELECTRICA DE TIRVIA, S.L.	33.193	24.850	55.767

Disposición adicional quinta. *Aplicación.*

Se habilita a la Secretaría de Estado de Energía a aprobar, por resolución, las reglas particulares de aplicación a cada una de las subastas y a dictar cuantas resoluciones sean necesarias para la ejecución de esta orden.

Disposición adicional sexta. *Instalaciones eólicas en el Sistema Eléctrico Canario.*

1. Por resolución del Director General de Política Energética y Minas se podrá otorgar, hasta un máximo de 450 MW de potencia eólica, el derecho a la percepción del régimen retributivo específico regulado en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a instalaciones de tecnología eólica situadas en Canarias incluidas en el ámbito de aplicación de la presente orden.

A dichas instalaciones les serán de aplicación los requisitos y procedimientos establecidos en dicho real decreto y en la presente orden, a excepción de los referidos al mecanismo de subasta, de conformidad con la disposición transitoria duodécima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo serán los establecidos en el anexo II.

2. Los requisitos que deberán cumplir los titulares de las instalaciones para solicitar este régimen serán los siguientes:

a) Disponer de resolución de declaración de impacto ambiental favorable de la instalación o de la modificación de una instalación existente.

b) Disponer de una comunicación del gestor de la red a la que se vaya a conectar la instalación en la que conste la posibilidad de evacuación de la potencia solicitada o la fecha prevista en la que la instalación dispondrá de evacuación de la potencia, teniendo en cuenta el calendario de tramitación y ejecución de las instalaciones de la red de transporte o distribución afectadas, según corresponda.

3. Las solicitudes de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación deberán dirigirse a la Dirección General de Política Energética y Minas por vía electrónica, en los términos previstos en esta orden y en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

El plazo de presentación de solicitudes comenzará el día de entrada en vigor de esta orden y finalizará el 31 de diciembre de 2015.

La solicitud incluirá la información establecida en el apartado 1 del anexo V del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, e irá acompañada de la documentación acreditativa del cumplimiento de los requisitos definidos en el apartado 2 anterior. Asimismo, deberá adjuntarse una declaración responsable del solicitante en el que manifieste que no es conocedor de que exista ninguna circunstancia técnica o administrativa que no pueda ser subsanada con la suficiente celeridad como para permitir el cumplimiento de los plazos establecidos en el apartado 7, y en particular, que no existe incompatibilidad no subsanable con los usos de navegación aérea. Si a lo largo de la tramitación de la instalación, el titular conociera de la existencia de algún impedimento técnico o administrativo para la ejecución de la instalación, deberá comunicarlo en el plazo máximo de 7 días a la Dirección General de Política Energética y Minas. En este caso, se desestimará la solicitud.

4. Para las instalaciones definidas en el artículo 2.1.b), en el caso de que la modificación afecte únicamente a una parte de la instalación, la parte de la instalación modificada será considerada a efectos retributivos como una nueva unidad retributiva, manteniéndose invariable el régimen retributivo de la parte no modificada.

La solicitud de inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación se realizará por la potencia de la nueva unidad retributiva.

En el plazo máximo de un mes desde la fecha de indisponibilidad de la parte de la instalación original que se va a modificar, el interesado deberá solicitar la renuncia al régimen retributivo específico correspondiente a la potencia eliminada de dicha parte de la instalación original ante la Dirección General de Política Energética y Minas, ello sin perjuicio de la comunicación al órgano competente de la modificación de la potencia en el Registro de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente. La renuncia al régimen retributivo específico producirá efectos desde la citada fecha de indisponibilidad y tendrá carácter definitivo, sin perjuicio del régimen retributivo específico que, en su caso, se le reconozca a la instalación modificada.

5. Para otorgar este régimen la Dirección General de Política Energética y Minas procederá de acuerdo con los siguientes criterios:

a) La cobertura del objetivo de potencia establecido en el apartado 1 se realizará por defecto, excluyéndose por completo la primera solicitud que supere el mismo.

b) Las instalaciones serán inscritas en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, a medida que vayan siendo recibidas las solicitudes completas y estas satisfagan los requisitos previstos en el apartado 3.

6. Aquellas solicitudes que sean estimadas de acuerdo con lo establecido en el apartado anterior serán inscritas por la Dirección General de Política Energética y Minas en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación. El resto de solicitudes serán desestimadas.

El plazo máximo para dictar y notificar las resoluciones de inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación será de tres meses, no siendo necesaria la publicación de las resoluciones en el «Boletín Oficial del Estado».

Contra estas resoluciones, que no ponen fin a la vía administrativa, se podrán interponer recursos de alzada ante el Secretario de Estado de Energía de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 114 y 115 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de la Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

7. Las instalaciones reguladas en la presente disposición que sean inscritas en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación dispondrán de un plazo máximo de 36 meses para el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 46 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, a contar desde la fecha de notificación de la resolución de inscripción. En todo caso la fecha de cumplimiento de dichos requisitos debe ser anterior al 31 de diciembre de 2018 en virtud de los previsto en la disposición transitoria duodécima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en la disposición adicional quinta Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

8. Para tener derecho al incentivo a la inversión por reducción del coste de generación a que hace referencia el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, las instalaciones reguladas en esta disposición, que sean inscritas en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, dispondrán de un plazo máximo de 24 meses para el cumplimiento de los requisitos regulados en el artículo 46 del citado real decreto, a contar desde la fecha de notificación de la resolución de inscripción, en todo caso la fecha de cumplimiento de dichos requisitos debe ser anterior al 31 de diciembre de 2018. Si este plazo no fuera satisfecho, pero sí lo fuera el plazo establecido en el apartado anterior, tendrán sólo derecho al régimen retributivo específico que les corresponda regulado con carácter general en el título IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, pero no tendrán derecho al incentivo a la inversión por reducción del coste de generación a que hace referencia el artículo 18 del citado Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

9. En virtud de lo previsto en el artículo 46.1.b) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la instalación o modificación de la instalación existente para la que se solicite la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación deberá tener las mismas características que la indicadas en la inscripción en estado de Preasignación en relación con siguientes bloques de información establecidos en el apartado 1 del anexo V del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio:

a) "Datos de la instalación", sin perjuicio de lo establecido en relación con la potencia en el citado artículo 46.

b) "Datos de identificación de la instalación tipo".

c) Titular.

10. Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo serán revisados y actualizados de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Disposición adicional séptima. *Ayudas de fondos europeos.*

En el caso en el que las instalaciones con régimen retributivo específico, otorgado al amparo de lo previsto en esta orden, fueran adjudicatarias de algún tipo de ayuda o subvención derivada de una convocatoria de ayudas de fondos europeos, se procederá a la minoración del régimen retributivo de manera que se obtenga una rentabilidad como mínimo igual a la regulada en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Disposición transitoria única. *Convocatoria de la subasta hasta la primera aprobación de la previsión de costes de generación con retribución regulada del sistema.*

Lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 8.2 no será de aplicación hasta la fecha en la que se apruebe por primera vez la previsión de costes de generación con retribución regulada en los territorios no peninsulares de acuerdo con lo previsto en la normativa que regule la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en la presente orden.

Disposición final primera. *Títulos competenciales.*

Esta orden se dicta al amparo de las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia de tecnología fotovoltaica en los sistemas eléctricos no peninsulares y de tecnología eólica en los sistemas eléctricos Balear, Ceutí y Melillense, aplicables a la primera convocatoria de la subasta y al primer semiperiodo regulatorio

1. A continuación se recogen, para la primera subasta, las instalaciones tipo de referencia con su codificación y para cada una de ellas se establecen los valores de los parámetros retributivos en función del año de autorización de explotación definitiva:

Subsistema eléctrico / Isla	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Año de Autorización de Explotación Definitiva	Vida Útil Regulatoria (años)	Valor estándar de la inversión inicial (*) (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de explotación (€/MWh)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (**) Anual (h)	Umbral de funcionamiento Uf (**) Anual (h)	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Incentivo a la inversión por reducción de costes de generación Iinv (€/MWh)
Instalaciones eólicas										
Mallorca.	ITR-0001	2014	20	1.245.000	2.600	27,96	1.300	780	80.280	0,00
		2015	20	1.245.000	2.600	28,05	1.300	780	80.101	0,00
		2016	20	1.245.000	2.600	28,08	1.300	780	80.207	0,00
		2017	20	1.245.000	2.600	28,45	1.300	780	80.381	0,00
Menorca.	ITR-0002	2014	20	1.245.000	2.600	27,96	1.300	780	80.280	0,00
		2015	20	1.245.000	2.600	28,05	1.300	780	80.101	0,00
		2016	20	1.245.000	2.600	28,08	1.300	780	80.207	0,00
		2017	20	1.245.000	2.600	28,45	1.300	780	80.381	0,00
Ibiza.	ITR-0003	2014	20	1.455.000	2.200	30,97	1.100	660	114.202	0,00
		2015	20	1.455.000	2.200	31,08	1.100	660	114.089	0,00
		2016	20	1.455.000	2.200	31,13	1.100	660	114.218	0,00
		2017	20	1.455.000	2.200	31,50	1.100	660	114.406	0,00
Formentera.	ITR-0004	2014	20	1.455.000	2.200	30,97	1.100	660	114.202	0,00
		2015	20	1.455.000	2.200	31,08	1.100	660	114.089	0,00
		2016	20	1.455.000	2.200	31,13	1.100	660	114.218	0,00
		2017	20	1.455.000	2.200	31,50	1.100	660	114.406	0,00
Ceuta.	ITR-0005	2014	20	1.455.000	2.900	27,18	1.450	870	93.626	7,76
		2015	20	1.455.000	2.900	27,27	1.450	870	93.397	7,76
		2016	20	1.455.000	2.900	27,29	1.450	870	93.485	7,76
		2017	20	1.455.000	2.900	27,64	1.450	870	93.650	7,76
Melilla.	ITR-0006	2014	20	1.455.000	2.200	30,97	1.100	660	114.202	7,18
		2015	20	1.455.000	2.200	31,08	1.100	660	114.089	7,18
		2016	20	1.455.000	2.200	31,13	1.100	660	114.218	7,18
		2017	20	1.455.000	2.200	31,50	1.100	660	114.406	7,18
Instalaciones fotovoltaicas de tipo I										
Mallorca.	ITR-0007	2014	30	552.578	1.506	41,33	904	527	36.613	0,00
		2015	30	546.352	1.506	41,52	904	527	36.169	0,00
		2016	30	545.652	1.506	41,89	904	527	36.391	0,00
Menorca.	ITR-0008	2014	30	552.578	1.506	41,33	904	527	36.613	0,00
		2015	30	546.352	1.506	41,52	904	527	36.169	0,00
		2016	30	545.652	1.506	41,89	904	527	36.391	0,00
Ibiza.	ITR-0009	2014	30	1.556.558	1.506	45,54	904	527	127.191	0,00
		2015	30	1.400.903	1.506	45,10	904	527	113.254	0,00
		2016	30	1.330.857	1.506	45,18	904	527	107.167	0,00
Formentera.	ITR-0010	2014	30	1.556.558	1.506	45,54	904	527	127.191	0,00
		2015	30	1.400.903	1.506	45,10	904	527	113.254	0,00
		2016	30	1.330.857	1.506	45,18	904	527	107.167	0,00
Gran Canaria.	ITR-0011	2014	30	1.556.558	1.750	42,91	1.050	613	122.334	0,00
		2015	30	1.400.903	1.750	42,54	1.050	613	108.341	0,00
		2016	30	1.330.857	1.750	42,65	1.050	613	102.294	0,00

Subsistema eléctrico / Isla	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Año de Autorización de Explotación Definitiva	Vida Útil Regulatoria (años)	Valor estándar de la inversión inicial (*) (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de explotación (€/MWh)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (**) Anual (h)	Umbral de funcionamiento Uf (**) Anual (h)	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Incentivo a la inversión por reducción de costes de generación Iinv (€/MWh)
Tenerife.	ITR-0012	2014	30	1.556.558	1.750	42,91	1.050	613	122.334	0,00
		2015	30	1.400.903	1.750	42,54	1.050	613	108.341	0,00
		2016	30	1.330.857	1.750	42,65	1.050	613	102.294	0,00
Lanzarote.	ITR-0013	2014	30	1.556.558	1.750	42,91	1.050	613	122.334	0,00
		2015	30	1.400.903	1.750	42,54	1.050	613	108.341	0,00
		2016	30	1.330.857	1.750	42,65	1.050	613	102.294	0,00
Fuerteventura.	ITR-0014	2014	30	1.556.558	1.750	42,91	1.050	613	122.334	0,00
		2015	30	1.400.903	1.750	42,54	1.050	613	108.341	0,00
		2016	30	1.330.857	1.750	42,65	1.050	613	102.294	0,00
La Palma.	ITR-0015	2014	30	1.556.558	1.750	42,91	1.050	613	122.334	0,00
		2015	30	1.400.903	1.750	42,54	1.050	613	108.341	0,00
		2016	30	1.330.857	1.750	42,65	1.050	613	102.294	0,00
La Gomera.	ITR-0016	2014	30	1.556.558	1.750	42,91	1.050	613	122.334	6,43
		2015	30	1.400.903	1.750	42,54	1.050	613	108.341	6,43
		2016	30	1.330.857	1.750	42,65	1.050	613	102.294	6,43
El Hierro.	ITR-0017	2014	30	1.556.558	1.750	42,91	1.050	613	122.334	8,98
		2015	30	1.400.903	1.750	42,54	1.050	613	108.341	8,98
		2016	30	1.330.857	1.750	42,65	1.050	613	102.294	8,98
Ceuta.	ITR-0018	2014	30	1.556.558	1.617	44,25	970	566	125.058	0,00
		2015	30	1.400.903	1.617	43,84	970	566	111.088	0,00
		2016	30	1.330.857	1.617	43,94	970	566	105.020	0,00
Melilla.	ITR-0019	2014	30	1.556.558	1.617	44,25	970	566	125.058	0,00
		2015	30	1.400.903	1.617	43,84	970	566	111.088	0,00
		2016	30	1.330.857	1.617	43,94	970	566	105.020	0,00
Instalaciones fotovoltaicas de tipo II										
Mallorca.	ITR-0020	2014	30	562.763	1.506	40,61	904	527	36.372	0,00
		2015	30	558.926	1.506	40,80	904	527	36.148	0,00
		2016	30	554.066	1.506	41,15	904	527	35.997	0,00
Menorca.	ITR-0021	2014	30	562.763	1.506	40,61	904	527	36.372	0,00
		2015	30	558.926	1.506	40,80	904	527	36.148	0,00
		2016	30	554.066	1.506	41,15	904	527	35.997	0,00
Ibiza.	ITR-0022	2014	30	1.279.006	1.506	43,63	904	527	101.226	0,00
		2015	30	1.215.056	1.506	43,56	904	527	95.523	0,00
		2016	30	1.154.303	1.506	43,68	904	527	90.277	0,00
Formentera.	ITR-0023	2014	30	1.279.006	1.506	43,63	904	527	101.226	0,00
		2015	30	1.215.056	1.506	43,56	904	527	95.523	0,00
		2016	30	1.154.303	1.506	43,68	904	527	90.277	0,00
Gran Canaria.	ITR-0024	2014	30	1.279.006	1.750	41,14	1.050	613	95.850	5,34
		2015	30	1.215.056	1.750	41,10	1.050	613	90.156	5,34
		2016	30	1.154.303	1.750	41,24	1.050	613	84.954	5,34
Tenerife.	ITR-0025	2014	30	1.279.006	1.750	41,14	1.050	613	95.850	0,00
		2015	30	1.215.056	1.750	41,10	1.050	613	90.156	0,00
		2016	30	1.154.303	1.750	41,24	1.050	613	84.954	0,00
Lanzarote.	ITR-0026	2014	30	1.279.006	1.750	41,14	1.050	613	95.850	6,06
		2015	30	1.215.056	1.750	41,10	1.050	613	90.156	6,06
		2016	30	1.154.303	1.750	41,24	1.050	613	84.954	6,06
Fuerteventura.	ITR-0027	2014	30	1.279.006	1.750	41,14	1.050	613	95.850	6,06
		2015	30	1.215.056	1.750	41,10	1.050	613	90.156	6,06
		2016	30	1.154.303	1.750	41,24	1.050	613	84.954	6,06
La Palma.	ITR-0028	2014	30	1.279.006	1.750	41,14	1.050	613	95.850	5,53
		2015	30	1.215.056	1.750	41,10	1.050	613	90.156	5,53
		2016	30	1.154.303	1.750	41,24	1.050	613	84.954	5,53
La Gomera.	ITR-0029	2014	30	1.279.006	1.750	41,14	1.050	613	95.850	7,14
		2015	30	1.215.056	1.750	41,10	1.050	613	90.156	7,14
		2016	30	1.154.303	1.750	41,24	1.050	613	84.954	7,14
El Hierro.	ITR-0030	2014	30	1.279.006	1.750	41,14	1.050	613	95.850	9,69
		2015	30	1.215.056	1.750	41,10	1.050	613	90.156	9,69
		2016	30	1.154.303	1.750	41,24	1.050	613	84.954	9,69
Ceuta.	ITR-0031	2014	30	1.279.006	1.617	42,41	970	566	98.835	5,85
		2015	30	1.215.056	1.617	42,35	970	566	93.135	5,85
		2016	30	1.154.303	1.617	42,48	970	566	87.910	5,85
Melilla.	ITR-0032	2014	30	1.279.006	1.617	42,41	970	566	98.835	6,45
		2015	30	1.215.056	1.617	42,35	970	566	93.135	6,45
		2016	30	1.154.303	1.617	42,48	970	566	87.910	6,45

(*) Los valores de inversión en los sistemas de Mallorca y Menorca son aquellos para los cuales la puesta en marcha de nuevas instalaciones genera ahorros a los costes del sistema.

(**) De conformidad con el artículo 21.8 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, los valores indicados de número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento serán de aplicación a partir del año siguiente al primer año de devengo de retribución específica.

Nota: Los parámetros retributivos correspondientes al año 2017, pertenecientes al siguiente semiperiodo regulatorio, tienen carácter orientativo y serán revisados según el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Los porcentajes aplicables para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos que van desde el 1 de enero hasta el 31 de marzo, hasta el 30 de junio y hasta el 30 de septiembre serán los siguientes:

– Porcentaje aplicable desde el 1 de enero al 31 de marzo: 15% para la tecnología eólica y 10% para la tecnología fotovoltaica.
– Porcentaje aplicable desde el 1 de enero al 30 de junio: 30% para la tecnología eólica y 20% para la tecnología fotovoltaica.
– Porcentaje aplicable desde el 1 de enero al 30 de septiembre: 45% para la tecnología eólica y 30% para la tecnología fotovoltaica.

2. Hipótesis y parámetros retributivos generales de aplicación a las instalaciones tipo de referencia y a las instalaciones tipo incluidas en el presente anexo:

2.1 Límites superiores e inferiores del precio del mercado de los años 2014, 2015 y 2016, para la aplicación de lo dispuesto en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

	2014	2015	2016
LS2 (€/MWh)	56,21	57,52	57,75
LS1 (€/MWh)	52,21	53,52	53,75
LI1 (€/MWh)	44,21	45,52	45,75
LI2 (€/MWh)	40,21	41,52	41,75

2.2 Precio considerado para estimar los ingresos de explotación procedentes de la venta de energía.

	2014	2015	2016	2017 en adelante
Precio considerado para estimar los ingresos procedentes de la venta de energía (€/MWh)	48,21	49,52	49,75	52,00

2.3 Coeficientes de apuntamiento tecnológico.

Los coeficientes de apuntamiento considerados sobre el precio estimado del mercado, para cada tecnología son los siguientes:

– Tecnología eólica: 0,8889.
– Tecnología fotovoltaica: 1,0207.

Estos factores se corresponden con los coeficientes de apuntamiento tecnológico para 2014 calculados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), con la información disponible en esa Comisión hasta el 31 de diciembre de 2013, relativa a los años 2011, 2012 y 2013.

2.4 Valor aplicable para la rentabilidad razonable.

El rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años, calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los meses de abril, mayo y junio de 2013, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional primera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y aplicable a los cálculos de parámetros retributivos para las instalaciones referidas en este anexo, es de 4,503.
Al incrementar este valor en 300 puntos básicos, el valor de rentabilidad razonable aplicable utilizado para el cálculo es de 7,503.

2.5 Evolución de los costes de explotación.

El valor indicado para cada instalación tipo está compuesto por un término fijo y otro variable con la producción. Se ha considerado un incremento anual del 1% hasta el final de

su vida útil regulatoria, a excepción de aquellas partidas cuya evolución está ya regulada, tales como el coste del peaje de acceso establecido por el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico y el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica (valor fijo de 0,50 €/MWh), o el Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE) que establece la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, con un valor fijo del 7% proporcional a la facturación.

2.6 Hipótesis de cálculo específicas para cada tecnología.

– Tecnología solar fotovoltaica (subgrupo b.1.1): En cuanto a las horas equivalentes de funcionamiento, se considera que todas las instalaciones sufren una pérdida de rendimiento, y por tanto de producción, del 0,50% anual, que empieza a aplicar a partir del segundo año de su vida útil regulatoria. Para los costes de desvíos, se consideran los siguientes valores: 1,15 €/MWh en 2014, y 0,92 €/MWh a partir de 2015 y hasta el final de la vida útil regulatoria.

– Tecnología eólica (subgrupo b.2): En cuanto a las horas equivalentes de funcionamiento, se considera que todas las instalaciones sufren una pérdida de rendimiento, y por tanto de producción, del 0,50% anual, que empieza a aplicar a partir del decimosexto año de su vida útil regulatoria, acumulándose anualmente durante los años restantes. Para los costes de desvíos, se consideran los siguientes valores: 1 €/MWh en 2014, 0,80 €/MWh en 2015 y 0,60 €/MWh de 2016 en adelante, hasta el final de la vida útil regulatoria.

2.7 Metodología de cálculo de la retribución a la inversión.

Para las instalaciones tipo de referencia y las instalaciones tipo, será de aplicación la metodología de cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste según lo establecido en el anexo VI del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

2.8 Costes variables de generación en cada sistema eléctrico para el establecimiento del Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación previsto en el artículo 18 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

A continuación se recogen los costes variables de generación por unidad de energía (Cvg/Egbc), expresados en €/MWh, aplicables al primer semiperiodo.

Sistema	Coste anual variable de generación a efectos de liquidación aplicable al primer semiperiodo regulatorio (2014-2016) por unidad de energía. Cvg/Egbc expresado en €/MWh (*)
Mallorca - Menorca	84,6
Ibiza - Formentera	162,4
Gran Canaria	190,7
Tenerife	184,4
Lanzarote - Fuerteventura	202,8
La Palma	193,9
La Gomera	220,9
El Hierro	263,2
Ceuta	205,3
Melilla	215,3

(*) El coste anual variable de generación a efectos de liquidación de cada sistema ha sido calculado como la suma del coste variable de generación a efectos de liquidación de las centrales ubicadas en dicho sistema de 2012 más los costes variables de generación de las centrales ubicadas en dicho sistema no contemplados por el Operador del sistema de 2010.

De conformidad con lo establecido en el artículo 18 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, para el cálculo de los valores del Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación se ha considerado el precio medio estimado del mercado en el semiperiodo regulatorio 2014-2016, y se ha aplicado el coeficiente de apuntamiento para cada tecnología.

3. Expresión simplificada para el cálculo de la retribución a la inversión de la instalación tipo con año de autorización de explotación definitiva ‘a’, de aplicación en el primer semiperiodo regulatorio.

La siguiente expresión permite calcular la retribución a la inversión de la instalación tipo con año de autorización de explotación definitiva 'a', a partir de la retribución a la inversión correspondiente al año 'a' de la instalación tipo de referencia y del porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia:

$$Rinv_{IT,a} = Rinv_{ITR,a} - m_{IT,a} * Red_{ITR}$$

Donde:

$Rinv_{IT,a}$: Retribución a la inversión por unidad de potencia de la instalación tipo con año de autorización de explotación definitiva 'a', expresada en €/MW.

$Rinv_{ITR,a}$: Retribución a la inversión por unidad de potencia correspondiente al año 'a' de la instalación tipo de referencia, expresada en €/MW, que se obtendrá del apartado 1 de este anexo.

Red: Porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia, expresado en tanto por 1.

$m_{ITR,a}$: Coeficiente aplicable a la retribución a la inversión correspondiente al año 'a' de la instalación tipo de referencia, para calcular la retribución a la inversión de la instalación tipo con año de autorización de explotación definitiva 'a':

Subsistema eléctrico / Isla	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Año de Autorización de Explotación Definitiva «a»	Código de Identificación de la Instalación Tipo	$m_{ITR,a}$
Instalaciones eólicas				
Mallorca.	ITR-0001	2014	IT-03001	131.347
		2015	IT-03002	131.347
		2016	IT-03003	131.347
		2017	IT-03004	131.347
Menorca.	ITR-0002	2014	IT-03005	131.347
		2015	IT-03006	131.347
		2016	IT-03007	131.347
		2017	IT-03008	131.347
Ibiza.	ITR-0003	2014	IT-03009	153.502
		2015	IT-03010	153.502
		2016	IT-03011	153.502
		2017	IT-03012	153.502
Formentera.	ITR-0004	2014	IT-03013	153.502
		2015	IT-03014	153.502
		2016	IT-03015	153.502
		2017	IT-03016	153.502
Ceuta.	ITR-0005	2014	IT-03017	153.502
		2015	IT-03018	153.502
		2016	IT-03019	153.502
		2017	IT-03020	153.502
Melilla.	ITR-0006	2014	IT-03021	153.502
		2015	IT-03022	153.502
		2016	IT-03023	153.502
		2017	IT-03024	153.502
Instalaciones fotovoltaicas de tipo I				
Mallorca.	ITR-0007	2014	IT-03025	50.112
		2015	IT-03026	49.496
		2016	IT-03027	49.377
Menorca.	ITR-0008	2014	IT-03028	50.112
		2015	IT-03029	49.496
		2016	IT-03030	49.377
Ibiza.	ITR-0009	2014	IT-03031	139.643
		2015	IT-03032	125.752
		2016	IT-03033	119.395
Formentera.	ITR-0010	2014	IT-03034	139.643
		2015	IT-03035	125.752
		2016	IT-03036	119.395
Gran Canaria.	ITR-0011	2014	IT-03037	140.857
		2015	IT-03038	126.771
		2016	IT-03039	120.432

Subsistema eléctrico / Isla	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Año de Autorización de Explotación Definitiva «a»	Código de Identificación de la Instalación Tipo	$m_{ITR,a}$
Tenerife.	ITR-0012	2014	IT-03040	140.857
		2015	IT-03041	126.771
		2016	IT-03042	120.432
Lanzarote.	ITR-0013	2014	IT-03043	140.857
		2015	IT-03044	126.771
		2016	IT-03045	120.432
Fuerteventura.	ITR-0014	2014	IT-03046	140.857
		2015	IT-03047	126.771
		2016	IT-03048	120.432
La Palma.	ITR-0015	2014	IT-03049	140.857
		2015	IT-03050	126.771
		2016	IT-03051	120.432
La Gomera.	ITR-0016	2014	IT-03052	140.857
		2015	IT-03053	126.771
		2016	IT-03054	120.432
El Hierro.	ITR-0017	2014	IT-03055	140.857
		2015	IT-03056	126.771
		2016	IT-03057	120.432
Ceuta.	ITR-0018	2014	IT-03058	140.313
		2015	IT-03059	126.282
		2016	IT-03060	119.967
Melilla.	ITR-0019	2014	IT-03061	140.313
		2015	IT-03062	126.282
		2016	IT-03063	119.967
Instalaciones fotovoltaicas de tipo II				
Mallorca.	ITR-0020	2014	IT-03064	51.131
		2015	IT-03065	50.737
		2016	IT-03066	50.247
Menorca.	ITR-0021	2014	IT-03067	51.131
		2015	IT-03068	50.737
		2016	IT-03069	50.247
Ibiza.	ITR-0022	2014	IT-03070	115.453
		2015	IT-03071	109.649
		2016	IT-03072	104.062
Formentera.	ITR-0023	2014	IT-03073	115.453
		2015	IT-03074	109.649
		2016	IT-03075	104.062
Gran Canaria.	ITR-0024	2014	IT-03076	116.193
		2015	IT-03077	110.297
		2016	IT-03078	104.782
Tenerife.	ITR-0025	2014	IT-03079	116.193
		2015	IT-03080	110.297
		2016	IT-03081	104.782
Lanzarote.	ITR-0026	2014	IT-03082	116.193
		2015	IT-03083	110.297
		2016	IT-03084	104.782
Fuerteventura.	ITR-0027	2014	IT-03085	116.193
		2015	IT-03086	110.297
		2016	IT-03087	104.782
La Palma.	ITR-0028	2014	IT-03088	116.193
		2015	IT-03089	110.297
		2016	IT-03090	104.782
La Gomera.	ITR-0029	2014	IT-03091	116.193
		2015	IT-03092	110.297
		2016	IT-03093	104.782
El Hierro.	ITR-0030	2014	IT-03094	116.193
		2015	IT-03095	110.297
		2016	IT-03096	104.782
Ceuta.	ITR-0031	2014	IT-03097	115.867
		2015	IT-03098	109.986
		2016	IT-03099	104.456
Melilla.	ITR-0032	2014	IT-03100	115.867
		2015	IT-03101	109.986
		2016	IT-03102	104.456

En ningún caso el valor de la Retribución a la inversión será negativo, si de la anterior formulación se obtuviera una valor negativo se considerará que la Retribución a la inversión toma valor cero.

ANEXO II

Parámetros retributivos de las instalaciones tipo de tecnología eólica en el Sistema Eléctrico Canario

1. Valores de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo.

1.1. Los valores de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo con año de autorización de explotación definitiva en 2014 o anterior, de aplicación en el primer semiperiodo regulatorio, son los siguientes:

Subsistema eléctrico / Isla	Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Valor estándar de la inversión inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de explotación (€/MWh)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual (h)	Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual (h)	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Incentivo a la inversión por reducción de costes de generación Iinv (€/MWh)
Instalaciones eólicas									
Gran Canaria.	IT-03103	20	1.402.000	3.000	29,50	1.500	900	94.205	6,94
Tenerife.	IT-03104	20	1.402.000	2.700	31,08	1.350	810	103.028	6,15
Lanzarote.	IT-03105	20	1.402.000	2.850	30,25	1.425	855	98.622	7,47
Fuerteventura.	IT-03106	20	1.402.000	3.200	28,61	1.600	960	88.326	7,89
La Palma.	IT-03107	20	1.450.000	3.400	27,93	1.700	1.020	87.521	7,48
La Gomera.	IT-03108	20	1.450.000	4.500	24,84	2.250	1.350	55.184	9,90
El Hierro.	IT-03109	20	1.450.000	3.250	28,52	1.625	975	91.954	11,47

(*) De conformidad con el artículo 21.8 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, los valores indicados de número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento serán de aplicación a partir del año siguiente al primer año de devengo de retribución específica.

1.2 Los valores de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo con año de autorización de explotación definitiva 2015, de aplicación en el primer semiperiodo regulatorio, con los siguientes:

Subsistema eléctrico / Isla	Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Valor estándar de la inversión inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de explotación (€/MWh)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual (h)	Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual (h)	Retribución a la Inversión Rinv 2015-2016 (€/MW)	Incentivo a la inversión por reducción de costes de generación Iinv (€/MWh)
Instalaciones eólicas									
Gran Canaria.	IT-03110	20	1.402.000	3.000	29,61	1.500	900	94.049	6,94
Tenerife.	IT-03111	20	1.402.000	2.700	31,20	1.350	810	102.922	6,15
Lanzarote.	IT-03112	20	1.402.000	2.850	30,36	1.425	855	98.491	7,47
Fuerteventura.	IT-03113	20	1.402.000	3.200	28,71	1.600	960	88.137	7,89
La Palma.	IT-03114	20	1.450.000	3.400	28,03	1.700	1.020	87.299	7,48
La Gomera.	IT-03115	20	1.450.000	4.500	24,92	2.250	1.350	54.778	9,90
El Hierro.	IT-03116	20	1.450.000	3.250	28,62	1.625	975	91.757	11,47

(*) De conformidad con el artículo 21.8 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, los valores indicados de número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento serán de aplicación a partir del año siguiente al primer año de devengo de retribución específica.

1.3 Los valores de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo con año de autorización de explotación definitiva 2016, de aplicación en el primer semiperiodo regulatorio, con los siguientes:

Subsistema eléctrico / Isla	Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Valor estándar de la inversión inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de explotación (€/MWh)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual (h)	Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual (h)	Retribución a la Inversión Rinv 2016 (€/MW)	Incentivo a la inversión por reducción de costes de generación Iinv (€/MWh)
Instalaciones eólicas									

Subsistema eléctrico / Isla	Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Valor estándar de la inversión inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de explotación (€/MWh)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual (h)	Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual (h)	Retribución a la Inversión Rinv 2016 (€/MW)	Incentivo a la inversión por reducción de costes de generación Iinv (€/MWh)
Gran Canaria.	IT-03117	20	1.402.000	3.000	29,66	1.500	900	94.224	6,94
Tenerife.	IT-03118	20	1.402.000	2.700	31,26	1.350	810	103.115	6,15
Lanzarote.	IT-03119	20	1.402.000	2.850	30,42	1.425	855	98.675	7,47
Fuerteventura.	IT-03120	20	1.402.000	3.200	28,76	1.600	960	88.301	7,89
La Palma.	IT-03121	20	1.450.000	3.400	28,06	1.700	1.020	87.451	7,48
La Gomera.	IT-03122	20	1.450.000	4.500	24,93	2.250	1.350	54.866	9,90
El Hierro.	IT-03123	20	1.450.000	3.250	28,66	1.625	975	91.917	11,47

(*) De conformidad con el artículo 21.8 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, los valores indicados de número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento serán de aplicación a partir del año siguiente al primer año de devengo de retribución específica.

1.4. Los valores de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo con año de autorización de explotación definitiva en 2017, sin perjuicio de las potenciales revisiones de aplicación al finalizar el primer semiperiodo regulatorio, son los siguientes:

Subsistema eléctrico / Isla	Código de Identificación	Vida útil regulatoria (años)	Valor estándar de la Inversión inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de Explotación (€/MWh)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual (h)	Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual (h)	Retribución a la inversión Rinv (€/MW)	Incentivo a la inversión por la reducción de costes de generación Iinv (€/MWh)
Instalaciones eólicas									
Gran Canaria	IT-03124	20	1.402.000	3.000	30,03	1.500	900	94.470	6,94
Tenerife	IT-03125	20	1.402.000	2.700	31,65	1.350	810	103.372	6,15
Lanzarote	IT-03126	20	1.402.000	2.850	30,80	1.425	855	98.921	7,47
Fuerteventura	IT-03127	20	1.402.000	3.200	29,13	1.600	960	88.536	7,89
La Palma	IT-03128	20	1.450.000	3.400	28,43	1.700	1.020	87.665	7,47
La Gomera	IT-03129	20	1.450.000	4.500	25,27	2.250	1.350	55.024	9,90
El Hierro	IT-03130	20	1.450.000	3.250	29,03	1.625	975	92.116	11,47»

(*) De conformidad con el artículo 21.8 del Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, los valores indicados de número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento serán de aplicación a partir del año siguiente al primer año de devengo de retribución específica.

Nota: Estos parámetros retributivos tienen carácter orientativo, han sido calculados con las hipótesis y datos de partida aplicables al primer semiperiodo regulatorio. Estarán sujetos a las revisiones y actualizaciones previstas en los artículos 18.2 y 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

1.5 Los valores de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo con año de autorización de explotación definitiva en 2018, sin perjuicio de las potenciales revisiones de aplicación al finalizar del primer semiperiodo regulatorio, son los siguientes:

Subsistema eléctrico / Isla	Código de Identificación	Vida útil regulatoria (años)	Valor estándar de la Inversión inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de Explotación (€/MWh)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual (h)	Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual (h)	Retribución a la inversión Rinv (€/MW)	Incentivo a la inversión por la reducción de costes de generación Iinv (€/MWh)
Instalaciones eólicas									
Gran Canaria	IT-03131	20	1.402.000	3.000	30,29	1.500	900	95.277	6,94
Tenerife	IT-03132	20	1.402.000	2.700	31,91	1.350	810	104.134	6,15
Lanzarote	IT-03133	20	1.402.000	2.850	31,06	1.425	855	99.705	7,47
Fuerteventura	IT-03134	20	1.402.000	3.200	29,37	1.600	960	89.372	7,89
La Palma	IT-03135	20	1.450.000	3.400	28,67	1.700	1.020	88.531	7,47
La Gomera	IT-03136	20	1.450.000	4.500	25,48	2.250	1.350	56.055	9,90
El Hierro	IT-03137	20	1.450.000	3.250	29,27	1.625	975	92.960	11,47

(*) De conformidad con el artículo 21.8 del Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, los valores indicados de número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento serán de aplicación a partir del año siguiente al primer año de devengo de retribución específica.

Nota: Estos parámetros retributivos tienen carácter orientativo, han sido calculados con las hipótesis y datos de partida aplicables al primer semiperiodo regulatorio. Estarán sujetos a las revisiones y actualizaciones previstas en los artículos 18.2 y 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Los porcentajes aplicables para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos que van desde el 1 de enero hasta el 31 de marzo, hasta el 30 de junio y hasta el 30 de septiembre serán los siguientes:

– Porcentaje aplicable desde el 1 de enero al 31 de marzo: 15%.
– Porcentaje aplicable desde el 1 de enero al 30 de junio: 30%.
– Porcentaje aplicable desde el 1 de enero al 30 de septiembre: 45%.

2. Hipótesis y parámetros retributivos generales de aplicación a las instalaciones tipo incluidas en el presente anexo:

2.1 Límites superiores e inferiores del precio del mercado de los años 2014, 2015 y 2016, para la aplicación de lo dispuesto en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

	2014	2015	2016
LS2 (€/MWh)	56,21	57,52	57,75
LS1 (€/MWh)	52,21	53,52	53,75
LI1 (€/MWh)	44,21	45,52	45,75
LI2 (€/MWh)	40,21	41,52	41,75

2.2 Precio considerado para estimar los ingresos de explotación procedentes de la venta de energía.

	2014	2015	2016	2017 en adelante
Precio considerado para estimar los ingresos procedentes de la venta de energía (€/MWh)	48,21	49,52	49,75	52

2.3 Coeficientes de apuntamiento tecnológico.

El coeficiente de apuntamiento considerado sobre el precio estimado del mercado, para la tecnología eólica es del 0,8889.

Este coeficiente se corresponde con el coeficiente de apuntamiento tecnológico para 2014 calculado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), con la información disponible en esa Comisión hasta el 31 de diciembre de 2013, relativa a los años 2011, 2012 y 2013.

2.4 Valor aplicable para la rentabilidad razonable.

El rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años, calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los meses de abril, mayo y junio de 2013, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional primera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y aplicable a los cálculos de parámetros retributivos para las instalaciones referidas en este anexo, es de 4,503.

Al incrementar este valor en 300 puntos básicos, el valor de rentabilidad razonable aplicable utilizado para el cálculo es de 7,503.

2.5 Evolución de los costes de explotación.

El valor indicado para cada instalación tipo está compuesto por un término fijo y otro variable con la producción. Se ha considerado un incremento anual del 1% hasta el final de su vida útil regulatoria, a excepción de aquellas partidas cuya evolución está ya regulada, tales como el coste del peaje de acceso establecido por el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico y el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica (valor fijo de 0,50 €/MWh), o el Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE) que establece la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, con un valor fijo del 7% proporcional a la facturación.

2.6 Hipótesis de cálculo específicas para la tecnología eólica.

– Horas equivalentes de funcionamiento: Se considera que todas las instalaciones sufren una pérdida de rendimiento, y por tanto de producción, del 0,50% anual, que empieza a aplicar a partir del decimosexto año de su vida útil regulatoria, acumulándose anualmente durante los años restantes.

– Se consideran los siguientes valores para los costes de desvíos: 1 €/MWh en 2014, 0,80 €/MWh en 2015 y 0,60 €/MWh de 2016 en adelante, hasta el final de la vida útil regulatoria.

2.7 Metodología de cálculo de la retribución a la inversión.

Para estas instalaciones tipo se ha aplicado la metodología de cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste según lo establecido en el anexo VI del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

2.8 Costes variables de generación en cada sistema eléctrico para el establecimiento del Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación previsto en el artículo 18 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

A continuación se recogen los costes variables de generación por unidad de energía (Cvg/Egbc), expresados en €/MWh, aplicables al primer semiperiodo.

Sistema	Coste anual variable de generación a efectos de liquidación aplicable al primer semiperiodo regulatorio (2014-2016) por unidad de energía. Cvg/Egbc expresado en €/MWh
Gran Canaria	190,7
Tenerife	184,4
Lanzarote - Fuerteventura	202,8
La Palma	193,9
La Gomera	220,9
El Hierro	263,2

(*) El coste anual variable de generación a efectos de liquidación de cada sistema ha sido calculado como la suma del coste variable de generación a efectos de liquidación de las centrales ubicadas en dicho sistema de 2012 más los costes variables de generación de las centrales ubicadas en dicho sistema no contemplados por el Operador del sistema de 2010.

De conformidad con lo establecido en el artículo 18 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, para el cálculo de los valores del Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación se ha considerado el precio medio estimado del mercado en el semiperiodo regulatorio 2014-2016, y se ha aplicado el coeficiente de apuntamiento para la tecnología eólica.

§ 73

Orden IET/1882/2014, de 14 de octubre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones solares termoeléctricas

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 251, de 16 de octubre de 2014
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2014-10475

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en el contexto de la reducción de la dependencia energética exterior, de un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles y de una mayor sensibilización ambiental, coadyuvó a promocionar el uso de las energías renovables y la eficiencia en la generación de electricidad, como principios básicos para conseguir un desarrollo sostenible desde un punto de vista económico, social y ambiental.

Así, esta norma contenía en su título IV un capítulo II, artículos 27 a 31, dedicado al régimen especial de producción de energía eléctrica conformado por el conjunto de reglas específicas que se aplicaban a la electricidad generada mediante fuentes de energías renovables, a la cogeneración con alto rendimiento energético y residuos.

Esta ley fue objeto en sucesivas fases de diversos desarrollos reglamentarios, siendo el eje principal de esta regulación el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. En particular, incluía dentro de su ámbito de aplicación a aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad.

La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, en vigor desde el 1 de enero de 2013, introdujo medidas para seguir avanzando en el nuevo modelo de desarrollo sostenible, tanto desde el punto de vista económico como medioambiental. Así, esta ley añadió un nuevo apartado 7 en el artículo 30 de la citada Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que establecía por un lado, que la energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible en una instalación de generación que utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, no será objeto de régimen económico primado, salvo en el caso de instalaciones híbridas entre fuentes de energía renovables no consumibles y consumibles, en cuyo caso la energía eléctrica imputable a la utilización de la fuente de energía renovable consumible sí podrá ser objeto de régimen económico primado

Por otro lado, establece que por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se publicará la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles utilizados.

Por consiguiente, desde el 1 de enero de 2013 no es objeto de régimen económico primado la energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible en una instalación de generación que utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, salvo en el caso de instalaciones híbridas entre fuentes de energía renovables no consumibles y consumibles.

Con la finalidad de aprobar la metodología necesaria para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles utilizados, con fecha 29 de abril de 2013 la Comisión Nacional de Energía (actual Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) remitió al Ministerio de Industria, Energía y Turismo para su consideración una propuesta de «Metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles utilizados en instalaciones de régimen especial que utilicen energías primarias renovables no consumibles».

Posteriormente, se aprobó la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que ha recogido en su artículo 14.7.d), el propio contenido del artículo 30.7 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en la redacción dada por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre.

En cumplimiento de lo dispuesto en las referidas leyes se dicta esta orden tomando en consideración la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Esta orden tiene por objeto definir la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones de generación que utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, así como los mecanismos de control y medición, de los combustibles utilizados, que resulten necesarios para la aplicación de dicha metodología.

De esta forma, y desde la entrada en vigor de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, esto es 1 de enero de 2013, las instalaciones que de acuerdo con esta metodología hayan percibido alguna retribución por la energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible de apoyo, deberán reintegrar al sistema de liquidaciones las cantidades percibidas en concepto de primas y tarifas correspondientes a esa energía.

Con la metodología aprobada por esta norma se podrá asimismo comprobar la procedencia de la energía eléctrica generada por las instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar en electricidad, siendo dicha metodología utilizada para verificar el cumplimiento de los límites establecidos en el artículo 33 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

De acuerdo con lo previsto en las disposiciones transitorias tercera y décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en relación con la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, la presente orden ha sido informada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y, para la elaboración de este informe se han tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad de dicha Comisión, a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia y consultas a las comunidades autónomas.

Mediante acuerdo de 9 de octubre de 2014, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar la presente orden.

En su virtud, de acuerdo con el Consejo de Estado, dispongo:

CAPÍTULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. *Objeto.*

Esta orden tiene por objeto:

a) La definición de la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en una instalación de generación que utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles.

b) El establecimiento de los requisitos que resulten necesarios para la determinación de la medida de la energía primaria utilizada en dichas instalaciones provenientes de las distintas fuentes.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Esta orden será de aplicación a las instalaciones del subgrupo b.1.2 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, con las consideraciones establecidas para las instalaciones hibridas de tipo 2 en el artículo 4 de dicho real decreto.

2. Asimismo, en lo que les corresponda, será de aplicación al gestor de la red de transporte y a los gestores de las redes de distribución de electricidad; a los sujetos establecidos en el artículo 58 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos que, de acuerdo con su artículo 62.4, estén obligados a facilitar a la Administración información sobre suministros de gas; y a aquellos otros agentes a los que se les pudiera requerir la información necesaria para la aplicación efectiva de la presente orden.

CAPÍTULO II

Cálculo de la energía eléctrica imputable a cada fuente de energía primaria

Artículo 3. *Combustibles de apoyo.*

1. En el caso de las instalaciones del subgrupo b.1.2 no híbridas, se considerará como combustible de apoyo a cualquier combustible utilizado en las mismas.

En el caso de las instalación de subgrupo b.1.2 híbridas de tipo 2 según lo establecido en el artículo 4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se considerará como combustible de apoyo a cualquier combustible distinto de los de hibridación.

2. La utilización de los combustibles de apoyo se clasificará de la siguiente manera:

a) Usos técnicamente imprescindibles, entre ellos, el sellado de vapor evitando fugas del mismo mediante sellos de presión, prevención de la solidificación de los fluidos «calorportantes» y prevención de la solidificación de las sales utilizadas en el almacenamiento térmico de la instalación.

b) Usos técnicamente prescindibles, pero que permiten optimizar la producción y mejorar el rendimiento:

1.º minimización de los desvíos respecto a la predicción de producción comunicada por variaciones no anticipadas del recurso,

2.º minimización de las oscilaciones en la curva de entrega en los periodos transitorios durante las subidas de carga después del acoplamiento.

Artículo 4. *Energía eléctrica imputable a la utilización de los distintos combustibles.*

1. Para las instalaciones comprendidas en el ámbito de aplicación de esta orden, se calculará la energía eléctrica imputable a los combustibles de apoyo conforme a las expresiones siguientes:

$$E_c = \eta_c \cdot \left[(C]_{c_{total}} - C_{c_{dr}} . P \right)$$

Siendo:

Ec = Energía eléctrica imputable a los combustibles de apoyo durante un año, expresada en MWh.

ηc = Rendimiento estimado para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles de apoyo, expresado en tanto por uno, regulado en el artículo 5.

Cc_total = Energía primaria total anual procedente de los combustibles de apoyo calculada a partir del volumen y del poder calorífico superior (PCS) y expresada en MWh.

Cc_dr = Energía primaria anual procedente de los combustibles de apoyo destinados a usos técnicamente imprescindibles que no generan energía eléctrica ni directa ni indirectamente. El valor Cc_dr se establece en 300 MWh térmicos por MW eléctrico instalado para cada año.

P = Potencia instalada expresada en MW.

En ningún caso el valor de la energía eléctrica imputable a los combustibles de apoyo (Ec) podrá ser negativo. Si de la expresión anterior se obtuviera un valor menor que cero se considerará que es nulo.

Para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles de apoyo en un periodo distinto del anual, se utilizará la expresión anterior entendiendo que las referencias realizadas a un año se hacen a dicho periodo. Para ello el valor de la energía primaria procedente de los combustibles de apoyo destinados a los usos técnicamente imprescindibles en el periodo correspondiente se calculará de forma proporcional ala duración del mismo.

2. Para las instalaciones híbridas comprendidas en el ámbito de aplicación de esta orden, la energía eléctrica imputable a los combustibles de hibridación de los grupos b.6, b.7 y b.8, se valorará según la siguiente expresión:

$$E_{bi} = \eta_b \cdot C_i$$

$$E_b = \sum_{1}^{n} E_{bi}$$

Siendo:

Ebi = Energía eléctrica imputable al combustible de hibridación «i» de los grupos b.6, b.7 y b.8, expresada en MWh.

ηb = Rendimiento estimado para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles de hibridación de los grupos b.6, b.7 y b.8, expresado en tanto por uno. Tomará el valor de 0.2618.

Ci = Energía primaria procedente del combustible de hibridación «i» de los grupos b.6, b.7 y b.8 calculada a partir del poder calorífico inferior (PCI) expresada en MWh.

Eb = Energía eléctrica generada a partir de la utilización de todos los combustibles de los grupos b.6, b.7 y b.8, expresada en MWh.

3. La energía eléctrica generada a partir del recurso solar vendrá dada por la diferencia entre la energía eléctrica generada medida en barras de central y la energía eléctrica imputable a cualquier tipo de combustible de apoyo y de hibridación, calculado en los términos establecidos en el presente artículo:

a) Para instalaciones no híbridas incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden:

Ers = E – Ec

b) Para instalaciones híbridas incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden:

Ers = E – Eb – Ec

Siendo:

Ers = Energía eléctrica generada a partir del recurso solar.

E = Energía eléctrica generada medida en barras de central.

Ec = Energía eléctrica imputable a los combustibles de apoyo.

Eb = Energía eléctrica imputable a los combustibles de hibridación de los grupos b.6, b.7 y b.8.

Para las instalaciones no híbridas, la energía eléctrica generada a partir del recurso solar, Ers, se utilizará a los efectos previstos en el artículo 11.6.b) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, para el cálculo de los ingresos procedentes de la retribución a la operación, de acuerdo con lo establecido en el artículo 14.7.d) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

4. A los efectos previstos en el artículo 33.4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, para las instalaciones comprendidas en el ámbito de aplicación de esta orden, el porcentaje de generación eléctrica imputable al combustible de apoyo sobre la producción total de electricidad, PEc, se calculará, en cómputo anual, a partir de la siguiente expresión:

$$PE_c(\%) = 100 * \frac{E_c}{E}$$

PEc = Porcentaje de generación eléctrica imputable al combustible de apoyo sobre la producción total de electricidad.

Ec = Energía eléctrica imputable a los combustibles de apoyo.

E = Energía eléctrica generada medida en barras de central.

Artículo 5. *Rendimiento para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles de apoyo.*

1. El rendimiento (ηc), en tanto por uno, utilizado para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles de apoyo tomará los siguientes valores:

Tecnología	Rendimiento η_c (PCS)
Cilindro parabólico (con y sin almacenamiento)	0,2861
Torre vapor	0,2295
Torre de sales con almacenamiento	0,2907
Fresnel	0,1951
Híbridas tipo 2	0,2861

2. Este rendimiento será revisado, en cada semiperiodo regulatorio establecido en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, a partir de los datos procedentes de las inspecciones realizadas, de las declaraciones responsables de las instalaciones implicadas o a partir de cualquier otra información que se considere válida a estos efectos, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial en los mismos.

CAPÍTULO III

Sobre la medición de los consumos de energías primarias utilizados

Artículo 6. *Medición de los combustibles.*

1. Las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la presente orden deben disponer de un sistema de medida dotado de los equipos de medida del combustible o combustibles tal, que permita la aplicación de la metodología desarrollada en la misma.

2. Las instalaciones abastecidas de gas natural mediante una planta satélite de GNL deberán disponer de un sistema de medición de gas debiendo cumplir con los requisitos establecidos en las normas de gestión técnica del sistema gasista y sus protocolos de detalle.

3. Para la medición de la cantidad de energía primaria total procedente de los combustibles de apoyo (Cc_total) calculada a partir del volumen y del poder calorífico superior, utilizada para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los mismos, se tomarán en consideración los datos procedentes de los equipos de medida, conversores y registradores que deberán encontrarse instalados en las plantas a tales efectos, así como,

siempre que exista suministro vía cisternas, los datos procedentes de los albaranes de compras de combustible, de acuerdo con las entregas efectuadas en la instalación.

4. Adicionalmente, en las instalaciones híbridas tipo 2 definidas en el artículo 4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, para la determinación de los consumos de los combustibles de los grupos b.6, b.7 y b.8 utilizados, se utilizará la información remitida de acuerdo con el correspondiente procedimiento de certificación, dentro del sistema de certificación de biomasa y biogás.

5. Los titulares de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la presente orden, los sujetos establecidos en el artículo 58 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y otros relacionados con el suministro de combustibles a dichas instalaciones, tendrán la obligación de registro y custodia de la medición del combustible durante al menos cinco años.

Artículo 7. *Verificación y control de la medida.*

1. El organismo dependiente de la Administración General del Estado responsable de realizar las inspecciones podrá solicitar la información necesaria y efectuar las comprobaciones e inspecciones que considere oportunas para verificar el cumplimiento de lo dispuesto en la presente orden.

Asimismo, dicho organismo podrá solicitar a los sujetos establecidos en el artículo 58 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y otros relacionados con el suministro de combustibles a las instalaciones en el ámbito de aplicación de esta orden, la información que precise para la realización de dichas verificaciones.

2. Como resultado de estas actuaciones, el organismo encargado de las liquidaciones podrá realizar una nueva liquidación de las cantidades que hayan sido objeto de comprobación o de inspección, de acuerdo con lo establecido en la normativa que regule la solicitud de información y los procedimientos del sistema de liquidación.

3. Los titulares de las instalaciones objeto de la presente orden deberán garantizar el acceso físico a las mismas en condiciones adecuadas, para la realización de los trabajos que correspondan de comprobación, verificación y, en su caso, inspección.

Artículo 8. *Remisión de información al organismo encargado de la liquidación.*

Los titulares y explotadores de instalaciones afectadas por la presente orden, a través de su representante, o bien directamente, deberá enviar mensualmente al organismo encargado de las liquidaciones, además de la información requerida con carácter general en el procedimiento de liquidación aplicable a las retribuciones de las instalaciones con régimen retributivo específico, la siguiente información:

a) Energía primaria total procedente de los combustibles de apoyo calculada a partir de su medida en volumen y poder calorífico superior PCS, expresada en MWh (Cc_total).

b) Energía primaria procedente de los combustibles de hibridación de los grupos b.6, b.7 y b.8 calculada a partir del poder calorífico inferior PCI, expresada en MWh.

Artículo 9. *Informe de seguimiento.*

El organismo encargado de las liquidaciones emitirá durante el primer trimestre de cada año un informe específico en el que se detalle el grado de utilización de combustibles por parte de las instalaciones sujetas a esta orden y el impacto económico que la aplicación de la misma ha tenido sobre su retribución específica, todo ello, para el año anterior.

Disposición adicional única. *Remisión de la información a partir de la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

1. La información citada en el artículo 8 de la presente orden relativa al periodo comprendido desde el 1 de enero de 2013 hasta la entrada en vigor de esta orden deberá ser remitida al organismo encargado de las liquidaciones en un plazo máximo de un mes desde la entrada en vigor de la presente orden.

2. Asimismo, la citada información, relativa al periodo comprendido desde la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, hasta el 1 de enero de 2013, deberá ser

remitida al organismo encargado de las liquidaciones en un plazo máximo de seis meses desde la entrada en vigor de la presente orden.

Disposición transitoria primera. *Aplicabilidad de esta orden y ajuste de las cantidades percibidas en concepto de primas y tarifas.*

1. Lo dispuesto en esta orden será de aplicación a los efectos previstos en el artículo 14.7.d) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y ello para la energía eléctrica generada desde la fecha de entrada en vigor de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

2. A estos efectos, y de conformidad con la disposición adicional novena del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, deberán reintegrarse al sistema de liquidaciones las cantidades percibidas en concepto de primas y tarifas correspondientes a la energía eléctrica imputable a los combustibles de apoyo (Ec), calculada según lo establecido en el artículo 4 de esta orden, correspondientes al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2013 y la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Dicha energía percibirá, exclusivamente, el precio del mercado.

Para el periodo posterior a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se estará a lo previsto en la disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Disposición transitoria segunda. *Normativa reguladora y organismos encargados de la inspección y la liquidación.*

1. Las referencias hechas en esta orden al organismo encargado de la inspección y al organismo encargado de la liquidación se entenderán realizadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, hasta que el Ministerio de industria, Energía y Turismo asuma las referidas competencias, conforme a lo establecido en la disposición adicional tercera.1, párrafo segundo, del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

2. Asimismo, hasta que se establezca un nuevo procedimiento de liquidación aplicable a las retribuciones de las instalaciones con régimen retributivo específico, se continuará aplicando, según proceda, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o, en su caso, los organismos encargados de la inspección y la liquidación, el procedimiento previsto a este respecto en la Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de información y los procedimientos del sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Disposición transitoria tercera. *Información relativa a los consumos de biomasa y biogás.*

Hasta la aprobación del sistema de certificación de biomasa y biogás, a los efectos de lo previsto en el artículo 6.4 de esta orden, se utilizará la información exigida en el apartado c) de la disposición transitoria tercera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en la presente orden.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Esta orden tiene carácter básico y se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y bases del régimen minero y energético.

Disposición final segunda. *Aplicación de la orden.*

Se habilita al Secretario de Estado de Energía, en el ámbito de sus competencias, para adoptar las medidas y dictar las resoluciones que sean precisas para la aplicación de lo dispuesto en esta orden.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor el día 1 del mes siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 74

Orden IET/1344/2015, de 2 de julio, por la que se aprueban las instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 161, de 7 de julio de 2015
Última modificación: 6 de noviembre de 2017
Referencia: BOE-A-2015-7593

La Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se dictó en aplicación principalmente de lo previsto en la disposición adicional segunda.4 y en la disposición transitoria primera.8 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Dicha orden fija la equivalencia entre las categorías, grupos y subgrupos definidos con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y las nuevas categorías, grupos y subgrupos establecidos en dicho real decreto. Asimismo, establece los parámetros retributivos de las instalaciones tipo correspondientes a las instalaciones que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

La Orden IET/1168/2014, de 3 de julio, por la que se determina la fecha de inscripción automática de determinadas instalaciones en el registro de régimen retributivo específico previsto en el título V del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, determinó que el 9 de julio de 2014 se inscribiesen automáticamente en dicho registro las instalaciones que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del referido Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria primera del citado real decreto.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que la información necesaria para realizar la inscripción automática en el registro de régimen retributivo específico procedía del sistema de liquidaciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la citada Orden IET/1168/2014, de 3 de julio, establecía que dicha Comisión remitiría a la Dirección General de Política Energética y Minas la información incluida en el sistema de liquidación en el momento de realizar dicha inscripción.

En cumplimiento de dicho mandato, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitió la citada información relativa a más de 64.000 unidades retributivas.

Tras realizar la inscripción automática en el registro de régimen retributivo específico, se ha constatado que existen unidades retributivas a las que no se les puede asignar instalación tipo por no corresponder las características técnicas de dichas instalaciones con las de ninguna instalación tipo de las aprobadas en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio.

Teniendo en cuenta que la disposición transitoria primera.8 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, preceptúa que «se establecerán las equivalencias correspondientes entre las nuevas instalaciones tipo que se definan y la clasificación anteriormente vigente, a efectos de la determinación del régimen retributivo aplicable, de forma que a cada instalación existente le corresponda una instalación tipo con unos parámetros retributivos», procede aprobar la presente orden para establecer las instalaciones tipo necesarias que no hubieran sido incluidas en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, así como sus parámetros retributivos.

En virtud de lo anterior, esta orden define dichas instalaciones tipo y su equivalencia con las categorías, grupos y subgrupos definidos con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y a su vez establece sus correspondientes parámetros retributivos.

Teniendo en cuenta que la disposición final segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, establece que el Gobierno aprobará un real decreto de regulación del régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica con retribución primada que será de aplicación desde la entrada en vigor de dicho real decreto-ley, y la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de noviembre, del Sector Eléctrico, la presente orden resultará de aplicación desde dicha fecha.

Adicionalmente, se modifica la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Se elimina la referencia al día de inicio del cómputo de la vida útil de las instalaciones de los grupos b.4 y b.5, originalmente incluida en el anexo I.6 de dicha orden, y ello por ser contraria a lo establecido en el artículo 28 y en la disposición adicional segunda.6 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y, como tal, adolecer de nulidad de pleno derecho, a tenor del artículo 62.2 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

De acuerdo con lo prescrito en el artículo 5.2 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, esta orden ha sido objeto de informe por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien para la elaboración de su informe ha tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad, a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia al sector y consultas a las comunidades autónomas.

Mediante acuerdo de 2 de julio de 2015, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar la presente orden.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

1. Constituye el objeto de esta orden el establecimiento de las instalaciones tipo correspondientes a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden, así como, el establecimiento de sus parámetros retributivos que serán de aplicación al primer semiperiodo regulatorio definido en la disposición adicional primera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, sin perjuicio de lo previsto en su artículo 20.

2. Asimismo, se fija la equivalencia entre determinadas categorías, grupos y subgrupos definidos con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de

energía renovables, cogeneración y residuos y las nuevas categorías, grupos y subgrupos establecidos en el citado real decreto, fijando para cada uno de estos últimos las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes a efectos de la determinación del régimen retributivo aplicable.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta orden será de aplicación a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, referidas en la disposición adicional segunda y en la disposición transitoria primera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y a las que no corresponda ninguna de las instalaciones tipo definidas en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Artículo 3. *Aspectos retributivos de las instalaciones.*

1. Se establecen en el anexo I las equivalencias entre determinadas categorías, grupos y subgrupos definidos con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y las nuevas categorías, grupos y subgrupos establecidas en el citado real decreto, así como las diferentes instalaciones tipo para estas últimas y sus códigos correspondientes.

Así mismo, se indican los códigos de las instalaciones tipo del subgrupo a.1.3 resultantes de la reclasificación de las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 que no cumplan los límites de consumo de combustibles establecidos. La retribución a la operación de las instalaciones tipo del subgrupo a.1.3 será igual a cero.

2. Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo que concretan el régimen retributivo específico aplicable al año 2013 son los recogidos en el anexo II.1.

3. Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo que concretan el régimen retributivo específico aplicables a los años 2014, 2015 y 2016, son los recogidos en el anexo II.2.

En dicho anexo se establece el valor de la retribución a la inversión que será de aplicación en los años 2014, 2015 y 2016, y, en su caso, el valor de la retribución a la operación que será de aplicación en el año 2014. Adicionalmente, para aquellas instalaciones tipo cuyos costes variables no dependen esencialmente del precio de combustible se incluye la retribución a la operación de los años 2015 y 2016.

4. Los parámetros retributivos referidos en los apartados 2 y 3 anteriores se han calculado según lo previsto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, considerando las hipótesis de cálculo recogidas en el anexo III de dicha orden y en los parámetros incluidos en el anexo IV de esta orden.

5. El anexo III establece el valor de la retribución a la operación, aplicable al segundo semestre de 2015, de las instalaciones tipo cuyos costes variables dependen esencialmente del precio de combustible, que es actualizado de conformidad con lo previsto en el artículo 20.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y con la Orden por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico. También se incluye en dicho anexo los valores para estas instalaciones tipo de los parámetros A, B y C definidos en la orden citada para la actualización de la retribución a la operación del segundo semestre del año 2015, primer semestre del año 2016 y segundo semestre del año 2016.

Artículo 4. *Vida útil regulatoria y valor estándar de la inversión inicial de las instalaciones tipo.*

1. La vida útil regulatoria para las instalaciones tipo asignadas a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden será la establecida en el anexo IV.

2. El valor estándar de la inversión inicial para cada una de las instalaciones tipo asignadas a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden será el establecido en el anexo IV.

3. Lo dispuesto en este artículo se regirá por lo establecido en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y por el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Disposición adicional primera. *Liquidaciones del régimen retributivo específico.*

El organismo encargado de las liquidaciones procederá a liquidar el régimen retributivo específico, a las instalaciones a las que les sean de aplicación las instalaciones tipo definidas en esta orden, desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, al amparo de su disposición final segunda. Dichas liquidaciones se incluirán en la siguiente liquidación que se realice tras la comunicación, por parte del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, al organismo encargado de las liquidaciones, de la modificación del Registro de régimen retributivo específico de estas instalaciones, procediendo a regularizar los saldos negativos que, en su caso, resultaron de la aplicación de la disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Disposición adicional segunda. *Referencias a autorización de explotación.*

Las referencias incluidas en esta orden a autorización de explotación se entenderán realizadas, en su caso, al acta de puesta en marcha o en servicio.

Disposición transitoria única. *Aplicabilidad de Valores de la retribución a la operación.*

Los valores de la retribución a la operación incluidos en el anexo III de esta orden serán de aplicación desde el primer día del mes siguiente al de su publicación, con anterioridad a dicha fecha serán de aplicación los valores de la retribución a la operación incluidos en el anexo II.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

La Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, queda modificada como sigue:

Uno. **(Anulado)**

Dos. Se añade el siguiente texto al punto 4 del artículo 6:

> «A estos efectos se considerarán como horas umbral y mínima las menores de entre las correspondientes a los grupos que componen en cada caso la hibridación de la instalación y como número de horas equivalentes de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación, la mayor de entre las correspondientes a los grupos que componen en cada caso la hibridación. En aquellos casos en los que la instalación utilice como combustible licores negros del grupo c2 se considerarán como horas umbral y mínima correspondientes al grupo de licores negros los valores de la IT-01036.»

Disposición final segunda. *Títulos competenciales.*

Esta orden se dicta al amparo de las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final tercera. *Aplicación.*

Los artículos 1, 2, 3 y 4 resultarán de aplicación desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, de conformidad con la disposición final segunda de este real decreto-ley, y la disposición final tercera.1 de la Ley 24/2013, de 26 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Equivalencia entre determinadas categorías, grupos y subgrupos del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, y del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, con las del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, así como las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes

1. Instalaciones del subgrupo a.1.1 y a.1.2 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014							
Grupo	**Subgrupo**	**Combustible**	**Rango de potencia**	**Grupo**	**Subgrupo**	**Combustible**	**Rango de potencia**	**Subtipo de tecnología**	**Modificación sustancial**	**Año de autorización de explotación definitiva**	**Código Instalación Tipo**
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	–	1997	IT-01518
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	–	2013	IT-01519
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	–	2006	IT-01523
a.1	a.1.2	Gasóleo / GLP	1 < P ≤ 10 MW	a.1	a.1.2	Gasóleo / GLP	1 < P ≤ 10 MW	–	–	2001	IT-01524
a.1	a.1.1	Gas Natural	1 < P ≤ 10 MW	a.1	a.1.1	Gas Natural	1 < P ≤ 10 MW	Motor	Modificación sustancial	2006	IT-01525

2. Instalaciones del grupo a.2 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014							
Grupo	**Subgrupo**	**Combustible**	**Rango de potencia**	**Grupo**	**Subgrupo**	**Combustible**	**Rango de potencia**	**Subtipo de tecnología**	**Modificación sustancial**	**Año de autorización de explotación definitiva**	**Código Instalación Tipo**
a.2	–	Energías residuales	10 < P ≤ 25 MW	a.2	–	Energías residuales	10 < P ≤ 25 MW	–	–	1997	IT-01520
a.2	–	Energías residuales	10 < P ≤ 25 MW	a.2	–	Energías residuales	10 < P ≤ 25 MW	–	–	1998	IT-01521
a.2	–	Energías residuales	10 < P ≤ 25 MW	a.2	–	Energías residuales	10 < P ≤ 25 MW	–	–	2001	IT-01522

3. Instalaciones de la categoría b) del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	**Subgrupo**	**Combustible**	**Rango de Potencia**	**Grupo**	**Subgrupo**	**Combustible**	**Rango de potencia**	**Subtipo de tecnología**	**Año de autorización de explotación definitiva**	**Código Instalación Tipo**
b.1	b.1.1	–	≤ 100 kW	b.1	b.1.1	–	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2002	IT-00590

4. Instalaciones del subgrupo b.1.1 del Real Decreto 1578/2008

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 1578/2008				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Tipo	Convocatoria	Grupo	Subgrupo	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Zona Climática	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.1	b.1.1	II	1C 2011	b.1	b.1.1	–	S2E	Z5	2012	IT-00579
b.1	b.1.1	I.2	3C 2010	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	–	Z5	2012	IT-00580
b.1	b.1.1	I.2	1C 2011	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	–	Z3	2013	IT-00581
b.1	b.1.1	II	4C 2011	b.1	b.1.1	–	FIJ	Z3	2013	IT-00582
b.1	b.1.1	II	4C 2011	b.1	b.1.1	–	FIJ	Z5	2012	IT-00583
b.1	b.1.1	II	1C 2009	b.1	b.1.1	–	S1E	Z3	≤ 2009	IT-00584
b.1	b.1.1	II	4C 2011	b.1	b.1.1	–	S1E	Z4	2012	IT-00585
b.1	b.1.1	II	1C 2010	b.1	b.1.1	–	S2E	Z5	2011	IT-00586
b.1	b.1.1	II	4C 2010	b.1	b.1.1	–	S2E	Z5	2012	IT-00587
b.1	b.1.1	II	4C 2011	b.1	b.1.1	–	S2E	Z2	2013	IT-00588
b.1	b.1.1	I.2	2C 2011	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	–	Z4	2013	IT-00589

5. Correspondencia subgrupo a.1.1 y a.1.2 con el subgrupo a.1.3. del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Identificación instalación antes de la reclasificación al subgrupo a.1.3								Código Instalación Tipo subgrupo a.1.3
Grupo	**Subgrupo**	**Combustible**	**Rango de potencia**	**Subtipo de tecnología**	**Modificación Sustancial**	**Año de autorización de explotación definitiva**	**Código instalación tipo**	
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	–	1997	IT-01518	IT-02072

Identificación instalación antes de la reclasificación al subgrupo a.1.3								Código Instalación Tipo subgrupo a.1.3
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Modificación Sustancial	Año de autorización de explotación definitiva	Código instalación tipo	
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	–	2013	IT-01519	IT-02073
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	Motor	–	2006	IT-01523	IT-02074
a.1	a.1.2	Gasóleo / GLP	1 < P ≤ 10 MW	–	–	2001	IT-01524	IT-02075
a.1	a.1.1	Gas Natural	1 < P ≤ 10 MW	Motor	Modificación sustancial	2006	IT-01525	IT-02076

ANEXO II

Parámetros retributivos de las instalaciones tipo

1. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2013

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Retribución a la Inversión Rinv 2013 (€/MW)	Retribución a la Operación Ro 2013 (€/ MWh)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro 2013 (h)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh 2013 (h)	Umbral de funcionamiento Uf 2013 (h)
IT-00579	30	171.373	8,718	995	255	149
IT-00580	30	161.701	9,812	772	198	115
IT-00581	30	153.707	9,244	–	–	–
IT-00582	30	63.701	0,206	–	–	–
IT-00583	30	59.184	0,000	772	198	115
IT-00584	30	186.787	10,200	985	252	147
IT-00585	30	71.046	1,378	985	252	147
IT-00586	30	184.263	9,693	995	255	149
IT-00587	30	176.193	9,083	995	255	149
IT-00588	30	79.878	1,746	–	–	–
IT-00589	30	112.282	5,319	–	–	–
IT-00590	30	360.376	9,893	995	255	149
IT-01518	25	77.669	96,540	–	420	140
IT-01519	25	75.711	83,220	–	420	140
IT-01520	25	–	0,000	–	460	140
IT-01521	25	–	0,000	–	460	140
IT-01522	25	–	0,000	–	460	140
IT-01523	25	57.861	86,847	–	420	140
IT-01524	25	1.305	122,103	–	560	180
IT-01525	25	–	52,801	–	560	180
IT-02072	25	77.669	0,000	–	420	140
IT-02073	25	75.711	0,000	–	420	140
IT-02074	25	57.861	0,000	–	420	140
IT-02075	25	1.305	0,000	–	560	180
IT-02076	25	–	0,000	–	560	180

2. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2014, 2015 y 2016

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste C1,a	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Retribución a la Operación Ro (*) (€/MWh) 2015	Retribución a la Operación Ro (*) (€/MWh) 2016	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento Uf Anual 2014-2016 (h)	Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del n.º de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
										3 meses	6 meses	9 meses
IT-00579	30	1,0000	365.796	13,547	12,750	13,314	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00580	30	1,0000	345.152	14,648	13,839	14,391	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00581	30	1,0000	328.087	13,869	13,056	13,604	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00582	30	1,0000	135.970	5,094	4,237	4,741	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00583	30	1,0000	126.328	4,654	3,795	4,296	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00584	30	1,0000	398.697	15,035	14,247	14,820	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00585	30	1,0000	151.649	6,188	5,356	5,884	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00586	30	1,0000	393.310	14,522	13,730	14,299	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00587	30	1,0000	376.085	13,912	13,117	13,683	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00588	30	1,0000	170.499	6,627	5,795	6,324	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00589	30	1,0000	239.666	9,830	8,997	9,525	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00590	30	1,0000	769.224	14,845	13,909	14,331	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-01518	25	1,0000	165.782	89,557	(no aplica)	(no aplica)	–	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01519	25	1,0000	161.604	78,017	(no aplica)	(no aplica)	–	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01520	25	–	–	0,000	0,000	0,000	–	2.260	680	15%	30%	45%
IT-01521	25	–	–	0,000	0,000	0,000	–	2.260	680	15%	30%	45%
IT-01522	25	–	–	0,000	0,000	0,000	–	2.260	680	15%	30%	45%
IT-01523	25	1,0000	123.503	80,664	(no aplica)	(no aplica)	–	2.100	640	15%	30%	45%
IT-01524	25	1,0000	2.786	133,123	(no aplica)	(no aplica)	–	2.760	840	15%	30%	45%
IT-01525	25	–	–	56,937	(no aplica)	(no aplica)	–	2.760	840	15%	30%	45%
IT-02072	25	1,0000	165.782	0,000	(no aplica)	(no aplica)	–	2.100	640	15%	30%	45%
IT-02073	25	1	161.604	0,000	(no aplica)	(no aplica)	–	2.100	640	15%	30%	45%
IT-02074	25	1,0000	123.503	0,000	(no aplica)	(no aplica)	–	2.100	640	15%	30%	45%
IT-02075	25	1,0000	2.786	0,000	(no aplica)	(no aplica)	–	2.760	840	15%	30%	45%
IT-02076	25	–	–	0,000	(no aplica)	(no aplica)	–	2.760	840	15%	30%	45%

(*) Solo aplicable a las instalaciones tipo cuyos costes variables no dependen esencialmente del precio de combustible, y que por lo tanto no están sujetas a la actualización prevista en el artículo 20.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

ANEXO III

Valores de retribución a la operación para el segundo semestre de 2015 y parámetros A, B y C de aplicación a los años 2015 y 2016 de las instalaciones tipo cuyos costes variables dependen esencialmente del precio de combustible, y que por lo tanto están sujetas a la actualización prevista en el artículo 20.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio

Código IT	Parámetro A' 2º sem. 2015	Parámetro B' 2º sem. 2015	Parámetro C' 2º sem 2015	Retribución a la operación 2º sem. 2015 (€/MWhE)	Parámetro A 1º sem. 2016	Parámetro B 1º sem. 2016	Parámetro C 1º sem. 2016	Parámetro A 2º sem. 2016	Parámetro B 2º sem. 2016	Parámetro C 2º sem. 2016
IT-01518	1,762	1,000	-0,742	82,866	1,762	1,000	0,345	1,762	1,000	0,000
IT-01519	1,836	1,005	-0,846	71,362	1,844	1,004	0,229	1,844	1,000	0,000
IT-01523	1,823	1,001	-0,844	73,746	1,823	1,000	0,241	1,823	1,000	0,000
IT-01524	1,915	1,000	-1,015	111,121	1,916	1,000	0,068	1,916	1,000	0,000
IT-01525	1,786	1,000	-0,837	50,070	1,787	1,000	0,249	1,787	1,000	0,000

ANEXO IV

Parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo del anexo II

Código de identificación: IT-00579

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW):	4.395.631
Vida Útil Regulatoria (años):	30

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
		€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE		h netas	h netas	
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	-	59,91	61,07	251,64	52,35	-	1.194	995	-
2014	-	-	62,76	-	49,21	-	-	2.124	-
2015	-	-	63,30	-	50,55	-	-	2.113	-
2016	-	-	64,09	-	50,78	-	-	2.103	-
2017	-	-	64,90	-	53,08	-	-	2.092	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

§ 74 Orden IET/1344/2015, instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos

Código de identificación: IT-00580

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW):	4.142.547
Vida Útil Regulatoria (años):	30

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
		€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE		h netas	h netas	
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	-	64,13	62,16	303,27	52,35	-	881	772	-
2014	-	-	63,86	-	49,21	-	-	1.648	-
2015	-	-	64,38	-	50,55	-	-	1.640	-
2016	-	-	65,17	-	50,78	-	-	1.632	-
2017	-	-	65,97	-	53,08	-	-	1.623	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación: IT-00581

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 3.913.626
Vida Útil Regulatoria (años): 30

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
		€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE		h netas	h netas	
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2014	-	-	63,08	-	49,21	-	-	1.648	-
2015	-	-	63,60	-	50,55	-	-	1.640	-
2016	-	-	64,38	-	50,78	-	-	1.632	-
2017	-	-	65,18	-	53,08	-	-	1.623	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación: IT-00582

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 1.621.939
Vida Útil Regulatoria (años): 30

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
		€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE		h netas	h netas	
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2014	-	-	54,30	-	49,21	-	-	1.648	-
2015	-	-	54,78	-	50,55	-	-	1.640	-
2016	-	-	55,52	-	50,78	-	-	1.632	-
2017	-	-	56,27	-	53,08	-	-	1.623	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación: **IT-00583**

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW):	1.621.939
Vida Útil Regulatoria (años):	30

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
		€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE		h netas	h netas	
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	-	56,38	52,23	251,64	52,35	-	976	772	-
2014	-	-	53,86	-	49,21	-	-	1.648	-
2015	-	-	54,34	-	50,55	-	-	1.640	-
2016	-	-	55,08	-	50,78	-	-	1.632	-
2017	-	-	55,82	-	53,08	-	-	1.623	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación: **IT-00584**

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW):	5.318.862
Vida Útil Regulatoria (años):	30

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
		€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE		h netas	h netas	
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	39,02	-	320,00	-	-	2.208	-	-
2011	-	40,66	-	293,26	-	-	2.208	-	-
2012	-	41,60	-	300,77	-	-	2.208	-	-
2013	-	66,23	62,55	335,60	52,35	-	1.174	985	-
2014	-	-	64,24	-	49,21	-	-	2.102	-
2015	-	-	64,79	-	50,55	-	-	2.091	-
2016	-	-	65,60	-	50,78	-	-	2.081	-
2017	-	-	66,42	-	53,08	-	-	2.071	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

§ 74 Orden IET/1344/2015, instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos

Código de identificación: IT-00585

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW):	1.955.539
Vida Útil Regulatoria (años):	30

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
		€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE		h netas	h netas	
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	-	58,37	53,73	251,64	52,35	-	1.232	985	-
2014	-	-	55,40	-	49,21	-	-	2.102	-
2015	-	-	55,90	-	50,55	-	-	2.091	-
2016	-	-	56,66	-	50,78	-	-	2.081	-
2017	-	-	57,44	-	53,08	-	-	2.071	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación: IT-00586

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 4.896.442
Vida Útil Regulatoria (años): 30

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
		€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE		h netas	h netas	
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	41,17	-	288,81	-	-	2.247	-	-
2013	-	62,51	62,04	288,73	52,35	-	1.194	995	-
2014	-	-	63,73	-	49,21	-	-	2.124	-
2015	-	-	64,28	-	50,55	-	-	2.113	-
2016	-	-	65,08	-	50,78	-	-	2.103	-
2017	-	-	65,89	-	53,08	-	-	2.092	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación: IT-00587

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 4.513.240
Vida Útil Regulatoria (años): 30

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
		€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE		h netas	h netas	
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	-	59,91	61,43	251,64	52,35	-	1.194	995	-
2014	-	-	63,12	-	49,21	-	-	2.124	-
2015	-	-	63,66	-	50,55	-	-	2.113	-
2016	-	-	64,46	-	50,78	-	-	2.103	-
2017	-	-	65,27	-	53,08	-	-	2.092	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación: IT-00588

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 2.033.822
Vida Útil Regulatoria (años): 30

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
		€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE		h netas	h netas	
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2014	-	-	55,83	-	49,21	-	-	2.124	-
2015	-	-	56,34	-	50,55	-	-	2.113	-
2016	-	-	57,10	-	50,78	-	-	2.103	-
2017	-	-	57,88	-	53,08	-	-	2.092	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

§ 74 Orden IET/1344/2015, instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos

Código de identificación: IT-00589

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW):	2.858.891
Vida Útil Regulatoria (años):	30

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
		€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE		h netas	h netas	
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2014	-	-	59,04	-	49,21	-	-	1.648	-
2015	-	-	59,54	-	50,55	-	-	1.640	-
2016	-	-	60,30	-	50,78	-	-	1.632	-
2017	-	-	61,08	-	53,08	-	-	1.623	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación: IT-00590

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW):	8.754.518
Vida Útil Regulatoria (años):	30

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
		€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE		h netas	h netas	
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	24,78	-	180,30	-	-	1.885	-	-
2004	-	25,43	-	401,74	-	-	1.885	-	-
2005	-	26,25	-	421,50	-	-	1.885	-	-
2006	-	27,23	-	440,38	-	-	1.885	-	-
2007	-	27,96	-	440,38	-	-	1.885	-	-
2008	-	29,14	-	455,13	-	-	1.885	-	-
2009	-	33,21	-	470,18	-	-	1.885	-	-
2010	-	33,44	-	465,90	-	-	1.885	-	-
2011	-	34,83	-	435,65	-	-	1.885	-	-
2012	-	35,56	-	447,23	-	-	1.885	-	-
2013	-	70,87	62,24	488,61	52,35	-	1.002	995	-
2014	-	-	64,05	-	49,21	-	-	2.124	-
2015	-	-	64,45	-	50,55	-	-	2.113	-
2016	-	-	65,11	-	50,78	-	-	2.103	-
2017	-	-	65,78	-	53,08	-	-	2.092	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación IT-01518

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 1.214.306
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
1997	61,46	11,90	-	32,57	-	55,14	-	-	-
1998	45,18	12,35	-	37,11	-	42,99	4.170	-	-
1999	39,80	14,14	-	49,15	-	39,74	4.152	-	-
2000	57,98	15,61	-	33,94	-	50,10	4.142	-	-
2001	66,30	16,62	-	36,14	-	55,24	4.142	-	-
2002	56,08	16,76	-	42,67	-	49,46	4.135	-	-
2003	60,63	16,63	-	33,77	-	52,73	4.131	-	-
2004	55,34	16,50	-	31,04	-	51,35	4.129	-	-
2005	61,00	19,16	-	44,21	-	53,61	4.127	-	-
2006	86,84	20,30	-	52,82	-	69,51	4.127	-	-
2007	88,30	21,45	-	58,51	-	65,27	4.127	-	-
2008	107,85	22,60	-	75,69	-	74,11	4.126	-	-
2009	97,26	24,55	-	109,27	-	58,14	4.126	-	-
2010	103,03	25,69	-	112,94	-	61,30	4.126	-	-
2011	115,14	27,34	-	140,85	-	65,38	4.125	-	-
2012	135,48	28,49	-	137,49	-	75,04	4.125	-	-
2013	137,05	60,30	62,18	139,48	43,78	73,05	2.192	1.932	0,853
2014	129,63	-	63,00	-	45,72	61,97	-	4.125	0,948
2015	127,27	-	63,45	-	46,96	60,79	-	4.125	0,948
2016	128,05	-	64,03	-	47,18	61,15	-	4.125	0,948
2017	128,05	-	64,59	-	49,32	61,14	-	4.125	0,948
2018	128,05	-	65,15	-	49,32	61,13	-	4.125	0,948
2019	128,05	-	65,71	-	49,32	61,13	-	4.125	0,948
2020	128,05	-	66,29	-	49,32	61,13	-	4.125	0,948
2021	128,05	-	66,86	-	49,32	61,13	-	4.125	0,948
2022	128,05	-	67,44	-	49,32	61,13	-	4.125	0,948

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación IT-01519

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 1.817.826
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2013	132,77	49,96	48,92	168,34	43,86	66,68	-	-	0,855
2014	126,48	-	49,66	-	45,79	56,27	-	4.170	0,949
2015	124,72	-	50,02	-	47,02	55,36	-	4.152	0,949
2016	125,81	-	50,49	-	47,23	55,76	-	4.142	0,949
2017	125,81	-	50,91	-	49,37	55,76	-	4.142	0,949
2018	126,01	-	51,35	-	49,36	55,76	-	4.135	0,949
2019	126,13	-	51,79	-	49,36	55,74	-	4.131	0,949
2020	126,21	-	52,23	-	49,36	55,70	-	4.129	0,949
2021	126,25	-	52,67	-	49,36	55,65	-	4.127	0,949
2022	126,28	-	53,11	-	49,36	55,60	-	4.127	0,949
2023	126,28	-	53,56	-	49,36	55,60	-	4.127	0,949
2024	126,30	-	54,01	-	49,36	55,55	-	4.126	0,949
2025	126,31	-	54,47	-	49,36	55,50	-	4.126	0,949
2026	126,32	-	54,93	-	49,36	55,46	-	4.126	0,949
2027	126,33	-	55,39	-	49,36	55,42	-	4.125	0,949
2028	126,33	-	55,86	-	49,36	55,39	-	4.125	0,949
2029	126,33	-	56,33	-	49,36	55,39	-	4.125	0,949
2030	126,33	-	56,81	-	49,36	55,36	-	4.125	0,949
2031	126,33	-	57,29	-	49,36	55,34	-	4.125	0,949
2032	126,34	-	57,78	-	49,36	55,32	-	4.125	0,949
2033	126,34	-	58,27	-	49,36	55,31	-	4.125	0,949
2034	126,34	-	58,76	-	49,36	55,31	-	4.125	0,949
2035	126,34	-	59,26	-	49,36	55,31	-	4.125	0,949
2036	126,34	-	59,77	-	49,36	55,31	-	4.125	0,949
2037	126,34	-	60,27	-	49,36	55,31	-	4.125	0,949
2038	126,34	-	60,79	-	49,36	55,31	-	4.125	0,949

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación IT-01520

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 1.109.766
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
1997	0,00	4,32	-	31,27	-	21,11	-	-	-
1998	0,00	4,48	-	33,09	-	17,66	4.480	-	-
1999	0,00	5,08	-	31,84	-	17,19	4.464	-	-
2000	0,00	5,57	-	31,89	-	18,40	4.450	-	-
2001	0,00	5,92	-	34,21	-	19,28	4.439	-	-
2002	0,00	5,97	-	33,99	-	18,71	4.429	-	-
2003	0,00	5,93	-	32,26	-	19,63	4.429	-	-
2004	0,00	5,89	-	32,37	-	20,71	4.421	-	-
2005	0,00	6,78	-	40,63	-	20,29	4.414	-	-
2006	0,00	7,17	-	40,74	-	23,06	4.409	-	-
2007	0,00	7,56	-	29,20	-	18,03	4.404	-	-
2008	0,00	7,94	-	52,51	-	18,16	4.400	-	-
2009	0,00	9,13	-	42,39	-	7,99	4.396	-	-
2010	0,00	9,52	-	42,63	-	7,68	4.393	-	-
2011	0,00	10,41	-	53,23	-	6,72	4.391	-	-
2012	0,00	10,80	-	55,14	-	6,41	4.389	-	-
2013	0,00	13,54	13,70	39,06	41,42	5,37	2.332	2.056	0,807
2014	0,00	-	13,93	-	43,26	0,00	-	4.387	0,897
2015	0,00	-	14,12	-	44,43	0,00	-	4.385	0,897
2016	0,00	-	14,24	-	44,64	0,00	-	4.384	0,897
2017	0,00	-	14,49	-	46,65	0,00	-	4.383	0,897
2018	0,00	-	14,59	-	46,65	0,00	-	4.382	0,897
2019	0,00	-	14,70	-	46,65	0,00	-	4.381	0,897
2020	0,00	-	14,81	-	46,65	0,00	-	4.381	0,897
2021	0,00	-	14,92	-	46,65	0,00	-	4.380	0,897
2022	0,00	-	15,03	-	46,65	0,00	-	4.380	0,897

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación IT-01521

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 1.073.396
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
1998	0,00	4,48	-	33,11	-	17,67	-	-	-
1999	0,00	5,08	-	31,85	-	17,20	4.480	-	-
2000	0,00	5,57	-	31,90	-	18,41	4.464	-	-
2001	0,00	5,92	-	34,22	-	19,28	4.450	-	-
2002	0,00	5,97	-	33,99	-	18,71	4.439	-	-
2003	0,00	5,93	-	32,26	-	19,63	4.429	-	-
2004	0,00	5,89	-	32,38	-	20,72	4.429	-	-
2005	0,00	6,78	-	40,64	-	20,29	4.421	-	-
2006	0,00	7,17	-	40,75	-	23,06	4.414	-	-
2007	0,00	7,56	-	29,20	-	18,03	4.409	-	-
2008	0,00	7,94	-	52,51	-	18,16	4.404	-	-
2009	0,00	9,13	-	42,39	-	7,99	4.400	-	-
2010	0,00	9,52	-	42,63	-	7,68	4.396	-	-
2011	0,00	10,41	-	53,23	-	6,72	4.393	-	-
2012	0,00	10,80	-	55,14	-	6,41	4.391	-	-
2013	0,00	13,54	13,70	39,06	41,42	5,37	2.332	2.056	0,807
2014	0,00	-	13,93	-	43,26	0,00	-	4.389	0,897
2015	0,00	-	14,12	-	44,43	0,00	-	4.387	0,897
2016	0,00	-	14,24	-	44,64	0,00	-	4.385	0,897
2017	0,00	-	14,49	-	46,65	0,00	-	4.384	0,897
2018	0,00	-	14,59	-	46,65	0,00	-	4.383	0,897
2019	0,00	-	14,70	-	46,65	0,00	-	4.382	0,897
2020	0,00	-	14,81	-	46,65	0,00	-	4.381	0,897
2021	0,00	-	14,92	-	46,65	0,00	-	4.381	0,897
2022	0,00	-	15,03	-	46,65	0,00	-	4.380	0,897
2023	0,00	-	15,15	-	46,65	0,00	-	4.380	0,897

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación IT-01522

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 1.078.499
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2001	0,00	5,92	-	48,44	-	19,31	-	-	-
2002	0,00	5,97	-	44,52	-	18,73	4.480	-	-
2003	0,00	5,93	-	48,29	-	19,64	4.464	-	-
2004	0,00	5,89	-	51,24	-	20,73	4.450	-	-
2005	0,00	6,78	-	53,11	-	20,30	4.439	-	-
2006	0,00	7,17	-	45,69	-	23,07	4.429	-	-
2007	0,00	7,56	-	29,22	-	18,04	4.429	-	-
2008	0,00	7,94	-	52,54	-	18,17	4.421	-	-
2009	0,00	9,13	-	42,41	-	7,99	4.414	-	-
2010	0,00	9,52	-	42,64	-	7,69	4.409	-	-
2011	0,00	10,41	-	53,24	-	6,72	4.404	-	-
2012	0,00	10,80	-	55,15	-	6,41	4.400	-	-
2013	0,00	13,54	13,70	39,06	41,43	5,37	2.336	2.059	0,807
2014	0,00	-	13,93	-	43,26	0,00	-	4.393	0,897
2015	0,00	-	14,12	-	44,44	0,00	-	4.391	0,897
2016	0,00	-	14,24	-	44,64	0,00	-	4.389	0,897
2017	0,00	-	14,49	-	46,66	0,00	-	4.389	0,897
2018	0,00	-	14,59	-	46,66	0,00	-	4.387	0,897
2019	0,00	-	14,70	-	46,66	0,00	-	4.385	0,897
2020	0,00	-	14,81	-	46,65	0,00	-	4.384	0,897
2021	0,00	-	14,92	-	46,65	0,00	-	4.383	0,897
2022	0,00	-	15,03	-	46,65	0,00	-	4.382	0,897
2023	0,00	-	15,15	-	46,65	0,00	-	4.381	0,897
2024	0,00	-	15,26	-	46,65	0,00	-	4.381	0,897
2025	0,00	-	15,38	-	46,65	0,00	-	4.380	0,897
2026	0,00	-	15,49	-	46,65	0,00	-	4.380	0,897

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación IT-01523

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 1.614.666
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2006	84,49	20,30	-	38,68	-	66,68	-	-	-
2007	86,52	21,45	-	58,58	-	62,59	4.170	-	-
2008	106,12	22,60	-	75,76	-	71,00	4.152	-	-
2009	95,94	24,55	-	109,35	-	55,41	4.142	-	-
2010	101,63	25,69	-	113,03	-	58,45	4.142	-	-
2011	113,74	27,34	-	140,94	-	62,23	4.135	-	-
2012	133,96	28,49	-	165,75	-	71,34	4.131	-	-
2013	135,72	53,02	51,60	168,14	43,80	69,35	2.194	1.934	0,854
2014	128,42	-	52,32	-	45,75	58,45	-	4.127	0,949
2015	126,12	-	52,67	-	46,99	57,31	-	4.127	0,949
2016	126,89	-	53,15	-	47,21	57,67	-	4.127	0,949
2017	126,90	-	53,61	-	49,34	57,62	-	4.126	0,949
2018	126,92	-	54,07	-	49,34	57,57	-	4.126	0,949
2019	126,93	-	54,53	-	49,34	57,53	-	4.126	0,949
2020	126,93	-	55,00	-	49,34	57,49	-	4.125	0,949
2021	126,93	-	55,47	-	49,34	57,45	-	4.125	0,949
2022	126,93	-	55,95	-	49,34	57,45	-	4.125	0,949
2023	126,94	-	56,43	-	49,34	57,42	-	4.125	0,949
2024	126,94	-	56,91	-	49,34	57,40	-	4.125	0,949
2025	126,94	-	57,41	-	49,34	57,38	-	4.125	0,949
2026	126,94	-	57,90	-	49,34	57,37	-	4.125	0,949
2027	126,94	-	58,40	-	49,34	57,37	-	4.125	0,949
2028	126,94	-	58,90	-	49,34	57,37	-	4.125	0,949
2029	126,94	-	59,41	-	49,34	57,37	-	4.125	0,949
2030	126,94	-	59,93	-	49,34	57,37	-	4.125	0,949
2031	126,94	-	60,44	-	49,34	57,37	-	4.125	0,949

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación IT-01524

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 600.135
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2001	64,96	11,09	-	41,40	-	43,10	-	-	-
2002	59,37	11,19	-	43,64	-	40,54	5.461	-	-
2003	63,42	11,10	-	38,19	-	42,88	5.438	-	-
2004	73,58	11,02	-	33,76	-	47,85	5.424	-	-
2005	100,79	12,77	-	53,03	-	56,06	5.415	-	-
2006	114,35	13,52	-	63,42	-	63,55	5.407	-	-
2007	115,08	14,28	-	60,00	-	58,03	5.405	-	-
2008	157,82	15,03	-	90,84	-	72,58	5.404	-	-
2009	100,35	16,59	-	118,63	-	42,29	5.403	-	-
2010	129,31	17,34	-	124,09	-	51,59	5.403	-	-
2011	165,07	18,60	-	159,59	-	62,35	5.403	-	-
2012	183,26	19,36	-	186,51	-	68,03	5.402	-	-
2013	177,94	39,27	36,58	188,33	44,20	65,11	2.871	2.531	0,861
2014	202,22	-	38,53	-	46,16	67,13	-	5.402	0,957
2015	197,88	-	38,60	-	47,41	65,66	-	5.402	0,957
2016	198,53	-	38,91	-	47,63	65,85	-	5.402	0,957
2017	198,53	-	39,20	-	49,79	65,84	-	5.402	0,957
2018	198,54	-	39,48	-	49,79	65,84	-	5.402	0,957
2019	198,54	-	39,77	-	49,79	65,84	-	5.402	0,957
2020	198,54	-	40,06	-	49,79	65,84	-	5.402	0,957
2021	198,54	-	40,36	-	49,79	65,84	-	5.402	0,957
2022	198,54	-	40,66	-	49,79	65,84	-	5.402	0,957
2023	198,54	-	40,96	-	49,79	65,84	-	5.402	0,957
2024	198,54	-	41,26	-	49,79	65,84	-	5.402	0,957
2025	198,54	-	41,57	-	49,79	65,84	-	5.402	0,957
2026	198,54	-	41,88	-	49,79	65,84	-	5.402	0,957

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Código de identificación IT-01525

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 511.540
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2006	64,95	14,52	-	47,01	-	50,61	-	-	-
2007	68,25	15,33	-	47,98	-	46,14	5.461	-	-
2008	79,78	16,14	-	69,92	-	50,91	5.438	-	-
2009	65,84	17,75	-	72,22	-	34,39	5.424	-	-
2010	71,27	18,57	-	79,70	-	36,15	5.415	-	-
2011	80,45	19,88	-	96,60	-	38,52	5.407	-	-
2012	96,63	20,69	-	112,37	-	44,40	5.405	-	-
2013	98,51	35,52	33,68	115,67	44,07	42,77	2.872	2.532	0,859
2014	104,61	-	34,85	-	46,02	39,09	-	5.403	0,954
2015	102,62	-	35,20	-	47,27	38,29	-	5.403	0,954
2016	103,28	-	35,68	-	47,49	38,51	-	5.403	0,954
2017	103,29	-	36,18	-	49,64	38,48	-	5.402	0,954
2018	103,29	-	36,65	-	49,64	38,46	-	5.402	0,954
2019	103,29	-	37,12	-	49,64	38,44	-	5.402	0,954
2020	103,29	-	37,64	-	49,64	38,42	-	5.402	0,954
2021	103,30	-	38,08	-	49,64	38,40	-	5.402	0,954
2022	103,30	-	38,52	-	49,64	38,40	-	5.402	0,954
2023	103,30	-	38,97	-	49,64	38,40	-	5.402	0,954
2024	103,30	-	39,30	-	49,64	38,40	-	5.402	0,954
2025	103,30	-	39,64	-	49,64	38,40	-	5.402	0,954
2026	103,30	-	39,99	-	49,64	38,40	-	5.402	0,954
2027	103,30	-	40,33	-	49,64	38,40	-	5.402	0,954
2028	103,30	-	40,68	-	49,64	38,40	-	5.402	0,954
2029	103,30	-	41,03	-	49,64	38,40	-	5.402	0,954
2030	103,30	-	41,39	-	49,64	38,40	-	5.402	0,954
2031	103,30	-	41,75	-	49,64	38,40	-	5.402	0,954

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

§ 75

Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, convocada al amparo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y se aprueban sus parámetros retributivos

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 255, de 24 de octubre de 2015
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2015-11432

La promulgación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico supuso el inicio del proceso de reforma del sector eléctrico y estableció el mandato al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Asimismo, introdujo los principios concretos sobre los que se articularía el régimen aplicable a estas instalaciones, que fueron posteriormente integrados en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

En cumplimiento de dicho mandato se aprobó el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que establece el régimen jurídico y económico para dichas instalaciones.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, contempla, en su artículo 14.7, que excepcionalmente el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, fijando los términos en los que ha de realizarse.

En virtud de la citada previsión, y al objeto de avanzar en el cumplimiento de los objetivos vinculantes establecidos en la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, se ha aprobado el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica.

De conformidad con el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, el otorgamiento del régimen retributivo específico y el valor de la inversión inicial se determinará mediante un procedimiento de concurrencia competitiva.

Mediante esta orden se desarrolla el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico, que se realizará mediante una subasta.

De conformidad con el artículo 14.7 c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en el procedimiento de concurrencia competitiva, los productos a subastar serán la potencia (kW) con derecho a la percepción del régimen retributivo específico de nuevas instalaciones de biomasa y de instalaciones eólicas, obteniéndose como resultado de la subasta un porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia, con el que se obtendrá el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo. A partir de este último valor y del resto de parámetros retributivos de la instalación tipo se obtendrá la retribución a la inversión de la instalación tipo aplicando la metodología retributiva establecida en el título IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Para el cálculo de los parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia se han considerado los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, evitando que se generen retribuciones no adecuadas, de acuerdo con lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Asimismo, y en desarrollo de los artículos 12 y siguientes del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la presente orden aprueba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia para nuevas instalaciones de biomasa y para instalaciones eólicas que serán de aplicación en la convocatoria de asignación de régimen retributivo específico a la que se refiere el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre.

En el caso de las instalaciones eólicas, los parámetros retributivos están calculados para instalaciones existentes que sean objeto de una modificación que suponga al menos la sustitución de los aerogeneradores, pero la convocatoria estará abierta también a nuevas instalaciones para posibilitar la presentación de instalaciones eficientes que puedan competir en la subasta con las instalaciones modificadas que tienen, en principio, unos costes de inversión menores.

La inscripción de una instalación en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación y su asignación a una instalación tipo, serán requisitos necesarios para la percepción de la retribución especifica que le corresponda, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 43 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Por otra parte, y de acuerdo con la disposición adicional duodécima del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y de acuerdo con el artículo 27.6 de la Ley 11/2007, de 22 de junio, de acceso electrónico de los ciudadanos a los Servicios Públicos, la presentación de la solicitud de participación en el mecanismo de subasta y de inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación se realizará por medios electrónicos.

De acuerdo con lo prescrito en el artículo 5.2 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, esta orden ha sido objeto de informe por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (IPN/DE/007/15 e IPN/DE/008/15), quien para la elaboración de su informe ha tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad, a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia al sector y consultas a las comunidades autónomas.

Mediante acuerdo de 22 de octubre de 2015, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar la presente orden.

En su virtud, con la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas, dispongo:

CAPÍTULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. *Objeto.*

1. Constituye el objeto de esta orden el establecimiento del mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa que se ubiquen en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, convocado al amparo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica.

2. Asimismo, se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia que serán de aplicación en el procedimiento de concurrencia competitiva.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. De conformidad con lo establecido en el apartado segundo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, la presente orden será de aplicación al siguiente colectivo de instalaciones:

a) Nuevas instalaciones de biomasa de los grupos b.6, b.8 o hibridas tipo 1, siempre que en este último caso no utilicen como combustible licores negros del grupo c.2, situadas en el sistema eléctrico peninsular.

b) Instalaciones del subgrupo b.2.1 nuevas o modificaciones de instalaciones existentes.

A estos efectos, se entenderá que una instalación es nueva cuando esté constituida por equipos principales nuevos y sin uso previo y no hubiera resultado inscrita con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, con anterioridad a que surta efectos el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre.

Asimismo, se entenderá que se realiza una modificación de una instalación eólica existente cuando se modifique una instalación que hubiera resultado inscrita con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, siempre que la modificación suponga al menos la sustitución de los aerogeneradores por otros nuevos y sin uso previo y que dicha modificación no hubiera resultado inscrita con carácter definitivo en el citado registro a la fecha en que surta efectos el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre. La modificación podrá afectar a la totalidad de la instalación o a una parte de esta.

2. No se podrá otorgar el régimen retributivo específico a las instalaciones, nuevas o modificaciones de instalaciones existentes, a las que se les hubiera otorgado con anterioridad a que surta efectos el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, el derecho a la percepción del régimen económico primado, del régimen retributivo específico o cualquier otro régimen económico relacionado con las energías renovables, cogeneración o residuos.

3. De acuerdo con lo previsto en el artículo 1.3 y en la disposición adicional segunda de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, no se podrá otorgar el régimen retributivo específico a las instalaciones en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares que sean titularidad de una empresa o grupo empresarial que posea un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40 por ciento en ese sistema, aunque hubieran sido adjudicatarias de la convocatoria objeto del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y de la presente orden.

CAPÍTULO II

Régimen retributivo específico

Artículo 3. *Régimen retributivo específico.*

1. La asignación del régimen retributivo específico contemplado en esta orden y en el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, se realizará mediante un procedimiento de subasta.

2. Las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden, asociadas a las ofertas que resulten adjudicatarias de la subasta de asignación del régimen retributivo específico regulada en el capítulo III y que cumplan los requisitos y procedimientos establecidos en esta orden y en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, percibirán el régimen retributivo específico regulado en dicho Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

3. Las instalaciones de biomasa asociadas a las ofertas adjudicatarias de la subasta serán consideradas, a los efectos de la contabilización del combustible principal utilizado, como instalaciones híbridas de tipo 1 según lo establecido en el artículo 4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, pudiendo utilizar indistintamente combustibles de los grupos b.6 y b.8 y sin la posibilidad de utilizar como combustibles licores negros. Los titulares de las instalaciones podrán solicitar su inscripción en el grupo b.6 o en el grupo b.8 en función de lo establecido en el artículo 4.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

4. El régimen retributivo específico aplicable a una instalación concreta se determinará a partir de los parámetros retributivos de la instalación tipo a ella asociada.

5. Los parámetros retributivos de la instalación tipo se calcularán a partir de los parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia de aplicación para la convocatoria de la subasta y del porcentaje de reducción obtenido en la misma, de acuerdo con lo previsto en el artículo 5.

6. Las ofertas adjudicadas, una vez que los adjudicatarios presenten la garantía económica según lo establecido en el artículo 14, serán inscritas en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.

El adjudicatario podrá solicitar el paso a explotación en el registro de régimen retributivo específico de una o varias instalaciones hasta cubrir el cupo de potencia adjudicado e inscrito en estado de preasignación.

7. En el caso de que la modificación de una instalación existente afecte únicamente a una parte de la instalación, la parte de instalación modificada será considerada a efectos retributivos como una nueva unidad retributiva, manteniéndose invariable el régimen retributivo de la parte no modificada.

En el plazo máximo de un mes desde la fecha de indisponibilidad de la parte de la instalación original que se va a modificar, el interesado deberá solicitar la renuncia al régimen retributivo específico correspondiente a la potencia eliminada de dicha parte de la instalación original ante la Dirección General de Política Energética y Minas, ello sin perjuicio de la comunicación al órgano competente de la modificación de la potencia en el Registro de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente. La renuncia al régimen retributivo específico producirá efectos desde la citada fecha de indisponibilidad y tendrá carácter definitivo, sin perjuicio del régimen retributivo específico que, en su caso, se le reconozca a la instalación modificada.

Artículo 4. *Parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia.*

1. Los parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia de aplicación para la convocatoria de subasta serán los siguientes:

a) Vida útil regulatoria.

b) Valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia.

c) Número de horas equivalentes de funcionamiento.

d) Precio considerado para estimar los ingresos de explotación procedentes de la venta de energía.

e) Límites superiores e inferiores del precio del mercado.

f) Factor de apuntamiento del precio considerado para estimar los ingresos de explotación procedentes de la venta de energía, para cada tecnología.

g) Número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual, umbral de funcionamiento anual y porcentajes aplicables para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de tres, seis y nueve meses.

h) Costes de explotación.

i) Retribución a la inversión de la instalación tipo de referencia.

j) En su caso, retribución a la operación de la instalación tipo de referencia.

k) Valor sobre el que girará la rentabilidad razonable.

l) En su caso, costes de combustible.

m) En su caso, número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación.

Para una instalación tipo de referencia podrán distinguirse valores diferenciados de los parámetros retributivos en función del año de autorización de explotación definitiva.

2. Los valores de los parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia, para cada año de autorización de explotación definitiva, aplicables a la subasta y los códigos identificativos de dichas instalaciones tipo de referencia serán los recogidos en el anexo.

Artículo 5. *Parámetros retributivos de las instalaciones tipo.*

1. Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo se calcularán de la siguiente forma:

a) Los valores de los parámetros definidos en los párrafos a), c), d), e), f), g), h), j), k), l) y m) del artículo 4.1 de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en determinado año, serán los mismos que los valores de los parámetros de la instalación tipo de referencia asociada, para dicho año de autorización de explotación definitiva.

b) El valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en determinado año, se calculará aplicando el porcentaje de reducción obtenido del proceso de subasta al valor estándar de la inversión inicial correspondiente a la instalación tipo de referencia y año de autorización de explotación definitiva aprobado para cada convocatoria.

c) La retribución a la inversión de la instalación tipo se obtendrá aplicando a los parámetros definidos en los apartados anteriores la metodología definida en el título IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

2. El código identificativo de cada instalación tipo se incluye en el apartado 3 del anexo. En dicho apartado del anexo se recoge una expresión simplificada para el cálculo de la retribución a la inversión de las instalaciones tipo.

3. Los parámetros retributivos de la instalación tipo se revisarán y actualizarán de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y con el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

De esta forma, no podrán revisarse ni la vida útil regulatoria ni el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo, calculado este último según se indica en el apartado 1.

4. De conformidad con la disposición adicional primera.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, para las instalaciones a las que les sea otorgado el régimen retributivo específico al amparo de lo previsto en esta orden, de acuerdo con lo previsto en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la rentabilidad razonable de la instalación tipo de referencia durante el primer periodo regulatorio girará, antes de impuestos, entorno al rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años, calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los meses de abril, mayo y junio de 2013, incrementado en 300 puntos básicos.

Artículo 6. *Vida útil regulatoria y valor estándar de la inversión inicial.*

1. La vida útil regulatoria para las instalaciones tipo definidas en esta orden será la siguiente:

Tecnología	Categoría	Grupo/subgrupo	Vida útil regulatoria (años)
Eólica	b)	b.2.1	20
Biomasa	b)	b.6 y b.8	25

2. El valor de la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial de cada una de las instalaciones tipo definidas en esta orden, estarán a lo dispuesto en el artículo 14.4.1ª de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en el artículo 20.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Artículo 7. *Cálculo de las horas mínimas y umbrales de funcionamiento.*

A efectos de lo previsto en el artículo 21 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en lo relativo a las correcciones a cuenta de la corrección anual definitiva al final del primer, segundo y tercer trimestre de cada año, para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento para los periodos que van desde el 1 de enero de cada año hasta el 31 de marzo, hasta el 30 de junio y hasta el 30 de septiembre, respectivamente, deberá multiplicarse el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual y el umbral de funcionamiento anual, por los porcentajes establecidos en el anexo para cada periodo e instalación tipo.

CAPÍTULO III

Procedimiento de subasta

Artículo 8. *Características de la subasta.*

1. Los productos a subastar serán:

a) La potencia (kW) con derecho a la percepción del régimen retributivo específico de nuevas instalaciones de biomasa definidas en el artículo 2.1.a).
b) La potencia (kW) con derecho a la percepción del régimen retributivo específico para instalaciones eólicas definidas en el artículo 2.1.b).

2. El proceso de subasta se realizará mediante el método de subasta de sobre cerrado con sistema marginal, es decir el porcentaje de reducción aplicable a cada oferta que resulte adjudicada será el porcentaje de reducción de la última oferta casada.
3. Como resultado de la subasta se obtendrá la potencia adjudicada a cada participante para cada tecnología, así como el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia.

Artículo 9. *Convocatoria de la subasta.*

1. La potencia convocada para la asignación del derecho a la percepción del régimen retributivo específico de cada tecnología de las incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden será la siguiente:

a) Para nuevas instalaciones de biomasa definidas en el artículo 2.1.a), hasta un máximo de 200 MW de potencia.
b) Para instalaciones eólicas definidas en el artículo 2.1.b), hasta un máximo de 500 MW de potencia.

2. La subasta se convocará mediante resolución del Secretario de Estado de Energía en la que se establecerá el procedimiento y las reglas de la subasta y que se publicará en el «Boletín Oficial del Estado». La resolución establecerá, al menos:

a) Las reglas a aplicar en la subasta.
b) El cupo de potencia de la subasta para cada instalación tipo de referencia.
c) El plazo de precalificación, calificación y la fecha de realización de la subasta.
d) La información y documentos a incluir en la solicitud de participación en la subasta.
e) Las garantías económicas para participar en la subasta.

3. Podrán participar en la subasta de asignación del régimen retributivo específico las personas físicas o jurídicas que cumplan los requisitos establecidos en la presente orden y

en la resolución en la que se establezca el procedimiento y las reglas de la subasta, sin perjuicio del resto de condiciones que le fueran exigibles de acuerdo con la normativa vigente.

4. En el supuesto de que como resultado de la subasta no se alcancen los límites máximos de potencia recogidos en el apartado 1, el Secretario de Estado de Energía podrá convocar la celebración de nuevas subastas hasta alcanzar dichos límites, manteniéndose los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia.

Artículo 10. *Entidad administradora de la subasta.*

El entidad administradora de la subasta será OMI-Polo Español S.A. (OMIE) directamente o a través de alguna de sus filiales.

Artículo 11. *Entidad supervisora de la subasta.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será la entidad supervisora de la subasta. A estos efectos, nombrará a dos representantes que actuarán en nombre de dicha institución, con plenos poderes, en la función de supervisión de la subasta y, especialmente, a los efectos de confirmar que el proceso ha sido objetivo, transparente, y no discriminatorio, y que la subasta se ha desarrollado de forma competitiva, no habiéndose apreciado el uso de prácticas que puedan suponer restricciones a la competencia u otras faltas en el desarrollo de la misma.

Artículo 12. *Solicitud de participación en la subasta.*

1. La solicitud de participación en el mecanismo de subasta se dirigirá, mediante medios electrónicos, a la entidad administradora de la subasta, incluyendo la información que se detallará en la resolución del Secretario de Estado de Energía en la que se establezca el procedimiento y las reglas de la subasta.

2. Las solicitudes de participación en la subasta irán acompañadas de las garantías de participación en la misma según se establezca en referida resolución.

3. La entidad administradora de la subasta verificará el cumplimiento de los requisitos establecidos en la resolución por la que se establece el procedimiento y las reglas de la subasta. Serán participantes calificados para participar en la subasta aquellos que cumplan dichos requisitos.

Artículo 13. *Desarrollo y resolución del procedimiento de subasta.*

1. Aquellos participantes calificados para participar en la subasta podrán presentar ofertas a la subasta, relativas al porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia, de acuerdo a las reglas determinadas por resolución del Secretario de Estado de Energía.

2. Una vez desarrollado el proceso de presentación de las ofertas y realizada la subasta de acuerdo a las reglas establecidas, la entidad administradora de la subasta procederá a la determinación de la potencia adjudicada y del porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia resultante.

En el plazo máximo de 2 horas desde el cierre de recepción de ofertas para la subasta, la entidad administradora de la misma, dará a conocer a cada participante el valor de la potencia que le ha sido adjudicada y el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia resultante de la subasta. Con posterioridad, la entidad administradora remitirá los resultados de la subasta a la entidad supervisora y a la Secretaría de Estado de Energía, indicando los adjudicatarios, las potencias adjudicadas y el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia.

3. En el plazo máximo de 24 horas desde la recepción de los referidos resultados, la entidad supervisora de la subasta deberá validar los mismos y el procedimiento seguido en la subasta. A estos efectos remitirá un informe a la Secretaría de Estado de Energía y a la entidad administradora de la subasta.

4. En el caso de que la subasta sea declarada no válida por la entidad supervisora de la subasta, el procedimiento de subasta quedará sin efectos por resolución del Secretario de Estado de Energía.

5. Una vez declarada válida la subasta por parte de la entidad supervisora de la subasta, la Dirección General de Política Energética y Minas, a partir de los resultados de la subasta remitidos por la entidad administradora, dictará resolución por la que se resuelve la subasta, que será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

La resolución incluirá los parámetros retributivos de las instalaciones tipo definidas en el anexo.3 calculados según lo establecido el artículo 5 y de conformidad con el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Contra esta resolución, que no pone fin a la vía administrativa, se podrá interponer recurso de alzada ante el Secretario de Estado de Energía de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 114 y 115 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de la Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

6. El resultado de la subasta será vinculante para todos los participantes que hayan presentado ofertas en la subasta. Las garantías económicas para participar en la subasta se mantendrán depositadas según se establece en el artículo 14.5.

7. La adjudicación en la subasta conllevará, una vez presentada la garantía de acuerdo con lo establecido en el artículo 14, el derecho a la inscripción de la potencia adjudicada en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.

8. Una vez finalizada la subasta la entidad supervisora emitirá un informe sobre su desarrollo y potenciales mejoras, que será remitido a la Secretaría de Estado de Energía.

CAPÍTULO IV

Inscripción en el Registro de régimen retributivo específico

Artículo 14. *Inscripción en el Registro de régimen retributivo especifico en estado de preasignación.*

1. Los adjudicatarios dispondrán de un plazo de 45 días hábiles, desde la fecha de publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la resolución del Secretario de Estado por la que se resuelve la subasta, para presentar la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, junto con la garantía económica descrita en el siguiente apartado, ante la Dirección General de Política Energética y Minas.

La solicitud incluirá la información del titular, el representante legal, la tecnología, la categoría, el grupo, el subgrupo y la instalación tipo de referencia de la oferta adjudicada, así como a la potencia para la que se solicita la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, que en todo caso será igual o inferior a la potencia adjudicada en la subasta. Los datos relativos a estos bloques de información se recogen en el anexo V del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

2. La solicitud ira acompañada de la garantía económica prestada por la entidad de crédito y el resguardo de la Caja General de Depósitos de haber depositado dicha garantía por la cuantía establecida en el artículo 16 de esta orden, de conformidad con lo regulado en el artículo 44 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

En ambos documentos, la descripción de la obligación garantizada incluirá literalmente el siguiente texto: «Obtención de la inscripción de la instalación en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación cumpliendo, en todo caso, los requisitos establecidos en el artículo 46 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio».

3. Una vez comprobada la validez de las garantías citadas en el apartado anterior, la Dirección General de Política Energética y Minas, dictará resolución por la que se inscriben en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación a los titulares y las potencias adjudicadas. La citada resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

La fecha de publicación en el «Boletín Oficial del Estado» será la utilizada para establecer la fecha límite en la que la instalación debe estar totalmente finalizada según lo establecido en el artículo 46 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

El plazo máximo para resolver la resolución del procedimiento será de tres meses contados a partir del día siguiente a la presentación de la solicitud. Una vez transcurrido dicho plazo sin haberse notificado resolución expresa, los interesados podrán entender desestimadas sus solicitudes por silencio administrativo.

Contra esta resolución, que no pone fin a la vía administrativa, se podrá interponer recurso de alzada ante el Secretario de Estado de Energía de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 114 y 115 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de la Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

4. En el caso de que se produzca una modificación del titular o del representante deberá solicitarse la incorporación de dicha modificación en el Registro de régimen retributivo específico.

5. La publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la resolución por la que se inscriben en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación a las ofertas adjudicatarias, se entenderá como un requerimiento de la Dirección General de Política Energética y Minas a la entidad administradora de la subasta, para que proceda a la devolución de las garantías depositadas para la participación en la subasta a dichos adjudicatarios por la potencia recogida en dicha resolución.

En caso de que un participante adjudicatario no haya cumplimentado los requisitos establecidos en los apartados anteriores, ya sea total o parcialmente, la entidad administradora de la subasta, previo requerimiento de la Dirección General de Política Energética y Minas, procederá a la ejecución de la garantía depositada para la participación en la subasta siguiendo el procedimiento establecido en las reglas de la subasta, así mismo procederá a su ingreso en la forma y condiciones que se establezcan.

6. De conformidad con la disposición adicional duodécima del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y de acuerdo con el artículo 27.6 de la Ley 11/2007, de 22 de junio, de acceso electrónico de los ciudadanos a los Servicios Públicos, las solicitudes, escritos, comunicaciones y notificaciones se realizarán exclusivamente por vía electrónica.

Artículo 15. *Requisitos para la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.*

1. El procedimiento de inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación se realizará de acuerdo a lo previsto en el artículo 47 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

2. De conformidad con el artículo 12.4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación se realiza para un valor de potencia determinado no asociado con una instalación concreta. Las características de las instalaciones se incluirán en la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, mediante la cumplimentación del apartado 2 del anexo V del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

3. La solicitud de inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación se acompañará de una declaración responsable, del titular de la instalación, en la que se recoja literalmente: «La solicitud de inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación se refiere a una instalación nueva o a una modificación de una instalación eólica existente, según lo establecido en el apartado segundo.1 del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, satisfaciéndose, adicionalmente, lo establecido en los apartados segundo.2 y segundo.3 de dicho real decreto».

4. La instalación o instalaciones para la que se solicite la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, en virtud de lo previsto en el artículo 46.1.b) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, deberán tener el mismo titular que conste, en ese momento, en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, así como la misma tecnología, categoría, grupo, subgrupo e instalación tipo de referencia.

5. En relación con la potencia inscrita en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación será de aplicación lo previsto en el artículo 46 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

6. La instalación tipo asociada a la instalación para la que se solicita la inscripción en estado de explotación, tendrá que ser una de las vinculadas a la instalación tipo de referencia de la inscripción en estado de preasignación. La resolución de inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación incluirá la instalación tipo asociada a la instalación en función del año de autorización de explotación definitiva.

7. Las instalaciones de biomasa y eólicas vinculadas a las ofertas que hubieran resultado adjudicatarias de la subasta, dispondrán de un plazo máximo de 48 meses para el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 46 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, a contar desde la fecha de publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la resolución por la que se inscriben en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación a las ofertas adjudicatarias.

Artículo 16. *Cuantía de la garantía económica.*

La cuantía de la garantía económica, regulada en el artículo 44 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, solicitada como requisito previo para la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, será de 20 €/kW expresada en función de la potencia instalada.

Disposición adicional única. *Ayudas de fondos europeos.*

En el caso en el que las instalaciones con régimen retributivo específico, otorgado al amparo de lo previsto en esta orden, fueran adjudicatarias de algún tipo de ayuda o subvención derivada de una convocatoria de ayudas de fondos europeos, se procederá a la minoración del régimen retributivo específico en los términos que se establezcan mediante orden ministerial.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Parámetros retributivos de las Instalaciones tipo de referencia aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para las instalaciones de tecnología eólica

1. A continuación se recogen las instalaciones tipo de referencia con su codificación y para cada una de ellas se establecen los valores de los parámetros retributivos en función del año de autorización de explotación definitiva:

1.1 Parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia con autorización de explotación definitiva en los años 2015 y 2016.

Tecn.	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Año de Autorización de Explotación Definitiva	Vida Útil regulatoria (años)	Valor estándar de la Inversión Inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de Explotación primer año (€/MWh)	Costes de biomasa primer año (€/t)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro (h)	N.º Horas equivalentes de funcionam. mínimo Nhmin Anual (h)	Umbral de funcionam. Uf Anual (h)	Retribución a la Inversión Rinv (€/MW) 2015-2016	Retribución a la Operación (primer año) (***) Ro (€/MWh)
Biomasa	ITR-0101	2015	25	3.335.000	6.500	42,39	47,07	6.500	3.000	1.000	299.264	50,858
		2016	25	3.335.000	6.500	42,76	47,54	6.500	3.000	1.000	299.264	51,575

Tecn.	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Año de Autorización de Explotación Definitiva	Vida Útil regulatoria (años)	Valor estándar de la Inversión Inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de Explotación primer año (€/MWh)	Costes de biomasa primer año (€/t)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro (h)	N.º Horas equivalentes de funcionam. mínimo Nhmin Anual (h)	Umbral de funcionam. Uf Anual (h)	Retribución a la Inversión Rinv (€/MW) 2015-2016	Retribución a la Operación (primer año) (***) Ro (€/MWh)
Eólica	ITR-0102	2015	20	1.200.000	2.800	24,95	–	–	1.400	840	63.243	–
		2016	20	1.200.000	2.800	24,96	–	–	1.400	840	63.275	–

(*) Los valores de Ro se actualizarán semestralmente de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio.

Nota: Los anteriores parámetros retributivos están sujetos a las revisiones y actualizaciones contempladas en el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

1.2 Parámetros retributivos provisionales de las instalaciones tipo de referencia con autorización de explotación definitiva en los años 2017, 2018, 2019 y 2020.

Tecn.	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Año de Autorización de Explotación Definitiva	Vida Útil regulatoria (años)	Valor estándar de la Inversión Inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionam. (h)	Costes de Explotación primer año (€/MWh)	Costes de biomasa primer año (€/t)	Horas de funcionam. máximo para la percepción de Ro (h)	N.º Horas equivalentes de funcionam. mínimo Nhmin Anual (h)	Umbral de funcionam. Uf Anual (h)	Retribución a la Inversión Rinv (€/MW) 2017-2020	Retribución a la Operación (primer año) (***) Ro (€/MWh)
Biomasa	ITR-0101	2017	25	3.335.000	6.500	43,16	48,02	6.500	3.000	1.000	299.264	50,376
		2018	25	3.335.000	6.500	43,55	48,50	6.500	3.000	1.000	299.264	51,337
		2019	25	3.335.000	6.500	43,94	48,98	6.500	3.000	1.000	299.264	52,308
		2020	25	3.335.000	6.500	44,34	49,47	6.500	3.000	1.000	299.264	53,292
Eólica	ITR-0102	2017	20	1.200.000	2.800	25,29	–	–	1.400	840	63.384	–
		2018	20	1.200.000	2.800	25,50	–	–	1.400	840	64.010	–
		2019	20	1.200.000	2.800	25,71	–	–	1.400	840	64.643	–
		2020	20	1.200.000	2.800	25,93	–	–	1.400	840	65.282	–

(*) Los valores de Ro, son orientativos, ya que se actualizarán semestralmente de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio.

Nota: Los anteriores parámetros retributivos están sujetos a las revisiones y actualizaciones contempladas en el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

1.3 De conformidad con el artículo 21.8 del Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, los valores indicados anteriormente de número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento no serán de aplicación durante el primer y el último año natural en los que se produce el devengo del régimen retributivo específico.

Los porcentajes aplicables para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos que van desde el 1 de enero hasta el 31 de marzo, hasta el 30 de junio y hasta el 30 de septiembre serán los siguientes:

− Porcentaje aplicable desde el 1 de enero al 31 de marzo: 18 %. para la tecnología de biomasa y 15 % para la tecnología eólica.

− Porcentaje aplicable desde el 1 de enero al 30 de junio: 37 % para la tecnología de biomasa y 30 % para la tecnología eólica.

− Porcentaje aplicable desde el 1 de enero al 30 de septiembre: 55 % para la tecnología de biomasa y 45 % para la tecnología eólica.

2. Hipótesis y parámetros retributivos generales de aplicación a las instalaciones tipo de referencia y a las instalaciones tipo incluidas en el presente anexo:

2.1 Límites superiores e inferiores del precio del mercado, para la aplicación de lo dispuesto en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, son los recogidos en el anexo III de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, dichos límites son los siguientes:

	2015	2016	2017 en adelante
LS_2 (€/MWh)	57,52	57,75	60,00
LS_1 (€/MWh)	53,52	53,75	56,00
LI_1 (€/MWh)	45,52	45,75	48,00

	2015	2016	2017 en adelante
LI_2 (€/MWh)	41,52	41,75	44,00

2.2 Precio considerado para estimar los ingresos de explotación procedentes de la venta de energía.–Los valores de los precios del mercado eléctrico son los recogidos en el anexo III de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, que han sido calculados como media aritmética (redondeada a dos decimales) de los precios, para periodos de suministro anuales, de los Contratos de Futuros, carga Base, para España, en los días que han estado abiertos a negociación durante el segundo semestre de 2013, de acuerdo con los datos publicados por OMIP. De 2017 en adelante, se ha adoptado la hipótesis de que el precio del mercado eléctrico se mantiene constante en un valor de 52 €/MWh. Dichos valores son los siguientes:

	2015	2016	2017 en adelante
Precio considerado para estimar los ingresos procedentes de la venta de energía (€/MWh).	49,52	49,75	52,00

2.3 Coeficientes de apuntamiento tecnológico. Los coeficientes de apuntamiento considerados sobre el precio estimado del mercado son los recogidos en el anexo III de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, dichos coeficientes son los siguientes:

- Tecnología de biomasa (subgrupo b.6): 0,9643.
- Tecnología eólica (subgrupo b.2): 0,8889.

Estos factores se corresponden con los coeficientes de apuntamiento tecnológico para 2014 calculados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), con la información disponible en esa Comisión hasta el 31 de diciembre de 2013, relativa a los años 2011, 2012 y 2013.

2.4 Valor aplicable para la rentabilidad razonable. El rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años, calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los meses de abril, mayo y junio de 2013, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional primera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y aplicable a los cálculos de parámetros retributivos para las instalaciones referidas en este anexo, es de 4,503.

Al incrementar este valor en 300 puntos básicos, el valor de rentabilidad razonable aplicable utilizado para el cálculo es de 7,503.

2.5 Evolución de los costes de explotación. El valor indicado para cada instalación tipo está compuesto por un término fijo y otro variable con la producción. Se ha considerado un incremento anual del 1 % hasta el final de su vida útil regulatoria, a excepción de aquellas partidas cuya evolución está ya regulada, tales como el coste del peaje de acceso establecido por el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico y el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica (valor fijo de 0,50 €/MWh), o el Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE) que establece la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, con un valor fijo del 7 % proporcional a la facturación.

2.6 Hipótesis adicionales de cálculo.

- Tecnología de biomasa (grupo b6): Se considera un rendimiento neto de la instalación del 24 % y un incremento del coste del combustible del 1 % anual.
- Tecnología eólica (subgrupo b.2): En cuanto a las horas equivalentes de funcionamiento, se considera que todas las instalaciones sufren una pérdida de rendimiento, y por tanto de producción, del 0,50 % anual, que empieza a aplicar a partir del decimosexto año de su vida útil regulatoria, acumulándose anualmente durante los años restantes. Para los costes de desvíos, se considera el valor de 0,80 €/MWh en 2015 y de 0,60 €/MWh de 2016 en adelante, hasta el final de la vida útil regulatoria.

2.7 Metodología de cálculo de la retribución a la inversión. Para las instalaciones tipo de referencia y las instalaciones tipo, será de aplicación la metodología de cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste según lo establecido en el Anexo VI del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

3. Expresión simplificada para el cálculo de la retribución a la inversión de la instalación tipo con año de autorización de explotación definitiva 'a', de aplicación en el periodo 2015-2020.–La siguiente expresión permite calcular la retribución a la inversión de la instalación tipo con año de autorización de explotación definitiva 'a', a partir de la retribución a la inversión correspondiente al año 'a' de la instalación tipo de referencia y del porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia obtenido de la subasta:

$$Rinv_{IT,a} = Rinv_{ITR,a} – m_{IT,a} * Red_{ITR}$$

Donde:

$Rinv_{IT,a}$: Retribución a la inversión por unidad de potencia de la instalación tipo con año de autorización de explotación definitiva 'a', expresada en €/MW.

$Rinv_{ITR,a}$: Retribución a la inversión por unidad de potencia correspondiente al año 'a' de la instalación tipo de referencia, expresada en €/MW, que se obtendrá del apartado 1 de este anexo.

Red: Porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia, expresado en tanto por 1.

$m_{IT,a}$: Coeficiente aplicable para calcular la retribución a la inversión de la instalación tipo con año de autorización de explotación definitiva 'a':

En ningún caso el valor de la Retribución a la inversión será negativo. Si de la anterior formulación se obtuviera un valor negativo se considerará que la Retribución a la inversión toma valor cero.

3.1 Coeficientes $m_{IT,a}$ de las instalaciones tipo con autorización de explotación definitiva en los años 2015 y 2016.

Tecnología	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Año de Autorización de Explotación Definitiva «a»	Grupo (Art. 2 Real Decreto 413/2014)	Código de Identificación de la Instalación Tipo	$m_{IT,a}$
Biomasa	ITR-0101	2015	b.6 / b.8	IT-04001	299.264
		2016	b.6 / b.8	IT-04002	299.264
Eólica	ITR-0102	2015	b.2	IT-04007	117.737
		2016	b.2	IT-04008	117.737

Los parámetros retributivos de la instalación tipo se calcularán a partir de los parámetros de la instalación tipo de referencia y del resultado de la subasta de conformidad con lo establecido en la presente orden y en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

3.2 Coeficientes $m_{IT,a}$ provisionales para las instalaciones tipo con autorización de explotación definitiva en los años 2017, 2018, 2019 y 2020.

Tecnología	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Año de Autorización de Explotación Definitiva «a»	Grupo (Art. 2 Real Decreto 413/2014)	Código de Identificación de la Instalación Tipo	$m_{IT,a}$
Biomasa	ITR-0101	2017	b.6 / b.8	IT-04003	299.264
		2018	b.6 / b.8	IT-04004	299.264
		2019	b.6 / b.8	IT-04005	299.264
		2020	b.6 / b.8	IT-04006	299.264
Eólica	ITR-0102	2017	b.2	IT-04009	117.737
		2018	b.2	IT-04010	117.737
		2019	b.2	IT-04011	117.737
		2020	b.2	IT-04012	117.737

Los parámetros retributivos de la instalación tipo se calcularán a partir de los parámetros de la instalación tipo de referencia y del resultado de la subasta de conformidad con lo establecido en la presente orden y en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

§ 76

Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico, los parámetros retributivos correspondientes, y demás aspectos que serán de aplicación para el cupo de 3.000 MW de potencia instalada, convocado al amparo del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio

Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital
«BOE» núm. 153, de 28 de junio de 2017
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2017-7389

El artículo 12 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, dispone que para el otorgamiento del régimen retributivo específico se establecerán mediante real decreto las condiciones, tecnologías o colectivo de instalaciones concretas que podrán participar en el mecanismo de concurrencia competitiva, así como los supuestos en los que se fundamente de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

España alcanzó en 2014 un 17,3 % de consumo de energía renovable sobre el consumo de energía final, superando en 5,2 puntos el objetivo previsto para ese año (12,1 %). En el momento actual, ante la previsión del crecimiento del consumo de electricidad del entorno del 0,8 % anual hasta el 2020 y la necesidad de cumplimiento del objetivo europeo fijado en el 20 % de energía renovable sobre consumo de energía final en 2020, se hace necesario un impulso a la penetración de nueva capacidad renovable en el sistema eléctrico.

En este contexto, se aprobó el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular. Posteriormente y en desarrollo de dicho real decreto, en el que se aprobó una convocatoria de hasta 3.000 MW de potencia instalada, se aprobó la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos, en la que se establece que la asignación del régimen retributivo se realizará mediante un procedimiento de subasta. El procedimiento y las reglas de esta subasta y la convocatoria de la misma fueron establecidas por sendas resoluciones de 10 de abril de 2017 de la Secretaría de Estado de Energía.

El 17 de mayo de 2017 se celebró la subasta convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, resultando adjudicada la totalidad de los 3.000 MW de potencia instalada disponibles con la máxima reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo de referencia fijado en la resolución de convocatoria, lo que implica que, al menos durante el primer periodo regulatorio, no supondrá costes para los consumidores.

Este resultado pone de manifiesto que la nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables se configuran como un pilar fundamental para la consecución de los objetivos vinculantes establecidos en la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables de materia de renovables para el 2020, tanto desde el punto de vista medioambiental como desde el punto de vista económico. Por esta razón, se considera de especial interés establecer un nuevo cupo de potencia instalada al que se otorgará el derecho a la percepción del régimen retributivo específico mediante subastas adicionales a la celebrada el pasado 17 de mayo.

En la primera subasta han sido las tecnologías eólica y fotovoltaica las que han demostrado una mayor capacidad para competir con las tecnologías convencionales en el mercado, y ello no solo en precio, sino también por razón del alto volumen de potencia ofertada. A la vista del resultado de la citada subasta, se advierte, en función de las ofertas presentadas, que existe un importante volumen de potencia de estas tecnologías que, no habiendo llegado a ser adjudicataria, es susceptible de ponerse en funcionamiento con el aseguramiento de un marco retributivo que otorga un nivel de protección mínimo, pero suficiente para facilitar la financiación de los proyectos. Por el contrario, para el resto de tecnologías dicho volumen adicional de potencia es muy reducido. Por todo ello, se estima oportuno centrar la convocatoria en las tecnologías eólica y fotovoltaica con un mayor potencial de crecimiento, posibilitando por añadidura, en beneficio del consumidor, la existencia de un mayor nivel de competencia entre ellas.

Posteriormente a la celebración de la subasta del 17 de mayo, mediante real decreto, se ha establecido un cupo de potencia para una nueva convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología eólica y fotovoltaica que se ubiquen en el sistema eléctrico peninsular.

Por otro lado, el procedimiento de la subasta para el otorgamiento del régimen retributivo específico celebrada el 17 de mayo de 2017 ha sido muy satisfactorio. Por esta razón, en esta orden se establece que serán de aplicación para la nueva subasta que se celebre, los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia, el procedimiento de asignación y reglas de la subasta, así como los demás aspectos previstos para la correcta celebración de la subasta y aplicación del régimen retributivo específico que regulaban la subasta celebrada el 17 de mayo de 2017, esto es, la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos y la Resolución de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen el procedimiento y las reglas de la subasta para asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.

La presente orden ministerial tiene por objeto además introducir las modificaciones necesarias en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, para permitir su plena aplicación en la nueva subasta para el cupo establecido por el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico. Para ello se establecen nuevos códigos de Instalación Tipo que serán de aplicación en la nueva subasta y cuyos parámetros retributivos se obtendrán como resultado de la subasta.

La subasta será convocada por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, que se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», de acuerdo con lo previsto en el artículo 10 de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.

Debido al reducido plazo disponible para la celebración de la subasta y la puesta en marcha de las instalaciones adjudicatarias de forma que contribuyan al cumplimiento de los objetivos comunitarios vinculantes en materia de uso de energía procedente de fuentes renovables, se procede a la tramitación con carácter urgente de esta orden ministerial.

Esta orden ministerial se dicta de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 12 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que se dictó al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético.

De acuerdo con lo prescrito en el artículo 5.2 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, esta orden ministerial ha sido objeto de informe por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien para la elaboración de su informe ha tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad, a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia al sector y consultas a las comunidades autónomas.

Por otra parte, esta orden ha sido sometida a audiencia e información pública, de conformidad con el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, en el portal web del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda digital (www.minetad.es)

Mediante acuerdo de 15 de junio de 2017, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital a dictar la presente orden.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

Artículo único. *Procedimiento y demás aspectos aplicables a la convocatoria del cupo de 3000 MW de potencia instalada.*

1. La asignación del régimen retributivo específico convocada al amparo del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico, se realizará mediante un procedimiento de subasta.

Asimismo, los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia aplicables a la referida convocatoria, los mecanismos de asignación del régimen retributivo específico, así como los demás aspectos establecidos para la correcta celebración de la subasta serán los establecidos en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos.

No obstante, para su aplicación, las referencias al Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, incluidas en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, se entenderán referidas al Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, a excepción de la cita destinada a identificar los códigos de las instalaciones tipo incluida en el apartado 3.1 del anexo I de dicha orden.

2. El procedimiento y las reglas de la subasta serán los establecidos en la Resolución de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen el procedimiento y las reglas de la subasta para asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo.

No obstante, para su aplicación, las referencias al Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, incluidas en la Resolución de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen el procedimiento y las reglas de la subasta, se entenderán referidas al Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.

3. La subasta será convocada por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, que se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», de acuerdo con lo previsto en el artículo 10 de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos.*

La Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos, queda modificada en los siguientes términos:

Uno. Se modifica la cabecera de la quinta columna de la tabla incluida en el apartado 3.1 del Anexo I, que queda redactado de la siguiente manera:

«Código de identificación de la instalación tipo de la subasta convocada por el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo.»

Dos. Se introduce un nuevo apartado 3.2 en el anexo I con la siguiente redacción:

«3.2. Coeficientes $m_{IT_j,a}$ de las instalaciones tipo con autorización de explotación definitiva en los años 2017, 2018 y 2019 y códigos de las instalaciones tipo correspondientes al cupo de potencia establecido en el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico.

Tecnología	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Grupo / Subgrupo (Art. 2 Real Decreto 413/2014)	Año de Autorización de Explotación Definitiva «a»	Código de Identificación de la Instalación Tipo convocada por el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.	$m_{ITR_j,a}$
Eólica.	ITR-0103	b.2	2017	IT-04022	115.786
			2018	IT-04023	115.786
			2019	IT-04024	115.786
Fotovoltaica.	ITR-0104	b.1.1	2017	IT-04025	115.786
			2018	IT-04026	115.786
			2019	IT-04027	115.786

Los parámetros retributivos de la instalación tipo se calcularán a partir de los parámetros de la instalación tipo de referencia y del resultado de la subasta de conformidad con lo establecido en la presente orden y en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.»

Disposición final segunda. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 77

Orden TEC/1174/2018, de 8 de noviembre, por la que se establecen los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines aprobadas por la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, y se actualizan para el semiperiodo 2017-2019

Ministerio para la Transición Ecológica
«BOE» núm. 275, de 14 de noviembre de 2018
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2018-15517

La Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se dictó en desarrollo de lo previsto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

En el anexo I de dicha orden se incluyen las instalaciones tipo correspondientes a las instalaciones que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, así como sus códigos identificativos.

En el anexo II de la misma orden se establecen los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, entre las que figuran las instalaciones de tratamiento de purines de porcino definidas en el apartado 2 del anexo I de esa orden (códigos de instalación tipo de la IT-01412 a la IT-01427).

Para el cálculo de dichos parámetros retributivos se consideraron las hipótesis y datos incluidos en los anexos III y VIII de esa misma orden.

Sin embargo, la Sala Tercera del Tribunal Supremo en diversas sentencias dictadas en distintos recursos contencioso-administrativos declaró la nulidad de los anexos II, VII y VIII de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, en la parte referida a las instalaciones de tratamiento y reducción del purín, estableciendo la obligación a la Administración de aprobar la regulación sustitutiva de la que, de acuerdo a estas sentencias, se declara nula.

En cumplimiento de las citadas sentencias, se aprobó la Orden ETU/555/2017, de 15 de junio, por la que se establecen los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines aprobados por la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, y se actualizan para el semiperiodo 2017-2019.

Los recurrentes interpusieron, sin embargo, un incidente de ejecución de las sentencias, al considerar que la Orden ETU/555/2017, de 15 de junio, no ejecutaba íntegramente las citadas sentencias. La Sala del Tribunal Supremo ha dictado varios autos por los que se

declara la nulidad de la Orden ETU/555/2017, de 15 de junio, en lo que se refiere a los siguientes puntos:

1. El artículo 5, en tanto reduce la vida regulatoria útil de las instalaciones a 15 años.
2. La disposición transitoria única, relativa al aplazamiento de pagos previsto en la disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.
3. El anexo I, apartado 2, al establecer un número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo diferente de cero para el periodo 2014-2016, y el anexo III, cuando reconoce unas horas equivalentes de funcionamiento que no corresponden a unas instalaciones que cesaron en su mayor parte sus operaciones.

Procede, en consecuencia, aprobar, en sustitución de la Orden ETU/555/2017, de 15 de junio, una nueva orden para adecuar los parámetros retributivos de las instalaciones tipo correspondientes a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines a lo dispuesto en los autos del Tribunal Supremo citados.

En esta orden no solo se da cumplimiento a lo establecido directa y específicamente en las sentencias y autos antes mencionados, sino que también se establecen otros parámetros que de manera indirecta se ven afectados por lo dispuesto en los mismos. Así, como ya se recogía en la Orden ETU/555/2017, de 15 de junio, se establecen, aplicando la metodología de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico, los valores de la retribución a la operación aplicables a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines que serán de aplicación en el segundo semestre de 2015 y en los semestres vencidos posteriores, que sustituirán a los establecidos para los mismos periodos en anteriores órdenes ministeriales.

De acuerdo con las sentencias y autos del Tribunal Supremo no se establecen valores para el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual, el umbral de funcionamiento anual y los porcentajes de aplicación en los periodos de 3, 6 y 9 meses, para los años 2014 a 2016. Adicionalmente, se estima necesario ampliar dicha consideración al año 2017 para satisfacer lo establecido por el Tribunal, tanto en lo referente al alargamiento de la vida útil regulatoria como a la exención del cumplimiento de las horas equivalentes de funcionamiento mínimas, ya que en el año 2017 determinadas instalaciones podrían no haber funcionado por haber superado los 15 años de vida desde su puesta en marcha.

Por otro lado, de forma general, el valor de la retribución a la operación incorpora los costes derivados del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica que pagan las instalaciones. Dado que en el periodo 2014-2018 los niveles de producción han sido muy bajos y dispares entre unas instalaciones y otras, este mecanismo general no garantiza una correcta recuperación de estos costes para cada instalación. Por esta razón, se establece excepcionalmente un mecanismo que permite la compensación de dicho impuesto mediante una liquidación específica de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La presente orden actualiza también los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de tratamiento y reducción de purines de porcino para el semiperiodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2019 y fija los valores de la retribución a la operación que serán de aplicación durante el primer y el segundo semestre de 2017 –en sustitución de los valores fijados en la Orden ETU/555/2017, de 15 de junio, y la Orden ETU/1046/2017, de 27 de octubre, respectivamente– y durante el primer semestre de 2018, dando así cumplimiento a lo previsto en el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y en el artículo 3 de la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico.

De acuerdo con lo prescrito en la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, esta orden ha sido objeto de informe por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Por otra parte, esta orden ha sido sometida a audiencia e información pública, de conformidad con el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, en el portal web del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda digital (www.minetad.es).

Mediante acuerdo de 25 de octubre de 2018, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado a la Ministra para la Transición Ecológica a dictar la presente orden.

En su virtud, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden:

a) El establecimiento de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo correspondientes a las instalaciones de tratamiento y reducción del purín, definidas en el apartado 2 del anexo I de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que son de aplicación en el primer semiperiodo regulatorio.

b) La actualización semestral de los valores de la retribución a la operación para las citadas instalaciones tipo para el segundo semestre de 2015 y el primer y segundo semestre de 2016, el establecimiento de la metodología de dichas actualizaciones, y la determinación de los valores de las constantes A, B y C necesarias para estas actualizaciones semestrales según se establece en la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio.

c) La actualización de los parámetros retributivos de dichas instalaciones tipo para el segundo semiperiodo regulatorio comprendido entre 1 de enero de 2017 y 31 de diciembre de 2019, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

d) La actualización semestral de los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer y segundo semestre del año 2017 y primer semestre del 2018, el establecimiento de la metodología de actualización para el primer y segundo semestre del año 2017 y primer semestre del 2018, y la determinación de los valores de las constantes A, B y C necesarios para la actualización semestral que se define en la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, que son de aplicación al segundo semiperiodo regulatorio comprendido entre 1 de enero de 2017 y 31 de diciembre de 2019.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta orden será de aplicación a las instalaciones tipo correspondientes a instalaciones de tratamiento y reducción de purines de porcino, definidas en el apartado 2 del anexo I de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, que tienen códigos de instalación tipo sucesivos comprendidos entre el código IT-01412 y el código IT-01427, ambos incluidos.

Artículo 3. *Parámetros retributivos de aplicación al primer semiperiodo regulatorio.*

1. Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo que concretan el régimen retributivo específico aplicable al año 2013 desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, son los recogidos en el anexo I.1 de esta orden.

2. Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo que concretan el régimen retributivo específico aplicables a los años 2014, 2015 y 2016, son los recogidos en el anexo I.2, excepto los relacionados con la retribución a la operación. En dicho anexo se establece, entre otros, el valor de la retribución a la inversión, el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual, el umbral de funcionamiento anual y los porcentajes aplicables a estos dos últimos parámetros para el cálculo de número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los períodos de tres, seis y nueve meses.

Los valores de la retribución a la operación que serán de aplicación en el año 2014 y en el primer semestre de 2015 se recogen el anexo I.3. Estos valores de la retribución a la operación no incluyen la compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, coste que será compensado según lo establecido en la disposición adicional segunda.

3. Los parámetros retributivos referidos en los apartados anteriores se han calculado según lo previsto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio y en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, considerando las hipótesis de cálculo comunes a todas las tecnologías recogidas en el anexo III de dicha orden, las hipótesis de cálculo específicas incluidas en el anexo II de esta orden y los parámetros de cada instalación tipo incluidos en el anexo III de esta orden.

4. Los valores de la retribución a la operación aplicables al segundo semestre de 2015, al primer semestre de 2016 y al segundo semestre de 2016, se recogen en el anexo I.3. Estos valores de la retribución a la operación no incluyen la compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, coste que será compensado según lo establecido en la disposición adicional segunda.

5. La actualización de los valores de la retribución a la operación aplicables al segundo semestre de 2015, al primer semestre de 2016 y al segundo semestre de 2016 se realizará de acuerdo a la siguiente metodología:

a) Para el segundo semestre de 2015:

$$Ro_{15\text{-}2} = A_{15\text{-}2} \cdot \frac{10}{0,9} \cdot [PC_{15\text{-}2} - PC_{14}] + B_{15\text{-}2} \cdot Ro_{14} + C_{15\text{-}2}$$

donde:

$Ro_{15\text{-}2}$: retribución a la operación para el segundo semestre de 2015, sin compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, expresado en €/MWh.

Ro_{14}: retribución a la operación para el año 2014, sin compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, expresado en €/MWh.

$A_{15\text{-}2}$, $B_{15\text{-}2}$, $C_{15\text{-}2}$: valores recogidos en el anexo I.3 para el segundo semestre del año 2015 y cada instalación tipo.

$PC_{15\text{-}2}$,: precio de gas natural del segundo semestre del año 2015, correspondiente al escalón 5 del grupo 2, comunicado por los comercializadores de acuerdo con la Circular 5/2008 de la CNE, expresado en c€/kWh_{PCS}. Este valor se indica en el anexo II de esta orden.

PC_{14},: precio de gas natural del año 2014, correspondiente al escalón 5 del grupo 2, comunicado por los comercializadores de acuerdo con la Circular 5/2008, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de Energía, de información para el mercado minorista español de gas natural, expresado en c€/kWh_{PCS}. Este valor se indica en el anexo II de esta orden.

b) Para el primer semestre de 2016:

$$Ro_{16\text{-}1} = A_{16\text{-}1} \cdot \frac{10}{0,9} \cdot [PC_{16\text{-}1} - PC_{15\text{-}2,}] + B_{16\text{-}1} \cdot Ro_{15\text{-}2} + C_{16\text{-}1}$$

donde:

$Ro_{16\text{-}1}$: retribución a la operación para el primer semestre de 2016, sin compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, expresado en €/MWh.

$Ro_{15\text{-}2}$: retribución a la operación para el segundo semestre de 2015, sin compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, expresado en €/MWh.

$A_{16\text{-}1}$, $B_{16\text{-}1}$, $C_{16\text{-}1}$: valores recogidos en el anexo I.3 para el primer semestre del año 2016 y cada instalación tipo.

PC_{16-1},: precio de gas natural del primer semestre del año 2016, correspondiente al escalón 5 del grupo 2, comunicado por los comercializadores de acuerdo con la Circular 5/2008, de 22 de diciembre, antes referida, expresado en c€/kWh$_{PCS}$. Este valor se indica en el anexo II de esta orden.

PC_{15-2},: precio de gas natural del segundo semestre del año 2015, correspondiente al escalón 5 del grupo 2, comunicado por los comercializadores de acuerdo con la citada Circular 5/2008, de 22 de diciembre, expresado en c€/kWh$_{PCS}$. Este valor se indica en el anexo II de esta orden.

c) Para el segundo semestre de 2016:

$$Ro_{16-2} = A_{16-2} \cdot \frac{10}{0,9} \cdot [PC_{16-2} - PC_{16-1}] + B_{16-2} \cdot Ro_{16-1} + C_{16-2}$$

donde:

Ro_{16-2}: retribución a la operación para el segundo semestre de 2016, sin compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, expresado en €/MWh.

Ro_{16-1}: retribución a la operación para el primer semestre de 2016, sin compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, expresado en €/MWh.

A_{16-2}, B_{16-2}, C_{16-2}: valores recogidos en el anexo I.3 para el segundo semestre del año 2016 y cada instalación tipo.

PC_{16-2},: precio de gas natural del segundo semestre del año 2016, correspondiente al escalón 5 del grupo 2, comunicado por los comercializadores de acuerdo con la Circular 5/2008, de 22 de diciembre, antes referida, expresado en c€/kWh$_{PCS}$. Este valor se indica en el anexo II de esta orden.

PC_{16-1},: precio de gas natural del primer semestre del año 2016, correspondiente al escalón 5 del grupo 2, comunicado por los comercializadores de acuerdo con la citada Circular 5/2008, de 22 de diciembre, expresado en c€/kWh$_{PCS}$. Este valor se indica en el anexo II de esta orden.

Artículo 4. *Actualización de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo para el segundo semiperiodo regulatorio de 2017 a 2019.*

1. Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a los años 2017, 2018 y 2019, serán los recogidos en el apartado 1 del anexo IV de esta orden, excepto los relacionados con la retribución a la operación.

2. Para la actualización de los parámetros retributivos referidos en el apartado anterior es de aplicación la metodología establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

3. En el apartado 2 del anexo IV se incluyen los parámetros retributivos relacionados con la retribución a la operación, concretamente, el número de horas de funcionamiento máximo anual para la percepción de la retribución a la operación, los valores de la retribución a la operación que serán de aplicación en el primer y el segundo semestre de 2017 y en el primer semestre de 2018 y los valores de las constantes A, B y C necesarias para la actualización semestral que se define en la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio.

4. Para la actualización de los parámetros retributivos referidos en los apartados anteriores se han considerado las hipótesis de cálculo recogidas en el anexo V de esta orden, los parámetros incluidos en el anexo VI de esta orden, y el resto de hipótesis adoptadas en la presente orden.

5. La actualización de los valores de la retribución a la operación aplicables a los años 2017, 2018 y 2019 se realizará de acuerdo a la siguiente metodología:

a) Para el primer semestre de 2017:

$$Ro_{17\text{-}1} = A_{17\text{-}1} \cdot \frac{10}{0,9} \cdot [PC_{17\text{-}1} - PC_{16\text{-}2}] + B_{17\text{-}1} \cdot Ro_{16\text{-}2} + C_{17\text{-}1}$$

donde:

$Ro_{17\text{-}1}$: retribución a la operación para el primer semestre de 2017, sin compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, expresado en €/MWh.

$Ro_{16\text{-}2}$: retribución a la operación para el segundo semestre de 2016, sin compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, expresado en €/MWh.

$A_{17\text{-}1}$, $B_{17\text{-}1}$, $C_{17\text{-}1}$: valores recogidos en el anexo IV.2 para el primer semestre del año 2017 y cada instalación tipo.

$PC_{17\text{-}1}$,: precio de gas natural del primer semestre del año 2017, correspondiente al escalón 5 del grupo 2, comunicado por los comercializadores de acuerdo con la Circular 5/2008, de 22 de diciembre, antes referida, expresado en c€/kWh_{PCS}. Este valor se indica en el anexo V de esta orden.

$PC_{16\text{-}2}$,: precio de gas natural del segundo semestre del año 2016, correspondiente al escalón 5 del grupo 2, comunicado por los comercializadores de acuerdo con la citada Circular 5/2008, de 22 de diciembre, expresado en c€/kWh_{PCS}. Este valor se indica en el anexo II de esta orden.

b) Para el segundo semestre de 2017:

$$Ro_{17\text{-}2} = A_{17\text{-}2} \cdot \frac{10}{0,9} \cdot \left[\frac{CF_{17\text{-}2}}{(1-mt_{17}) \cdot (1-\beta_{17} \cdot mr_{17})} + PA_{17,5} - PC_{17\text{-}1} \right] + B_{17\text{-}2} \cdot Ro_{17\text{-}1} + C_{17\text{-}2}$$

donde:

$Ro_{17\text{-}2}$: retribución a la operación para el segundo semestre de 2017, sin compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, expresado en €/MWh.

$Ro_{17\text{-}1}$: retribución a la operación para el primer semestre de 2017, sin compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, expresado en €/MWh.

$A_{17\text{-}2}$, $B_{17\text{-}2}$, $C_{17\text{-}2}$: valores recogidos en el anexo IV.2 para el segundo semestre del año 2017 y cada instalación tipo.

mr_{17}: mermas de regasificación del año 2017, con el valor de 0,00005.

mt_{17}: mermas de transporte del año 2017, con el valor de 0,002.

β_{17}: suministros al mercado español que han sido cubiertos mediante plantas de regasificación para el año 2017, con el valor de 0,42.

$CF_{17\text{-}2}$: estimación del coste en frontera correspondiente al segundo semestre natural del año 2017 expresado en c€/KWh_{PCS}. Este valor se calcula mediante la metodología recurrente establecida en el artículo 4 de la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio. Los valores para el segundo semestre de 2014 y para el segundo semestre de 2015 son los establecidos en el anexo I.1 de dicha orden, y los datos necesarios para la aplicación de dicha metodología son los recogidos en el anexo I.1 de la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, el anexo VI de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, el anexo I de la Orden IET/1209/2016, de 20 de julio, el anexo V de la Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, y el anexo I de la Orden ETU/1046/2017, de 27 de octubre.

$PC_{17\text{-}1}$,: precio de gas natural del primer semestre del año 2017, correspondiente al escalón 5 del grupo 2, comunicado por los comercializadores de acuerdo con la citada Circular 5/2008, de 22 de diciembre, expresado en c€/kWh_{PCS}. Este valor se indica en el anexo V de esta orden.

$PA_{17,5}$: estimación del coste de los peajes de acceso para el año 2017 aplicables a un consumidor acogido al escalón 5 del grupo 2 expresado en c€/KWh_{PCS} y calculado de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$PA_{17,5}=12\cdot\left(\beta_{17}\cdot\frac{Trf_{17}}{241}+\frac{Trc_{17}}{296}+\frac{Tfc_{17,5}}{248}\right)+Tvc_{17,5}+\beta_{17}\cdot\left(Tvr_{17}+7\cdot\frac{Tgnl_{17}}{1000}\right)+Cas_{17}$$

donde:

β_{17} se corresponde con lo descrito anteriormente y el resto de parámetros:

Trf_{17}: término fijo del peaje de regasificación para el año 2017 expresado en c €/kWh/día/mes.

Trc_{17}: término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución para el año 2017 expresado en c€/kWh/día/mes.

$Tfc_{17,5}$: término fijo del término de conducción del escalón 5 del grupo 2 para el año 2017 expresado en c€/kWh/día/mes.

$Tvc_{17,5}$: término variable del término de conducción del peaje de transporte y distribución del escalón 5 del grupo 2 para el año 2017 expresado en c€/kWh.

Tvr_{17}: término variable del peaje de regasificación para el año 2017 expresado en c €/kWh.

$Tgnl_{17}$: peaje de almacenamiento de GNL para el año 2017 expresado en c€/MWh/día.

Cas_{17}: coste de almacenamiento subterráneo para el año 2017 expresado en c€/kWh y calculado mediante la siguiente fórmula:

$$Cas_{17}=\frac{Drs_{17}}{365}\cdot[12\cdot Tfas_{17}+0{,}3\cdot(Tvi_{17}+Tve_{17})]$$

donde:

Drs_{17}: número de días de almacenamiento estratégico para el año 2017. Se establece un valor de 20 días.

$Tfas_{17}$: término fijo del canon de almacenamiento subterráneo para el año 2017 expresado en c€/kWh/mes.

Tvi_{17}: término de inyección del canon de almacenamiento subterráneo para el año 2017 expresado en c€/KWh.

Tve_{17}: término de extracción del canon de almacenamiento subterráneo para el año 2017 expresado en c€/kWh.

Los valores de estos parámetros que participan en el cálculo de $PA_{17,5}$ serán los reflejados en la Orden ETU/1977/2016 de 23 de diciembre por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017.

c) Para el primer semestre de 2018:

$$Ro_{18\text{-}1}=A_{18\text{-}1}\cdot\frac{10}{0{,}9}\cdot\left[\frac{CF_{18\text{-}1}}{(1\text{-}mt_{18})\cdot(1\text{-}\beta_{18}\cdot mr_{18})}-\frac{CF_{17\text{-}2}}{(1\text{-}mt_{17})\cdot(1\text{-}\beta_{17}\cdot mr_{17})}+PA_{18,5}\text{-}PA_{17,5}\right]+B_{18\text{-}1}\cdot Ro_{17\text{-}2}+C_{18\text{-}1}$$

donde:

CF_{17-2}, mt_{17}, mr_{17}, β_{17} y $PA_{17,5}$ se corresponden con lo descrito anteriormente, y el resto de parámetros:

Ro_{18-1}: retribución a la operación para el primer semestre de 2018, sin compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, expresado en €/MWh.

Ro_{17-2}: retribución a la operación para el segundo semestre de 2017, sin compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, expresado en €/MWh.

A_{18-1}, B_{18-1}, C_{18-1}: valores recogidos en el anexo IV.2 para el primer semestre del año 2018 y cada instalación tipo.

mr_{18}: mermas de regasificación del año 2018, con el valor de 0,00005.

mt_{18}: mermas de transporte del año 2018, con el valor de 0,002.

β_{18}: suministros al mercado español que han sido cubiertos mediante plantas de regasificación para el año 2018, con el valor de 0,42.

CF_{18-1}: estimación del coste en frontera del gas natural en el primer semestre del año 2018 expresado en c€/KWh_{PCS}, calculado de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$CF_{18-1} = CF_{17-2} \cdot \left[1+\beta_{18} \cdot \frac{RC_{18-1}-RC_{17-2}}{RC_{17-2}} + (1-\beta_{18}) \cdot \frac{RL_{18-1}-RL_{17-2}}{RL_{17-2}}\right]$$

En la ecuación anterior:

RC_{18-1}: semisuma de los promedios de las cotizaciones diarias en el segundo semestre natural del año 2017 de las entregas en el primer semestre natural del año 2018 en el mercado Henry Hub (HH) publicadas por el New York Mercantile Exchange (CME Group) y en el mercado National Balancing Point (NBP) publicadas por el Intercontinental Exchange (ICE), expresadas ambas en c€/KWh_{PCS} mediante la aplicación del cambio diario publicado por el Banco Central Europeo (BCE). Su valor es 1,3446 c€/KWh_{PCS}.

RC_{17-2}: semisuma de los promedios de las cotizaciones diarias en el primer semestre natural del año 2017 de las entregas en el segundo semestre natural del año 2017 en el mercado Henry Hub (HH) publicadas por el New York Mercantile Exchange (CME Group) y en el mercado National Balancing Point (NBP) publicadas por el Intercontinental Exchange (ICE), expresadas ambas en c€/KWh_{PCS} mediante la aplicación del cambio diario publicado por el Banco Central Europeo (BCE). Su valor es 1,3774 c€/KWh_{PCS}.

RL_{18-1}, RL_{17-2}: valores que resulte de la aplicación de las fórmulas siguientes:

$$RL_{18-1} = \frac{0,710093+0,027711 \cdot Br_{18-1}}{T_{18-1}}$$

$$RL_{17-2} = \frac{0,710093+0,027711 \cdot Br_{17-2}}{T_{17-2}}$$

donde:

Br_{18-1}: futuros del barril Brent para el primer semestre natural del año 2018, obtenido como promedio de las cotizaciones diarias en el segundo semestre natural del 2017 de las entregas en el primer semestre natural del año 2018 publicados por el ICE expresados en dólares por barril. Su valor es 56,4269 $/bbl.

Br_{17-2}: futuros del barril Brent para el segundo semestre natural del año 2017, obtenido como promedio de las cotizaciones diarias en el primer semestre natural del 2017 de las entregas en el segundo semestre natural del año 2017 publicados por el ICE expresados en dólares por barril. Su valor es 53,7108 $/bbl.

T_{18-1}: tipo de cambio en $/€ obtenido como promedio de los valores publicados por el BCE para cada día del mes de diciembre de 2017. Su valor es 1,1837 $/€.

T_{17-2}: tipo de cambio en $/€ obtenido como promedio de los valores publicados por el BCE para cada día del mes de junio de 2017. Su valor es 1,1229 $/€.

$PA_{18,5}$: estimación del coste de los peajes de acceso para el año 2018 aplicables a un consumidor acogido al escalón 5 del grupo 2 expresado en c€/KWh_{PCS} y calculado de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$PA_{18,5}=12\cdot\left(\beta_{18}\cdot\frac{Trf_{18}}{241}+\frac{Trc_{18}}{296}+\frac{Tfc_{18,5}}{248}\right)+Tvc_{18,5}+\beta_{18}\cdot\left(Tvr_{18}+7\cdot\frac{Tgnl_{18}}{1000}\right)+Cas_{18}$$

donde:

β_{18} se corresponde con lo descrito anteriormente y el resto de parámetros:

Trf_{18}: término fijo del peaje de regasificación para el año 2018 expresado en c €/kWh/día/mes.

Trc_{18}: término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución para el año 2018 expresado en c€/kWh/día/mes.

$Tfc_{18,5}$: término fijo del término de conducción del escalón 5 del grupo 2 para el año 2018 expresado en c€/kWh/día/mes.

$Tvc_{18,5}$: término variable del término de conducción del peaje de transporte y distribución del escalón 5 del grupo 2 para el año 2018 expresado en c€/kWh.

Tvr_{18}: término variable del peaje de regasificación para el año 2018 expresado en c €/kWh.

$Tgnl_{18}$: peaje de almacenamiento de GNL para el año 2018 expresado en c€/MWh/día.

Cas_{18}: coste de almacenamiento subterráneo para el año 2018 expresado en c€/kWh y calculado mediante la siguiente fórmula:

$$Cas_{18}=\frac{Drs_{18}}{365}\cdot[12\cdot Tfas_{18}+0,3\cdot(Tvi_{18}+Tve_{18})]$$

donde:

Drs_{18}: número de días de almacenamiento estratégico para el año 2018. Se establece un valor de 20 días.

$Tfas_{18}$: término fijo del canon de almacenamiento subterráneo para el año 2018 expresado en c€/kWh/mes.

Tvi_{18}: término de inyección del canon de almacenamiento subterráneo para el año 2018 expresado en c€/KWh.

Tve_{18}: término de extracción del canon de almacenamiento subterráneo para el año 2018 expresado en c€/kWh.

Los valores de estos parámetros que participan en el cálculo de $PA_{18,5}$ son los reflejados en la Orden ETU/1283/2017 de 22 de diciembre por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2018.

d) Para la actualización de la retribución a la operación en el segundo semestre del año 2018 y posteriores se aplicará la metodología establecida en la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio.

Artículo 5. *Vida útil regulatoria y valor estándar de la inversión inicial de las instalaciones tipo.*

1. La vida útil regulatoria para las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden será de veinticinco años.

2. El valor estándar de la inversión inicial para cada una de las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden será el establecido en el anexo III.

3. Lo dispuesto en este artículo se regirá por lo establecido en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y por el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Disposición adicional primera. *Aplicabilidad de los parámetros retributivos.*

1. Los parámetros retributivos de aplicación en el primer semiperiodo regulatorio, a los que se refiere el artículo 3, resultarán de aplicación desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, de conformidad con la disposición final segunda de este real decreto-ley, y la disposición final tercera.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Los valores de retribución a la inversión establecidos en esta orden para los años desde 2014 a 2017, solo serán de aplicación a aquellas instalaciones que hayan realizado algún vertido de energía eléctrica a la red en los tres años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

2. Los valores resultantes de la actualización semestral de la retribución a la operación serán de aplicación desde el 1 de enero o desde el 1 de julio según correspondan al primer o al segundo semestre.

3. Los parámetros retributivos de aplicación en el segundo semiperiodo regulatorio 2017-2019, a los que se refiere el artículo 4, resultarán de aplicación desde el 1 de enero de 2017.

4. Los parámetros retributivos a los años 2014 a 2018 serán de aplicación a todas las instalaciones contempladas en el artículo 2 de esta orden, independientemente de que hayan comunicado o no el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente e independientemente de que en su día hubieran solicitado y obtenido la renuncia temporal prevista en el artículo 34 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, antes de la entrada en vigor de esta orden.

Disposición adicional segunda. *Compensación de los costes derivados del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica.*

1. Las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden, con derecho a la percepción del régimen retributivo específico, podrán presentar, ante el órgano encargado de las liquidaciones, la documentación acreditativa de haber realizado la autoliquidación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica para los años del 2014 al 2018 y de haber ingresado la cuota que corresponda de acuerdo con las normas y modelos establecidos para ello.

La presentación de dicha documentación se realizará en el plazo máximo de 6 meses desde la fecha más tardía entre la fecha de entrada en vigor de esta orden y la fecha de ingreso de la cuota, en caso contrario se perderá el derecho establecido en esta disposición.

2. El organismo encargado de las liquidaciones, en base a la documentación a que se hace referencia en el apartado anterior y una vez acreditada su validez, procederá a liquidar,

en la siguiente liquidación, las cantidades que por el concepto de impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica hayan sido satisfechas.

Disposición transitoria única. *Liquidaciones del régimen retributivo específico.*

El organismo encargado de las liquidaciones procederá a liquidar, el régimen retributivo específico de acuerdo con los parámetros retributivos establecidos en esta orden, desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, en la siguiente liquidación que realice desde la entrada en vigor de la presente orden.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Queda derogada la Orden ETU/555/2017, de 15 de junio, por la que se establecen los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines aprobadas por la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, y se actualizan para el semiperiodo 2017-2019 así como todas las disposiciones de rango igual o inferior en cuanto se opongan a lo establecido en esta orden.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

Se modifica el anexo VII de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, eliminando las líneas de la tabla correspondientes a las instalaciones tipo con códigos identificativos sucesivos comprendidos entre el código IT-01973 y el código IT-01988 que se incluyen en la página 46690 del «Boletín Oficial del Estado» número 150, de 20 de junio de 2014.

Disposición final segunda. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables al primer semiperiodo regulatorio

1. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2013.

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Retribución a la inversión Rinv 2013 (€/MW)	Retribución a la operación Ro 2013 (€/MWh)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro 2013 (h)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh 2013 (h)	Umbral de funcionamiento Uf 2013 (h)
IT-01412	25	5.199	86,332	3.879	840	260
IT-01413	25	15.988	88,390	3.879	840	260
IT-01414	25	9.284	88,250	3.879	840	260
IT-01415	25	17.949	88,431	3.879	840	260
IT-01416	25	18.542	88,444	3.879	840	260
IT-01417	25	17.833	88,429	3.879	840	260

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Retribución a la inversión Rinv 2013 (€/MW)	Retribución a la operación Ro 2013 (€/MWh)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro 2013 (h)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh 2013 (h)	Umbral de funcionamiento Uf 2013 (h)
IT-01418	25	17.943	88,431	3.879	840	260
IT-01419	25	15.629	88,383	3.879	840	260
IT-01420	25	19.799	88,470	3.879	840	260
IT-01421	25	15.988	88,390	3.879	840	260
IT-01422	25	5.560	88,172	3.879	840	260
IT-01423	25	9.284	88,250	3.879	840	260
IT-01424	25	7.602	88,215	3.879	840	260
IT-01425	25	17.949	88,431	3.879	840	260
IT-01426	25	18.542	88,444	3.879	840	260
IT-01427	25	17.943	88,431	3.879	840	260

Los valores de la retribución a la inversión, de las horas de funcionamiento máximo para la percepción de la Ro, del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y de los umbrales de funcionamiento, son los correspondientes al periodo del 14 de julio de 2013 al 31 de diciembre de 2013.

2. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a los años 2014, 2015 y 2016: retribución a la inversión, número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo, umbral de funcionamiento y otros parámetros retributivos.

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste C1,a	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	N.º horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual 2014-2016 Nh (h)	Umbral de funcionamiento anual 2014-2016 Uf (h)	Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del n.º de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
						3 meses	6 meses	9 meses
IT-01412	25	1,0000	11.097	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
IT-01413	25	1,0000	34.126	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
IT-01414	25	1,0000	19.816	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
IT-01415	25	1,0000	38.312	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
IT-01416	25	1,0000	39.579	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
IT-01417	25	1,0000	38.065	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
IT-01418	25	1,0000	38.300	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
IT-01419	25	1,0000	33.361	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
IT-01420	25	1,0000	42.261	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
IT-01421	25	1,0000	34.126	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
IT-01422	25	1,0000	11.869	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
IT-01423	25	1,0000	19.816	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
IT-01424	25	1,0000	16.227	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
IT-01425	25	1,0000	38.312	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
IT-01426	25	1,0000	39.579	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
IT-01427	25	1,0000	38.300	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)

(*) De acuerdo a las Sentencias y Autos del Tribunal Supremo no se establecen valores para las horas mínimas (Nh), ni las horas umbrales de funcionamiento (Uf), ni los porcentajes de aplicación en los periodos de 3, 6 y 9 meses para los años 2014, 2015 y 2016 de estas instalaciones tipo.

3. Retribución a la operación y número de horas de funcionamiento máximo para la percepción de la retribución a la operación aplicables a los años 2014, 2015 y 2016.

Código de identificación	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro Anual (h)	Retribución a la operación Ro 2014 y 1er semestre 2015 (€/MWh) (*)	Retribución a la operación Ro 2.º semestre 2015 (€/MWh) (*)	Retribución a la operación Ro 1er semestre 2016 (€/MWh) (*)	Retribución a la operación Ro 2.º semestre 2016 (€/MWh) (*)	2.º semestre 2015			1.º semestre 2016			2.º semestre 2016		
						A15-2	B15-2	C15-2	A16-1	B16-1	C16-1	A16-2	B16-2	C16-2
IT-01412	8.280	80,392	65,549	49,249	46,381	2,705	1,000	-1,366	2,705	1,000	-0,283	2,705	1,000	0,000
IT-01413	8.280	82,186	67,434	51,225	48,357	2,705	1,000	-1,275	2,705	1,000	-0,192	2,705	1,000	0,000
IT-01414	8.280	82,186	67,434	51,225	48,357	2,705	1,000	-1,275	2,705	1,000	-0,192	2,705	1,000	0,000
IT-01415	8.280	82,186	67,434	51,225	48,357	2,705	1,000	-1,275	2,705	1,000	-0,192	2,705	1,000	0,000
IT-01416	8.280	82,186	67,434	51,225	48,357	2,705	1,000	-1,275	2,705	1,000	-0,192	2,705	1,000	0,000
IT-01417	8.280	82,186	67,434	51,225	48,357	2,705	1,000	-1,275	2,705	1,000	-0,192	2,705	1,000	0,000
IT-01418	8.280	82,186	67,434	51,225	48,357	2,705	1,000	-1,275	2,705	1,000	-0,192	2,705	1,000	0,000
IT-01419	8.280	82,186	67,434	51,225	48,357	2,705	1,000	-1,275	2,705	1,000	-0,192	2,705	1,000	0,000
IT-01420	8.280	82,186	67,434	51,225	48,357	2,705	1,000	-1,275	2,705	1,000	-0,192	2,705	1,000	0,000
IT-01421	8.280	82,186	67,434	51,225	48,357	2,705	1,000	-1,275	2,705	1,000	-0,192	2,705	1,000	0,000
IT-01422	8.280	82,186	67,434	51,225	48,357	2,705	1,000	-1,275	2,705	1,000	-0,192	2,705	1,000	0,000
IT-01423	8.280	82,186	67,434	51,225	48,357	2,705	1,000	-1,275	2,705	1,000	-0,192	2,705	1,000	0,000
IT-01424	8.280	82,186	67,434	51,225	48,357	2,705	1,000	-1,275	2,705	1,000	-0,192	2,705	1,000	0,000
IT-01425	8.280	82,186	67,434	51,225	48,357	2,705	1,000	-1,275	2,705	1,000	-0,192	2,705	1,000	0,000
IT-01426	8.280	82,186	67,434	51,225	48,357	2,705	1,000	-1,275	2,705	1,000	-0,192	2,705	1,000	0,000
IT-01427	8.280	82,186	67,434	51,225	48,357	2,705	1,000	-1,275	2,705	1,000	-0,192	2,705	1,000	0,000

(*) La retribución a la operación de los años 2014, 2015 y 2016 no incorpora la compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, coste que es compensado a los titulares de las plantas mediante lo establecido en la disposición adicional segunda de esta orden.

ANEXO II

Hipótesis de cálculo específicas aplicables en el primer semiperiodo regulatorio

A continuación, se indican las hipótesis y criterios específicos diferentes o adicionales a los establecidos en el anexo III.1 de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio para el cálculo de los parámetros retributivos correspondientes al primer semiperiodo regulatorio.

1. Coeficiente de apuntamiento tecnológico.

Se ha utilizado el coeficiente de apuntamiento tecnológico para el año 2014 indicado por la Comisión Nacional de los Mercado y la Competencia (CNMC), con información disponible hasta el 31 de diciembre de 2013 y relativa a los años 2011, 2012 y 2013. El coeficiente de apuntamiento aplicado es el correspondiente al de tecnologías de tratamiento de residuos con un valor de 0,9997.

2. Inversiones.

Para cada instalación tipo se ha considerado una inversión por potencia eléctrica, obtenida a partir de los datos disponibles de las plantas de tratamiento de purines de porcino. Los datos utilizados figuran en el anexo III. Esta inversión también incluye los equipos de tratamiento del purín de porcino.

3. Coste de combustible.

Se ha considerado el precio medio del gas natural correspondiente al escalón de consumo 5 del Grupo 2 comunicado por los comercializadores de acuerdo con la Circular 5/2008, de 22 de diciembre, de la CNE para la actualización de la retribución a la operación hasta el segundo semestre de 2016, incluyendo dicho semestre. Los precios utilizados son los siguientes de acuerdo a la notación del artículo 3 de esta orden (valores sin impuesto especial de hidrocarburos):

PC_{14}: 3,1895 c€/kWh_{PCS}
PC15-2: 2,7411 c€/kWh_{PCS}
PC16-1: 2,2082 c€/kWh_{PCS}
PC16-2: 2,1128 c€/kWh_{PCS}

En el anexo III se indican los costes del combustible para cada instalación tipo y año de funcionamiento.

4. Costes de explotación.

También han sido incluidos otros costes de explotación diferentes al gas natural, procedentes de datos históricos disponibles de los titulares de las plantas de tratamiento de purines, considerando a partir del año 2013 un incremento anual del 1%. Se ha considerado que el coste derivado del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica en los años 2014, 2015 y 2016 será compensado de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional segunda.

5. Ingresos por venta de electricidad.

Para la elaboración de los parámetros retributivos también se ha considerado el precio histórico de venta de la electricidad de las plantas al Sistema según datos de la CNMC, así como las previsiones del precio de mercado de la energía eléctrica recogidas en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio.

6. Otros ingresos de explotación.

Adicionalmente han sido incluidos otros ingresos no eléctricos debidos fundamentalmente a la venta del fertilizante que se produce en el proceso de tratamiento del purín. Los valores históricos considerados se basan en datos disponibles de las plantas. Por otra parte, la valoración económica a futuro del fertilizante producido se ha realizado de acuerdo a estimaciones del Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente.

No se ha valorado económicamente el calor producido por los equipos de las plantas y utilizado en el proceso de tratamiento del purín.

7. Prestaciones de funcionamiento.

También se han utilizado datos de consumos de gas natural y producciones eléctricas bruta (en bornas de alternador) y vendida al Sistema, de tal forma que se han estandarizado rendimientos energéticos y consumo de servicios auxiliares para las distintas instalaciones tipo.

8. Horas equivalentes de funcionamiento.

Por último, en base a datos reales de producción eléctrica de las plantas de tratamiento de purín se han estandarizado horas equivalentes de funcionamiento para las instalaciones tipo.

ANEXO III

Parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo del anexo I aplicables al primer semiperiodo regulatorio

Código de identificación IT-01412

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 812.613
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2002	43,35	14,75	-	68,43	-	0,74	-	-	-
2003	47,04	17,54	-	62,68	-	0,73	7.997	-	-
2004	40,74	17,42	-	59,69	-	0,76	8.028	-	-
2005	46,28	20,55	-	89,63	-	0,82	7.886	-	-
2006	67,93	25,60	-	100,89	-	0,88	7.910	-	-
2007	69,09	20,74	-	91,83	-	0,88	7.929	-	-
2008	80,59	23,37	-	103,10	-	1,23	7.953	-	-
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	7.953	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	35,92	34,64	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	25,88 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	26,14 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	26,4 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	26,66 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	26,93 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	34,70	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	34,99	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	35,28	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	35,58	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	35,88	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	36,19	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926
2025	72,63	-	36,49	-	48,17	1,62	-	8.279	0,926
2026	72,63	-	36,80	-	48,17	1,64	-	8.279	0,926
2027	72,63	-	37,11	-	48,17	1,65	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

Código de identificación IT-01413

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 918.742
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2001	56,46	14,73	-	67,32	-	0,75	-	-	-
2002	43,35	14,75	-	68,43	-	0,74	7.997	-	-
2003	47,04	17,54	-	62,68	-	0,73	7.997	-	-
2004	40,74	17,42	-	59,69	-	0,76	8.028	-	-
2005	46,28	20,55	-	89,63	-	0,82	7.886	-	-
2006	67,93	25,60	-	100,89	-	0,88	7.910	-	-
2007	69,09	20,74	-	91,83	-	0,88	7.929	-	-
2008	80,59	23,37	-	103,10	-	1,23	7.953	-	-
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	7.953	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	37,49	36,55	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	27,54 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	27,88 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	28,23 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	28,62 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	28,97 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	37,20	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	37,62	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	38,02	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	38,34	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	38,67	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	39,00	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926
2025	72,63	-	39,33	-	48,17	1,62	-	8.279	0,926
2026	72,63	-	39,67	-	48,17	1,64	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

Código de identificación **IT-01414**

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 911.034
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2003	47,04	17,54	-	62,68	-	0,73	-	-	-
2004	40,74	17,42	-	59,69	-	0,76	8.028	-	-
2005	46,28	20,55	-	89,63	-	0,82	7.886	-	-
2006	67,93	25,60	-	100,89	-	0,88	7.910	-	-
2007	69,09	20,74	-	91,83	-	0,88	7.929	-	-
2008	80,59	23,37	-	103,10	-	1,23	7.953	-	-
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	7.953	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	37,49	36,42	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	27,54 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	27,88 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	28,23 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	28,62 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	28,97 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	37,07	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	37,49	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	37,89	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	38,21	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	38,54	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	38,87	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926
2025	72,63	-	39,20	-	48,17	1,62	-	8.279	0,926
2026	72,63	-	39,54	-	48,17	1,64	-	8.279	0,926
2027	72,63	-	39,88	-	48,17	1,65	-	8.279	0,926
2028	72,63	-	40,22	-	48,17	1,67	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

Código de identificación **IT-01415**

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 956.425
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2005	46,28	20,55	-	89,63	-	0,82	-	-	-
2006	67,93	25,60	-	100,89	-	0,88	7.910	-	-
2007	69,09	20,74	-	91,83	-	0,88	7.929	-	-
2008	80,59	23,37	-	103,10	-	1,23	7.953	-	-
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	7.953	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	37,49	36,59	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	27,54 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	27,88 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	28,23 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	28,62 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	28,97 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	37,23	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	37,66	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	38,06	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	38,38	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	38,71	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	39,04	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926
2025	72,63	-	39,37	-	48,17	1,62	-	8.279	0,926
2026	72,63	-	39,70	-	48,17	1,64	-	8.279	0,926
2027	72,63	-	40,04	-	48,17	1,65	-	8.279	0,926
2028	72,63	-	40,39	-	48,17	1,67	-	8.279	0,926
2029	72,63	-	40,73	-	48,17	1,69	-	8.279	0,926
2030	72,63	-	41,08	-	48,17	1,70	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

Código de identificación **IT-01416**

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 976.344
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2006	67,93	25,60	-	100,89	-	0,88	-	-	-
2007	69,09	20,74	-	91,83	-	0,88	7.929	-	-
2008	80,59	23,37	-	103,10	-	1,23	7.953	-	-
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	7.953	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	37,49	36,60	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	27,54 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	27,88 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	28,23 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	28,62 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	28,97 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	37,25	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	37,67	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	38,07	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	38,39	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	38,72	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	39,05	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926
2025	72,63	-	39,38	-	48,17	1,62	-	8.279	0,926
2026	72,63	-	39,72	-	48,17	1,64	-	8.279	0,926
2027	72,63	-	40,05	-	48,17	1,65	-	8.279	0,926
2028	72,63	-	40,40	-	48,17	1,67	-	8.279	0,926
2029	72,63	-	40,74	-	48,17	1,69	-	8.279	0,926
2030	72,63	-	41,09	-	48,17	1,70	-	8.279	0,926
2031	72,63	-	41,44	-	48,17	1,72	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

Código de identificación **IT-01417**

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 1.101.351
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2008	80,59	23,37	-	103,10	-	1,23	-	-	-
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	7.953	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	37,49	36,58	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	27,54 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	27,88 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	28,23 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	28,62 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	28,97 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	37,23	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	37,66	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	38,06	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	38,38	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	38,71	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	39,03	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926
2025	72,63	-	39,37	-	48,17	1,62	-	8.279	0,926
2026	72,63	-	39,70	-	48,17	1,64	-	8.279	0,926
2027	72,63	-	40,04	-	48,17	1,65	-	8.279	0,926
2028	72,63	-	40,38	-	48,17	1,67	-	8.279	0,926
2029	72,63	-	40,73	-	48,17	1,69	-	8.279	0,926
2030	72,63	-	41,08	-	48,17	1,70	-	8.279	0,926
2031	72,63	-	41,43	-	48,17	1,72	-	8.279	0,926
2032	72,63	-	41,79	-	48,17	1,74	-	8.279	0,926
2033	72,63	-	42,15	-	48,17	1,76	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

Código de identificación **IT-01418**

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 932.432
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	-	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	37,49	36,59	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	27,54 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	27,88 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	28,23 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	28,62 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	28,97 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	37,23	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	37,66	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	38,06	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	38,38	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	38,71	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	39,04	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926
2025	72,63	-	39,37	-	48,17	1,62	-	8.279	0,926
2026	72,63	-	39,70	-	48,17	1,64	-	8.279	0,926
2027	72,63	-	40,04	-	48,17	1,65	-	8.279	0,926
2028	72,63	-	40,39	-	48,17	1,67	-	8.279	0,926
2029	72,63	-	40,73	-	48,17	1,69	-	8.279	0,926
2030	72,63	-	41,08	-	48,17	1,70	-	8.279	0,926
2031	72,63	-	41,43	-	48,17	1,72	-	8.279	0,926
2032	72,63	-	41,79	-	48,17	1,74	-	8.279	0,926
2033	72,63	-	42,15	-	48,17	1,76	-	8.279	0,926
2034	72,63	-	42,51	-	48,17	1,77	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

Código de identificación **IT-01419**

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 784.131
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
1999	31,50	11,74	-	56,25	-	0,64	-	-	-
2000	48,84	11,86	-	59,82	-	0,65	7.997	-	-
2001	56,46	14,73	-	67,32	-	0,75	7.997	-	-
2002	43,35	14,75	-	68,43	-	0,74	7.997	-	-
2003	47,04	17,54	-	62,68	-	0,73	7.997	-	-
2004	40,74	17,42	-	59,69	-	0,76	8.028	-	-
2005	46,28	20,55	-	89,63	-	0,82	7.886	-	-
2006	67,93	25,60	-	100,89	-	0,88	7.910	-	-
2007	69,09	20,74	-	91,83	-	0,88	7.929	-	-
2008	80,59	23,37	-	103,10	-	1,23	7.953	-	-
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	7.953	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	37,49	36,54	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	27,54 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	27,88 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	28,23 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	28,62 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	28,97 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	37,19	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	37,62	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	38,01	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	38,34	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	38,66	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	38,99	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

Código de identificación **IT-01420**

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 876.642
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2000	48,84	11,86	-	59,82	-	0,65	-	-	-
2001	56,46	14,73	-	67,32	-	0,75	7.997	-	-
2002	43,35	14,75	-	68,43	-	0,74	7.997	-	-
2003	47,04	17,54	-	62,68	-	0,73	7.997	-	-
2004	40,74	17,42	-	59,69	-	0,76	8.028	-	-
2005	46,28	20,55	-	89,63	-	0,82	7.886	-	-
2006	67,93	25,60	-	100,89	-	0,88	7.910	-	-
2007	69,09	20,74	-	91,83	-	0,88	7.929	-	-
2008	80,59	23,37	-	103,10	-	1,23	7.953	-	-
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	7.953	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	37,49	36,62	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	27,54 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	27,88 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	28,23 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	28,62 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	28,97 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	37,27	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	37,70	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	38,10	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	38,42	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	38,74	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	39,07	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926
2025	72,63	-	39,40	-	48,17	1,62	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

Código de identificación **IT-01421**

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 918.742
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2001	56,46	14,73	-	67,32	-	0,75	-	-	-
2002	43,35	14,75	-	68,43	-	0,74	7.997	-	-
2003	47,04	17,54	-	62,68	-	0,73	7.997	-	-
2004	40,74	17,42	-	59,69	-	0,76	8.028	-	-
2005	46,28	20,55	-	89,63	-	0,82	7.886	-	-
2006	67,93	25,60	-	100,89	-	0,88	7.910	-	-
2007	69,09	20,74	-	91,83	-	0,88	7.929	-	-
2008	80,59	23,37	-	103,10	-	1,23	7.953	-	-
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	7.953	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	37,49	36,55	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	27,54 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	27,88 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	28,23 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	28,62 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	28,97 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	37,20	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	37,62	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	38,02	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	38,34	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	38,67	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	39,00	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926
2025	72,63	-	39,33	-	48,17	1,62	-	8.279	0,926
2026	72,63	-	39,67	-	48,17	1,64	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

Código de identificación **IT-01422**

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 812.613
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2002	43,35	14,75	-	68,43	-	0,74	-	-	-
2003	47,04	17,54	-	62,68	-	0,73	7.997	-	-
2004	40,74	17,42	-	59,69	-	0,76	8.028	-	-
2005	46,28	20,55	-	89,63	-	0,82	7.886	-	-
2006	67,93	25,60	-	100,89	-	0,88	7.910	-	-
2007	69,09	20,74	-	91,83	-	0,88	7.929	-	-
2008	80,59	23,37	-	103,10	-	1,23	7.953	-	-
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	7.953	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	37,49	36,35	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	27,54 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	27,88 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	28,23 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	28,62 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	28,97 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	36,99	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	37,42	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	37,82	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	38,14	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	38,47	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	38,80	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926
2025	72,63	-	39,13	-	48,17	1,62	-	8.279	0,926
2026	72,63	-	39,46	-	48,17	1,64	-	8.279	0,926
2027	72,63	-	39,80	-	48,17	1,65	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

Código de identificación **IT-01423**

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 911.034
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2003	47,04	17,54	-	62,68	-	0,73	-	-	-
2004	40,74	17,42	-	59,69	-	0,76	8.028	-	-
2005	46,28	20,55	-	89,63	-	0,82	7.886	-	-
2006	67,93	25,60	-	100,89	-	0,88	7.910	-	-
2007	69,09	20,74	-	91,83	-	0,88	7.929	-	-
2008	80,59	23,37	-	103,10	-	1,23	7.953	-	-
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	7.953	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	37,49	36,42	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	27,54 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	27,88 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	28,23 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	28,62 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	28,97 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	37,07	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	37,49	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	37,89	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	38,21	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	38,54	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	38,87	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926
2025	72,63	-	39,20	-	48,17	1,62	-	8.279	0,926
2026	72,63	-	39,54	-	48,17	1,64	-	8.279	0,926
2027	72,63	-	39,88	-	48,17	1,65	-	8.279	0,926
2028	72,63	-	40,22	-	48,17	1,67	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

Código de identificación **IT-01424**

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 945.350
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2004	40,74	17,42	-	59,69	-	0,76	-	-	-
2005	46,28	20,55	-	89,63	-	0,82	7.886	-	-
2006	67,93	25,60	-	100,89	-	0,88	7.910	-	-
2007	69,09	20,74	-	91,83	-	0,88	7.929	-	-
2008	80,59	23,37	-	103,10	-	1,23	7.953	-	-
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	7.953	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	37,49	36,39	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	27,54 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	27,88 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	28,23 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	28,62 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	28,97 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	37,03	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	37,46	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	37,86	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	38,18	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	38,51	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	38,84	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926
2025	72,63	-	39,17	-	48,17	1,62	-	8.279	0,926
2026	72,63	-	39,50	-	48,17	1,64	-	8.279	0,926
2027	72,63	-	39,84	-	48,17	1,65	-	8.279	0,926
2028	72,63	-	40,18	-	48,17	1,67	-	8.279	0,926
2029	72,63	-	40,53	-	48,17	1,69	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

Código de identificación **IT-01425**

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 956.425
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2005	46,28	20,55	-	89,63	-	0,82	-	-	-
2006	67,93	25,60	-	100,89	-	0,88	7.910	-	-
2007	69,09	20,74	-	91,83	-	0,88	7.929	-	-
2008	80,59	23,37	-	103,10	-	1,23	7.953	-	-
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	7.953	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	37,49	36,59	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	27,54 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	27,88 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	28,23 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	28,62 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	28,97 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	37,23	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	37,66	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	38,06	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	38,38	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	38,71	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	39,04	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926
2025	72,63	-	39,37	-	48,17	1,62	-	8.279	0,926
2026	72,63	-	39,70	-	48,17	1,64	-	8.279	0,926
2027	72,63	-	40,04	-	48,17	1,65	-	8.279	0,926
2028	72,63	-	40,39	-	48,17	1,67	-	8.279	0,926
2029	72,63	-	40,73	-	48,17	1,69	-	8.279	0,926
2030	72,63	-	41,08	-	48,17	1,70	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

Código de identificación **IT-01426**

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 976.344
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2006	67,93	25,60	-	100,89	-	0,88	-	-	-
2007	69,09	20,74	-	91,83	-	0,88	7.929	-	-
2008	80,59	23,37	-	103,10	-	1,23	7.953	-	-
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	7.953	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	37,49	36,60	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	27,54 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	27,88 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	28,23 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	28,62 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	28,97 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	37,25	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	37,67	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	38,07	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	38,39	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	38,72	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	39,05	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926
2025	72,63	-	39,38	-	48,17	1,62	-	8.279	0,926
2026	72,63	-	39,72	-	48,17	1,64	-	8.279	0,926
2027	72,63	-	40,05	-	48,17	1,65	-	8.279	0,926
2028	72,63	-	40,40	-	48,17	1,67	-	8.279	0,926
2029	72,63	-	40,74	-	48,17	1,69	-	8.279	0,926
2030	72,63	-	41,09	-	48,17	1,70	-	8.279	0,926
2031	72,63	-	41,44	-	48,17	1,72	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

Código de identificación **IT-01427**

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW): 932.432
Vida Útil Regulatoria (años): 25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	Futuro
-	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	h brutas	h brutas	p.u.
2009	63,14	21,70	-	115,77	-	1,65	-	-	-
2010	67,50	23,80	-	114,42	-	1,10	7.977	-	-
2011	76,65	24,88	-	126,80	-	1,11	8.137	-	-
2012	91,36	25,37	-	145,40	-	0,61	8.280	-	-
2013	93,48	37,49	36,59	147,06	47,52	0,62	4.400	3.878	0,926
2014	93,82	-	27,54 (*)	-	44,66	0,57	-	997	0,926
2015	85,37	-	27,88 (*)	-	45,88	0,88	-	50	0,926
2016	65,17	-	28,23 (*)	-	46,09	1,19	-	416	0,926
2017	69,24	-	28,62 (*)	-	48,17	1,50	-	2.329	0,926
2018	72,63	-	28,97 (*)	-	48,17	1,51	-	6.335	0,926
2019	72,63	-	37,23	-	48,17	1,53	-	8.279	0,926
2020	72,63	-	37,66	-	48,17	1,54	-	8.279	0,926
2021	72,63	-	38,06	-	48,17	1,56	-	8.279	0,926
2022	72,63	-	38,38	-	48,17	1,57	-	8.279	0,926
2023	72,63	-	38,71	-	48,17	1,59	-	8.279	0,926
2024	72,63	-	39,04	-	48,17	1,61	-	8.279	0,926
2025	72,63	-	39,37	-	48,17	1,62	-	8.279	0,926
2026	72,63	-	39,70	-	48,17	1,64	-	8.279	0,926
2027	72,63	-	40,04	-	48,17	1,65	-	8.279	0,926
2028	72,63	-	40,39	-	48,17	1,67	-	8.279	0,926
2029	72,63	-	40,73	-	48,17	1,69	-	8.279	0,926
2030	72,63	-	41,08	-	48,17	1,70	-	8.279	0,926
2031	72,63	-	41,43	-	48,17	1,72	-	8.279	0,926
2032	72,63	-	41,79	-	48,17	1,74	-	8.279	0,926
2033	72,63	-	42,15	-	48,17	1,76	-	8.279	0,926
2034	72,63	-	42,51	-	48,17	1,77	-	8.279	0,926

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013
(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional 2ª.

ANEXO IV

Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables al segundo semiperiodo regulatorio 2017-2019

1. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a los años 2017, 2018 y 2019: retribución a la inversión, número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo, umbral de funcionamiento y otros parámetros retributivos.

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste $C_{j,a}$	Retribución a la Inversión Rinv 2017-2019 (€/MW)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual Nh 2017 (h)	Umbral de funcionamiento anual Uf 2017 (h)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual Nh 2018 y 2019 (h) (**)	Umbral de funcionamiento anual Uf 2018 y 2019 (h) (**)	Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%) (***)		
								3 meses	6 meses	9 meses
IT-01412	25	1,0000	11.507	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%
IT-01413	25	1,0000	34.563	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%
IT-01414	25	1,0000	20.204	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%
IT-01415	25	1,0000	38.665	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%
IT-01416	25	1,0000	39.918	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%
IT-01417	25	1,0000	38.382	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%
IT-01418	25	1,0000	38.608	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%
IT-01419	25	1,0000	33.873	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%
IT-01420	25	1,0000	42.731	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%
IT-01421	25	1,0000	34.563	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%
IT-01422	25	1,0000	12.278	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%
IT-01423	25	1,0000	20.204	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%
IT-01424	25	1,0000	16.596	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%
IT-01425	25	1,0000	38.665	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%
IT-01426	25	1,0000	39.918	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%
IT-01427	25	1,0000	38.608	(*)	(*)	4.140	1.260	15%	30%	45%

(*) No se establecen valores para las horas mínimas (Nh), ni las horas umbrales de funcionamiento (Uf), ni los porcentajes de aplicación en los periodos de 3, 6 y 9 meses para el año 2017 de estas instalaciones tipo.

(**) Para el año 2018 se considerarán las horas mínimas (Nh) y umbrales (Uf) indicadas, multiplicadas por el número de días desde la publicación en BOE de la presente orden hasta el 31 de diciembre de 2018, y divididas entre 365. Para el año 2018 no serán de aplicación los porcentajes en los periodos de 3, 6 y 9 meses.

(***) Solo aplicable a horas mínimas (Nh) y umbrales (Uf) del año 2019.

2. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a los años 2017, 2018 y 2019: número de horas de funcionamiento máximo anual para la percepción de la retribución a la operación, valor de la retribución a la operación que será de aplicación en el primer y el segundo semestre de 2017 y en el primer semestre de 2018 y valores de las constantes A, B y C necesarias para la actualización semestral que se definen en la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio.

Código de identificación	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro Anual (h)	Retribución a la operación Ro 1.º semestre 2017 (€/MWh) (*)	Retribución a la operación Ro 2.º semestre 2017 (€/MWh) (*)	Retribución a la operación Ro 1.º semestre 2018 (€/MWh) (*)	1.º semestre 2017			2.º semestre 2017			1.º semestre 2018			2.º semestre 2018			1.º semestre 2019			2.º semestre 2019		
					A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
IT-01412	8.280	56,506	59,535	59,909	2,705	1,000	5,816	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,603	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	-0,078	2,908	1,000	0,000
IT-01413	8.280	58,615	61,644	62,111	2,705	1,000	5,949	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,696	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	-0,046	2,908	1,000	0,000
IT-01414	8.280	58,615	61,644	62,111	2,705	1,000	5,949	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,696	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	-0,002	2,908	1,000	0,000
IT-01415	8.280	58,615	61,644	62,111	2,705	1,000	5,949	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,696	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	-0,058	2,908	1,000	0,000
IT-01416	8.280	58,615	61,644	62,111	2,705	1,000	5,949	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,696	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	-0,062	2,908	1,000	0,000
IT-01417	8.280	58,615	61,644	62,111	2,705	1,000	5,949	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,696	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	-0,057	2,908	1,000	0,000
IT-01418	8.280	58,615	61,644	62,111	2,705	1,000	5,949	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,696	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	-0,058	2,908	1,000	0,000
IT-01419	8.280	58,615	61,644	62,111	2,705	1,000	5,949	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,696	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	-0,043	2,908	1,000	0,000
IT-01420	8.280	58,615	61,644	62,111	2,705	1,000	5,949	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,696	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	-0,070	2,908	1,000	0,000
IT-01421	8.280	58,615	61,644	62,111	2,705	1,000	5,949	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,696	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	-0,046	2,908	1,000	0,000
IT-01422	8.280	58,615	61,644	62,111	2,705	1,000	5,949	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,696	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	0,022	2,908	1,000	0,000
IT-01423	8.280	58,615	61,644	62,111	2,705	1,000	5,949	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,696	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	-0,002	2,908	1,000	0,000
IT-01424	8.280	58,615	61,644	62,111	2,705	1,000	5,949	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,696	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	0,009	2,908	1,000	0,000
IT-01425	8.280	58,615	61,644	62,111	2,705	1,000	5,949	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,696	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	-0,058	2,908	1,000	0,000
IT-01426	8.280	58,615	61,644	62,111	2,705	1,000	5,949	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,696	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	-0,062	2,908	1,000	0,000

Código de identificación	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro Anual (h)	Retribución a la operación Ro 1.º semestre 2017 (€/MWh) (*)	Retribución a la operación Ro 2.º semestre 2017 (€/MWh) (*)	Retribución a la operación Ro 1.º semestre 2018 (€/MWh) (*)	1.º semestre 2017			2.º semestre 2017			1.º semestre 2018			2.º semestre 2018			1.º semestre 2019			2.º semestre 2019		
					A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
IT-01427	8.280	58,615	61,644	62,111	2,705	1,000	5,949	2,705	1,000	0,000	2,705	1,000	1,696	2,705	1,000	0,000	2,908	1,000	-0,058	2,908	1,000	0,000

(*) La retribución a la operación de los años 2017 y 2018 no incorpora la compensación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, coste que es compensado a los titulares de las plantas mediante lo establecido en la disposición adicional segunda de esta orden.

ANEXO V

Hipótesis de cálculo consideradas para la actualización de los parámetros retributivos para el segundo semiperiodo regulatorio 2017-2019

1. Precio medio anual del mercado diario e intradiario de los años 2014, 2015, 2016, facilitado por la CNMC.

– Precio medio anual del mercado diario e intradiario año 2014: 42,06 €/MWh.
– Precio medio anual del mercado diario e intradiario año 2015: 50,30 €/MWh.
– Precio medio anual del mercado diario e intradiario año 2016 (oct. 2015-sept. 2016): 38,33 €/MWh.

2. Evolución anual del precio de mercado y establecimiento de los límites superiores e inferiores aplicables a los años 2017, 2018 y 2019 y posteriores.

Los valores de los precios del mercado eléctrico para los años 2017, 2018 y 2019 han sido calculados para cada uno de esos años como media aritmética (redondeada a dos decimales) de los precios, para periodos de suministro anuales, de los Contratos de Futuros, carga Base, para España, en los días que han estado abiertos a negociación durante el periodo de seis meses entre el 1 de julio de 2016 y el 31 de diciembre de 2016, en virtud del artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Los valores de los precios estimados del mercado y de los límites anuales superiores e inferiores del precio medio anual del mercado diario e intradiario, para la aplicación de lo dispuesto en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, serán los siguientes:

	2017	2018	2019	2020 en adelante
Precio estimado del mercado (€/MWh)	42,84	41,54	41,87	52,00
LS2 (€/MWh)	49,81	48,30	48,68	60,00
LS1 (€/MWh)	46,33	44,92	45,28	56,00
LI1 (€/MWh)	39,35	38,16	38,46	48,00
LI2 (€/MWh)	35,87	34,78	35,06	44,00

3. Coeficientes de apuntamiento tecnológico.

Los coeficientes de apuntamiento tecnológico estimados para el año 2017 y posteriores corresponden a la media aritmética de los coeficientes de apuntamiento calculados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) para los años 2014 y 2015. Con estos valores se obtiene un coeficiente de apuntamiento tecnológico de 1,0240 aplicable a las tecnologías de tratamiento de residuos.

4. Coste de combustible.

Para la actualización de la retribución a la operación del primer y segundo semestre de 2017 se ha utilizado el precio medio del gas natural correspondiente al escalón de consumo 5 del Grupo 2 comunicado por los comercializadores de acuerdo con la Circular 5/2008, de 22 de diciembre, de la CNE. El dato correspondiente al primer semestre de 2017 es 2,2562 c€/kWh$_{PCS}$.

5. Costes de explotación.

Han sido incluidos otros costes de explotación diferentes al gas natural. Se ha considerado que el coste derivado del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica en los años 2017 y 2018 será compensado de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional segunda.

ANEXO VI

Parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo para el segundo semiperiodo regulatorio 2017-2019

Código de identificación: IT-01412

Caracterización de la Instalación Tipo:

			2014	2015	2016
VNA 2014 (€/MW)	94.781				
VNA 2017 (€/MW):	84.605				
Vida Útil Regulatoria (años):	25	Vadj (€/MW)	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	26,66 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

Código de identificación: IT-01413

Caracterización de la Instalación Tipo:

			2014	2015	2016
VNA 2014 (€/MW)	278.892				
VNA 2017 (€/MW):	238.352				
Vida Útil Regulatoria (años):	25	Vadj (€/MW)	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	28,62 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

Código de identificación: IT-01414

Caracterización de la Instalación Tipo:

			2014	2015	2016
VNA 2014 (€/MW)	176.040				
VNA 2017 (€/MW):	157.125				
Vida Útil Regulatoria (años):	25	Vadj (€/MW)	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	28,62 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

Código de identificación: IT-01415

Caracterización de la Instalación Tipo:

			2014	2015	2016
VNA 2014 (€/MW)	363.961				
VNA 2017 (€/MW):	330.222				
Vida Útil Regulatoria (años):	25	Vadj (€/MW)	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	28,62 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

Código de identificación: **IT-01416**

Caracterización de la Instalación Tipo:

VNA 2014 (€/MW)	386.946
VNA 2017 (€/MW):	354.607
Vida Útil Regulatoria (años):	25

Vadj (€/MW)	2014	2015	2016
	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	28,62 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

Código de identificación: **IT-01417**

Caracterización de la Instalación Tipo:

VNA 2014 (€/MW)	391.084
VNA 2017 (€/MW):	364.620
Vida Útil Regulatoria (años):	25

Vadj (€/MW)	2014	2015	2016
	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	28,62 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

Código de identificación: **IT-01418**

Caracterización de la Instalación Tipo:

VNA 2014 (€/MW)	402.061
VNA 2017 (€/MW):	377.457
Vida Útil Regulatoria (años):	25

Vadj (€/MW)	2014	2015	2016
	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	28,62 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

Código de identificación: **IT-01419**

Caracterización de la Instalación Tipo:

VNA 2014 (€/MW)	245.282
VNA 2017 (€/MW):	199.186
Vida Útil Regulatoria (años):	25

Vadj (€/MW)	2014	2015	2016
	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	28,62 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

Código de identificación: **IT-01420**

Caracterización de la Instalación Tipo:

VNA 2014 (€/MW)	328.663
VNA 2017 (€/MW):	273.752
Vida Útil Regulatoria (años):	25

Vadj (€/MW)	2014	2015	2016
	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	28,62 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

Código de identificación: **IT-01421**

Caracterización de la Instalación Tipo:

VNA 2014 (€/MW)	278.892
VNA 2017 (€/MW):	238.352
Vida Útil Regulatoria (años):	25

Vadj (€/MW)	2014	2015	2016
	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	28,62 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

Código de identificación: **IT-01422**

Caracterización de la Instalación Tipo:

VNA 2014 (€/MW)	101.369
VNA 2017 (€/MW):	90.277
Vida Útil Regulatoria (años):	25

Vadj (€/MW)	2014	2015	2016
	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	28,62 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

Código de identificación: **IT-01423**

Caracterización de la Instalación Tipo:

VNA 2014 (€/MW)	176.040
VNA 2017 (€/MW):	157.125
Vida Útil Regulatoria (años):	25

Vadj (€/MW)	2014	2015	2016
	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	28,62 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

Código de identificación: **IT-01424**

Caracterización de la Instalación Tipo:

VNA 2014 (€/MW)	149.334
VNA 2017 (€/MW):	135.628
Vida Útil Regulatoria (años):	25

Vadj (€/MW)	2014	2015	2016
	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	28,62 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

Código de identificación: **IT-01425**

Caracterización de la Instalación Tipo:

VNA 2014 (€/MW)	363.961
VNA 2017 (€/MW):	330.222
Vida Útil Regulatoria (años):	25

Vadj (€/MW)	2014	2015	2016
	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	28,62 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

Código de identificación: **IT-01426**

Caracterización de la Instalación Tipo:

VNA 2014 (€/MW)	386.946
VNA 2017 (€/MW):	354.607
Vida Útil Regulatoria (años):	25

Vadj (€/MW)	2014	2015	2016
	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	28,62 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

Código de identificación: **IT-01427**

Caracterización de la Instalación Tipo:

VNA 2014 (€/MW)	402.061
VNA 2017 (€/MW):	377.457
Vida Útil Regulatoria (años):	25

Vadj (€/MW)	2014	2015	2016
	993	0	2.091

Periodo	Coste de combustible	Costes de explotación	Ingresos venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros costes evitados	Relación electricidad exportada / electricidad bruta
	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	€/MWhE brutos	p.u.
2017 - 1er semestre	67,84	28,62 (*)	40,65	1,50	0,926

Se muestran costes e ingresos del primer semestre del año 2017 utilizados para el cálculo de la retribución a la operación de dicho semestre.

(*) No incluye el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que se compensará de acuerdo a la disposición adicional 2ª.

§ 78

Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 51, de 28 de febrero de 2020
Última modificación: 14 de diciembre de 2022
Referencia: BOE-A-2020-2838

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece el nuevo marco retributivo de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Este nuevo marco se ha plasmado, en primer lugar, en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y, posteriormente, mediante la aprobación de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Adicionalmente, diversas disposiciones han venido aprobando otras instalaciones tipo y sus parámetros retributivos. Son las siguientes:

a) Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

b) Orden IET/1344/2015, de 2 de julio, por la que se aprueban las instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

c) Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, convocada al amparo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y se aprueban sus parámetros retributivos.

d) Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

e) Orden IET/1209/2016, de 20 de julio, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2016 y se aprueba una instalación tipo y sus correspondientes parámetros retributivos.

f) Orden ETU/1046/2017, de 27 de octubre, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2017, se aprueban instalaciones tipo y se establecen sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

g) Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos.

h) Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico, los parámetros retributivos correspondientes, y demás aspectos que serán de aplicación para el cupo de 3.000 MW de potencia instalada, convocado al amparo del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.

i) Orden ETU/360/2018, de 6 de abril, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre natural del año 2018 y por la que se aprueba una instalación tipo y se establecen sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

j) Orden TEC/427/2019, de 5 de abril, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2018 y por la que se aprueban instalaciones tipo y se establecen sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

El artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que los parámetros de retribución del régimen retributivo específico de las actividades de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos se fijarán por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años. En relación con el primer periodo regulatorio, la disposición adicional décima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece su inicio en la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico y su finalización el 31 de diciembre de 2019, sucediéndose los siguientes periodos regulatorios de forma consecutiva a partir del 1 de enero de 2020.

De acuerdo con lo anterior, el artículo 15 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, prevé que cada periodo regulatorio se dividirá en dos semiperiodos regulatorios de tres años y la disposición adicional primera, establece que el primer periodo regulatorio será el comprendido entre la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y el 31 de diciembre de 2019, y el primer semiperiodo regulatorio será el comprendido entre la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y el 31 de diciembre de 2016.

El artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, establecen que al finalizar cada periodo regulatorio, que tendrá una duración de seis años, se podrán revisar los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, excepto la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial, mientras que al finalizar cada semiperiodo regulatorio, que tendrá una duración de tres años, se revisarán para el resto del periodo regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía, mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo (actualmente Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico), previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Adicionalmente, los citados preceptos establecen que al menos anualmente, se revisará, de acuerdo con la metodología que reglamentariamente se establezca, la retribución a la operación para aquellas instalaciones tipo a las que resulte de aplicación y cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible. Dicha metodología se define en la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de

actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico. Esta orden prevé que la revisión se realizará semestralmente.

Adicionalmente, el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que entre los parámetros retributivos que se podrán modificar se encuentra el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable en lo que reste de vida regulatoria de las instalaciones tipo que se fijará por norma con rango de ley.

Por otra parte, el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, recoge en el artículo 19 el procedimiento para la revisión del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de las instalaciones, en caso de que dicha revisión decidiera llevarse a cabo.

Mediante el artículo único del Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación, se establece en el 7,09% el valor de la rentabilidad razonable aplicable en lo que reste de vida útil regulatoria de las instalaciones tipo, que se utilizará para la revisión y actualización de los parámetros retributivos que serán de aplicación durante el segundo periodo regulatorio.

La disposición final tercera bis de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en la redacción dada por la disposición final segunda del Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, dispone que, excepcionalmente, cuando se verifiquen determinados requisitos, para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable fijada para el primer periodo regulatorio, no podrá ser revisado durante los dos periodos regulatorios que se sucedan, de manera consecutiva, a partir del 1 de enero de 2020, pudiendo estas instalaciones renunciar a dicha excepcionalidad, con anterioridad al 1 de abril de 2020, ante la Dirección General de Política Energética y Minas.

De acuerdo con lo anterior, en esta orden se considera que el valor sobre el que gira la rentabilidad razonable de las instalaciones que han obtenido el derecho a la percepción del régimen retributivo específico con posterioridad al Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, es del 7,09%, mientras que en el caso de las instalaciones que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, la rentabilidad es del 7,398% si se verifican los requisitos establecidos en dicha disposición final tercera bis o del 7,09% en caso contrario.

Finalizado el primer periodo regulatorio, y teniendo en consideración lo que establece la disposición adicional única del citado Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, procede la aprobación de esta orden con anterioridad al 29 de febrero de 2020, siendo de aplicación los parámetros retributivos resultantes de dicha revisión desde el inicio del periodo regulatorio, el 1 de enero de 2020.

Mediante esta orden se establecen los parámetros retributivos para el segundo periodo regulatorio, comprendido entre el 1 de enero del 2020 y el 31 de diciembre de 2025, sin perjuicio de las revisiones previstas en cada semiperiodo regulatorio y de las revisiones de retribución a la operación que, semestralmente, se realizarán sobre la retribución de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible. A la vista de la existencia de futuras revisiones, en esta orden se establece la retribución a la inversión y, en su caso, la retribución a la operación, para el semiperiodo regulatorio 2020-2022. Para las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible el valor de la retribución a la operación se establece para el primer semestre de 2020.

La revisión que se recoge en esta orden hace referencia a todas las instalaciones tipo aprobadas hasta ahora, con independencia de la orden a través de la cual se hayan aprobado, lo que permite tener en una única disposición los parámetros retributivos de todas ellas.

Para facilitar la visión global de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, se incluyen, para cada una de ellas, no sólo los parámetros que son objeto de revisión, sino también, a título informativo, aquellos que se mantienen invariables y que fueron establecidos por las órdenes citadas anteriormente, que aprobaron las instalaciones tipo.

No obstante, no se actualizan parámetros retributivos de las instalaciones tipo cuyas instalaciones a ellas asignadas hayan superado su vida útil regulatoria antes del 1 de enero de 2020 y no tengan derecho a la percepción del régimen retributivo específico.

Tampoco se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares recogidos en el anexo I de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, y aplicables a las instalaciones cuyo régimen retributivo específico se asignara mediante el procedimiento de subasta establecido en la orden citada, debido a que no se ha celebrado hasta ahora ninguna subasta al amparo de la misma y, por lo tanto, no se han aprobado los parámetros retributivos de dichas instalaciones tipo. Sí se actualizan, sin embargo, los valores del incentivo a la inversión por reducción del coste de generación y el resto de parámetros retributivos de las instalaciones tipo aprobadas por el anexo II de la citada orden.

Adicionalmente, se aprueban las nuevas instalaciones tipo y los parámetros retributivos requeridos para la asignación de las instalaciones a las que no resulte de aplicación lo dispuesto en la disposición final tercera bis.1 por aplicación de lo dispuesto en la disposición final tercera bis.2 o en la disposición final tercera bis.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y se establece el procedimiento de reasignación de estas instalaciones a las instalaciones tipo que les corresponda según la rentabilidad razonable que les sea de aplicación.

Por otra parte, con el objetivo de asignar correctamente los costes asociados a la adquisición de derechos de emisión, teniendo en cuenta la diferencia existente en la asignación de derechos gratuitos en sectores considerados en riesgo de fuga de carbono en relación con el resto de sectores, se aprueban las nuevas instalaciones tipo y parámetros retributivos requeridos para la asignación de las instalaciones no incluidas en sectores considerados en riesgo de fuga de carbono. Este proceso de asignación requerirá de solicitud por parte del interesado, quien deberá acreditar la pertenencia de la instalación a sectores o subsectores que no están en riesgo de fuga de carbono.

Finalmente, se aprueba el precio de mercado estimado para cada año del semiperiodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2022.

Esta orden ministerial ha sido elaborada teniendo en cuenta los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia, y eficiencia que conforman los principios de buena regulación a que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

De este modo, cumple con el principio de necesidad al ser la aprobación de esta orden ministerial el instrumento definido en el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, para realizar la actualización de los parámetros retributivos del régimen retributivo específico prevista en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. También cumple con el principio de eficacia, al ser la norma adecuada para la consecución de dichos objetivos.

Se adecúa, asimismo, al principio de proporcionalidad, dado que la norma contiene la regulación imprescindible para atender la necesidad a cubrir, sin que existan otras medidas menos restrictivas de derechos o que impongan menos obligaciones a los destinatarios para la consecución de los fines previstos en la misma.

Por otra parte, se ajusta al principio de seguridad jurídica, al desarrollar y ser coherente con lo establecido en las disposiciones legales y reglamentarias que le sirven de fundamento.

También cumple con el principio de transparencia, al haberse evacuado, en su tramitación, los correspondientes trámites de información pública y audiencia. Además, define claramente sus objetivos, tanto en el preámbulo del mismo como en la Memoria de Análisis del Impacto normativo que la acompaña.

Por último, es coherente con el principio de eficiencia, dado que esta norma no impone cargas administrativas innecesarias o accesorias.

De conformidad con el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, esta orden ministerial ha sido sometida a información pública y trámite de audiencia mediante su publicación en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica. Adicionalmente, el trámite de audiencia también se ha evacuado mediante consulta a los representantes del Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo a lo previsto en la disposición

transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, del que forman parte las comunidades autónomas.

Según lo establecido en el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, lo dispuesto en esta orden ministerial ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su informe denominado «Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden por la que se actualizan los parámetros retributivos de las Instalaciones Tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020», aprobado por la sala de supervisión regulatoria en su sesión del día 30 de enero de 2020 (IPN/CNMC/001/20).

Mediante acuerdo de 21 de febrero de 2020, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado a la Vicepresidenta Cuarta del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a dictar esta orden.

En su virtud, a propuesta de la Vicepresidenta Cuarta del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con la aprobación previa de la Ministra de Política Territorial y Función Pública, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden:

a) La actualización de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden, para el periodo regulatorio comprendido entre 1 de enero de 2020 y 31 de diciembre de 2025, sin perjuicio de las actualizaciones previstas en el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y en el artículo 3 de la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico.

A tal efecto, se establecen los valores de la retribución a la inversión y, en su caso, los valores de la retribución a la operación para el semiperiodo regulatorio 2020-2022, a excepción de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible, para las que se establecen los valores de la retribución a la operación para el primer semestre de 2020.

b) Se establecen nuevas instalaciones tipo para la asignación de las instalaciones a las que no resulte de aplicación lo dispuesto en la disposición final tercera bis.1 por aplicación de lo dispuesto en la disposición final tercera bis.2 o en la disposición final tercera bis.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, así como para la asignación de instalaciones no incluidas en sectores considerados en riesgo de fuga de carbono.

c) Se establece, en caso de necesidad, el procedimiento de reasignación aplicable a las instalaciones a las que no resulte de aplicación lo dispuesto en la disposición final tercera bis.1 por aplicación de lo dispuesto en la disposición final tercera bis.2 o en la disposición final tercera bis.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, así como el procedimiento de reasignación aplicable a las instalaciones para las que haya quedado acreditada su pertenencia a sectores o subsectores que no están en riesgo de fuga de carbono.

d) Se aprueba el precio de mercado estimado para cada año del semiperiodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2022.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta orden será de aplicación a las instalaciones tipo definidas en las siguientes disposiciones:

a) Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

b) Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

c) Orden IET/1344/2015, de 2 de julio, por la que se aprueban las instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

d) Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, convocada al amparo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y se aprueban sus parámetros retributivos.

e) Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

f) Orden IET/1209/2016, de 20 de julio, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2016 y se aprueba una instalación tipo y sus correspondientes parámetros retributivos.

g) Orden ETU/1046/2017, de 27 de octubre, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2017, se aprueban instalaciones tipo y se establecen sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

h) Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos.

i) Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico, los parámetros retributivos correspondientes, y demás aspectos que serán de aplicación para el cupo de 3.000 MW de potencia instalada, convocado al amparo del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.

j) Orden ETU/360/2018, de 6 de abril, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre natural del año 2018 y por la que se aprueba una instalación tipo y se establecen sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

k) Orden TEC/427/2019, de 5 de abril, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2018 y por la que se aprueban instalaciones tipo y se establecen sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Artículo 3. *Aprobación del precio de mercado estimado para cada año del tercer semiperiodo regulatorio.*

De conformidad con lo establecido en el artículo 22.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se aprueban los valores del precio del mercado estimado para los años 2020, 2021 y 2022 que son respectivamente 54,42 €/MWh, 52,12 €/MWh y 48,82 €/MWh.

Artículo 4. *Instalaciones tipo y actualización de sus parámetros retributivos.*

1. En el anexo I se recoge el conjunto de todas las instalaciones tipo, tanto las creadas mediante las órdenes ministeriales recogidas en el artículo 2, como las nuevas instalaciones tipo creadas mediante esta orden ministerial.

El apartado A del anexo I recoge, a título meramente informativo, los códigos identificativos de las instalaciones tipo aprobadas en las órdenes ministeriales recogidas en el artículo 2.

Mediante el apartado B del anexo I se aprueban nuevas instalaciones tipo cuyos costes de explotación se ven afectados por los costes asociados a la adquisición de derechos de

emisión y que pertenecen a sectores o subsectores que no están en riesgo de fuga de carbono.

Mediante el apartado C del anexo I se aprueban nuevas instalaciones tipo para las que no resulte de aplicación lo dispuesto en la disposición final tercera bis.1 por aplicación de lo dispuesto en la disposición final tercera bis.2 o en la disposición final tercera bis.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a los años 2020, 2021 y 2022, serán los recogidos en el anexo II, excepto los relacionados con la retribución a la operación.

3. Para las instalaciones tipo cuyos costes de explotación no dependen esencialmente del precio de combustible se establecen, en el apartado A del anexo III, los valores del número de horas de funcionamiento máximo anual para la percepción de la retribución a la operación y los valores de la retribución a la operación, que serán de aplicación en 2020, 2021 y 2022.

4. Para las instalaciones tipo, cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio de combustible se establecen, en el apartado B del anexo III, el número de horas de funcionamiento máximo anual para la percepción de la retribución a la operación, el valor de la retribución a la operación que será de aplicación en el primer semestre de 2020 y los valores de las constantes A, B y C definidas en la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, para la actualización semestral desde el segundo semestre del año 2020 hasta el segundo semestre del año 2022.

5. Los valores del incentivo a la inversión por reducción del coste de generación de las instalaciones tipo aprobadas por el anexo II de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto y por la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, aplicables a los años 2020, 2021 y 2022 serán los recogidos en el anexo IV de esta orden.

6. Para la actualización de los parámetros retributivos referidos en los apartados anteriores se utilizarán las hipótesis de cálculo recogidas en el anexo V y los parámetros incluidos en el anexo VI.

7. Para la actualización de los parámetros retributivos referidos en los apartados anteriores se utilizarán las metodologías establecidas en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, con las particularidades recogidas en los anexos VI y anexo XIII de dicho real decreto.

8. El anexo VII recoge el listado de instalaciones tipo cuya vida útil regulatoria ha finalizado con anterioridad al inicio del segundo periodo regulatorio y para las cuales, en consecuencia, no se han revisado los parámetros retributivos.

Artículo 5. *Reasignación de las instalaciones no incluidas en sectores considerados en riesgo de fuga de carbono.*

1. Aquella instalación incluida en el régimen de comercio de derechos de emisión, que realice su actividad en un sector o subsector que no figure en la lista de sectores y subsectores que se consideran en riesgo de fuga de carbono según la normativa de aplicación vigente en cada momento, podrá solicitar hasta el 30 de junio de 2020, la asignación a la instalación tipo que no está en riesgo de fuga de carbono, de idénticas características técnicas y económicas a la que esté asignada en el momento de entrada en vigor de esta orden.

Las citadas solicitudes se dirigirán a la Dirección General de Política Energética y Minas y se presentarán por medios electrónicos de acuerdo con el artículo 14.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

2. La persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá la solicitud de asignación a la instalación tipo referida en el apartado anterior, en el registro de régimen retributivo específico en el caso en que haya quedado acreditada su pertenencia a sectores o subsectores que no están en riesgo de fuga de carbono, pudiendo realizar a estos efectos las comprobaciones y, en su caso, inspecciones que considere oportunas.

El plazo máximo para resolver y notificar la resolución del procedimiento será de tres meses contados desde la fecha en que la solicitud haya tenido entrada en el registro electrónico de la Administración competente para su tramitación. Una vez transcurrido dicho plazo sin haberse notificado resolución expresa, los interesados podrán entender

desestimadas sus solicitudes por silencio administrativo, en aplicación de la disposición adicional tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Contra esta resolución, que no pone fin a la vía administrativa, se podrá interponer recurso de alzada ante la Secretaria de Estado de Energía de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 121 y 122 conforme a lo establecido en la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

3. La asignación a las instalaciones tipo previstas en este artículo causará efecto desde el 1 de enero de 2020.

Artículo 6. *Reasignación de las instalaciones afectadas por la disposición final tercera bis de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.*

1. La persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas, a petición del interesado, resolverá la solicitud de renuncia a la aplicación de lo previsto en la disposición final tercera bis.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, procediendo a la asignación de la instalación a la instalación tipo correspondiente, a la que será de aplicación el valor de la rentabilidad razonable dispuesto en el artículo único del Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.

Las solicitudes se dirigirán a la Dirección General de Política Energética y Minas y se presentarán por medios electrónicos de acuerdo con el artículo 14.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

2. La Abogacía del Estado comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas la identificación de aquellas instalaciones que inicien o hayan iniciado previamente algún procedimiento arbitral o judicial a los que hace referencia la disposición final tercera bis.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

3. La persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas, en relación con las instalaciones referidas en el apartado anterior, resolverá su asignación a la instalación tipo correspondiente, a la que será de aplicación el valor de la rentabilidad razonable dispuesto en el artículo único del Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, con efecto 1 de enero de 2020.

4. Para aquellas instalaciones mencionadas en el apartado 2 de este artículo que acrediten ante la Dirección General de Política Energética y Minas, antes del 30 de septiembre de 2020, la terminación anticipada del procedimiento arbitral o judicial y la renuncia fehaciente a su reinicio o a su continuación, o la renuncia a la percepción de indemnización o compensación que haya sido reconocida como consecuencia de tales procedimientos, la Dirección General de Política Energética y Minas procederá a su asignación a la instalación tipo correspondiente, a la que será de aplicación el valor de la rentabilidad razonable dispuesto en la disposición final tercera bis.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, con efecto 1 de enero de 2020.

5. Asimismo, la Abogacía del Estado comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas la identificación de aquellas instalaciones que hayan percibido la indemnización o compensación a las que hace referencia la disposición final tercera bis.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

6. La Dirección General de Política Energética y Minas, en relación con las instalaciones referidas en el apartado anterior, acordará la revocación del régimen retributivo excepcional previsto en la disposición final tercera bis.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y resolverá su asignación a la instalación tipo correspondiente, a la que será de aplicación el valor de la rentabilidad razonable dispuesto en el artículo único del Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre.

7. El plazo máximo para resolver y notificar la resolución de los procedimientos citados en este artículo será de seis meses contados desde la fecha en que la solicitud haya tenido entrada en el registro electrónico de la Administración competente para su tramitación o del acuerdo de incoación. Una vez transcurrido dicho plazo sin haberse notificado resolución expresa, los interesados podrán entender desestimadas sus solicitudes por silencio administrativo, en aplicación de la disposición adicional tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Contra estas resoluciones, que no ponen fin a la vía administrativa, se podrá interponer recurso de alzada ante la Secretaria de Estado de Energía de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 121 y 122 conforme a lo establecido en la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

8. En la liquidación inmediatamente posterior a la resolución que pone fin al procedimiento de asignación de una instalación a la instalación tipo correspondiente conforme a lo estipulado en los anteriores apartados, se llevará a cabo la liquidación de las aplicaciones de pago, o en su caso, los derechos de cobro que resulten de aplicación.

Una vez aprobada la resolución que pone fin al procedimiento de asignación de una instalación a la instalación tipo correspondiente conforme a lo estipulado en los anteriores apartados, dicha resolución será comunicada al organismo encargado de las liquidaciones, para que la aplique en la siguiente liquidación.

En el caso de que la suma de liquidaciones a realizar al sujeto de liquidación como consecuencia de la anterior resolución resultase negativa, no se incluirá en el siguiente cierre, y se pospondrá su aplicación hasta que dicha suma resulte positiva o se llegue al cierre de la liquidación provisional número 12 del ejercicio que corresponda, lo que antes ocurra. En ese momento, todas las liquidaciones, independientemente de su signo, se incluirán en las obligaciones de pago o derechos de cobro que correspondan.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cualesquiera disposiciones de rango igual o inferior en cuanto se opongan a lo establecido en esta orden.

Disposición final primera. *Títulos competenciales.*

Esta orden se dicta al amparo de las reglas 13ª y 25ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado». En todo caso, de conformidad con lo establecido en la disposición adicional única del Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, los valores de los parámetros retributivos establecidos en esta orden serán de aplicación desde el 1 de enero de 2020.

ANEXOS

[Los Anexos I a VI se han omitido. Consúltese el PDF oficial, así como la modificación de los anexos I a III efectuada por la disposición final primera de la Orden TED/257/2021, de 18 de marzo, Ref. BOE-A-2021-4371, la modificación del anexo VI efectuada por la disposición final segunda de la Orden TED/989/2022, de 11 de octubre. Ref. BOE-A-2022-17167 y la actualización, para el año 2022, de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo recogidas en el Anexo I, por la Orden TED/1232/2022, de 2 de diciembre. Ref. BOE-A-2022-21138]

Información relacionada

- Véase la Sentencia del TS de 7 de junio de 2021, declarando la nulidad de los parámetros retributivos indicados. Ref. BOE-A-2021-16409

§ 79

Orden TED/765/2020, de 3 de agosto, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía térmica con fuentes de energía renovable, susceptibles de ser cofinanciadas con fondos de la Unión Europea

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 211, de 5 de agosto de 2020
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2020-9261

I

La Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, modifica y refunde los cambios realizados en la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de la energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

En su artículo 3 dicta que los Estados miembros velarán conjuntamente por que la cuota de energía procedente de fuentes renovables sea de, al menos, el 32 % del consumo final bruto de energía de la Unión Europea en 2030.

Además, la Estrategia Europea relativa a la Calefacción y Refrigeración contenida en la Comunicación de la Comisión Europea de 16 de febrero de 2016 proporciona un marco para mejorar la eficiencia y aumentar el uso de energías renovables en la calefacción y la refrigeración en edificios e industrias mediante las políticas de la Unión Europea.

Por otro lado, el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la Gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima establece la obligatoriedad de que todos los Estados miembros elaboren un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). La agregación de los distintos Planes de cada Estado Miembro servirá a la Comisión para determinar el grado de cumplimiento de los objetivos de la Unión en su conjunto.

El PNIEC español incluye entre los objetivos energéticos, lograr en 2030 una presencia de las energías renovables sobre el uso final de energía del 42 %.

Para alcanzar sus objetivos energéticos, los Estados miembros de la Unión Europea pueden utilizar mecanismos de apoyo, debidamente justificados de acuerdo con la normativa europea.

Por otro lado, si bien la actividad de generación de energía térmica a partir de fuentes de energía renovable y las instalaciones de producción de gases renovables generan ahorros debido a la eliminación del uso de combustibles fósiles, estos no son suficientes para

recuperar sus costes de inversión, por lo que se hace necesaria la concesión de ayudas públicas.

Por los motivos anteriormente descritos, y para asegurar la ejecución de las instalaciones de producción de energía térmica con fuentes de energía renovable y de las instalaciones de producción de gases renovables en el territorio nacional, se establecen las presentes bases para la concesión de ayudas a la inversión en las instalaciones previstas en esta orden.

II

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 17.1 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, la presente orden ministerial establece las bases reguladoras de las ayudas destinadas a instalaciones de producción de energía térmica con fuentes de energía renovable y a instalaciones de producción de gases renovables en todo el territorio nacional susceptibles de ser cofinanciadas con Fondos de la Unión Europea, tanto procedentes del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), como de otros instrumentos dirigidos a apoyar la recuperación económica.

Estas ayudas adoptarán la forma de subvención, utilizando el procedimiento ordinario de concesión de subvenciones en régimen de concurrencia competitiva, según lo establecido en el artículo 22.1 de la citada ley.

En todas las fases del procedimiento se establece la obligación de relacionarse electrónicamente a todos los sujetos implicados, incluidas las personas físicas a las que, de acuerdo con el artículo 14 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, se les presupone la capacidad técnica necesaria para poder realizar las actuaciones objeto de las ayudas, quedando acreditado que tienen acceso y disponibilidad de los medios electrónicos necesarios.

El programa de ayudas regulado mediante las presentes bases se adapta a las especificaciones contenidas en la Comunicación de la Comisión Europea (2014/C 200/01) referida a las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020, y especialmente a lo establecido en el capítulo 3 relativo a la evaluación de la compatibilidad con arreglo al artículo 107, apartado 3, letra c), del Tratado y a lo dispuesto en el Reglamento (UE) n.º 651/2014, de la Comisión, de 17 de junio 2014, por el que se declaran determinadas categorías de ayudas compatibles con el mercado interior en aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado.

En virtud del cumplimiento de las condiciones del reglamento citado, las ayudas reguladas en las presentes bases están exentas de la notificación previa a la Comisión Europea, pero las convocatorias que se realicen al amparo de las mismas deberán ser comunicadas para su registro en la Comisión Europea.

Por su parte, la Administración General del Estado, a través de la Dirección General de Fondos Europeos del entonces Ministerio de Hacienda y Función Pública, elaboró el Programa Operativo de Crecimiento Sostenible para el periodo 2014-2020 (POCS), aprobado por Decisión de Ejecución de la Comisión C(2015) 5220 de 22 de julio de 2015, y que ha quedado incorporado en el Programa Operativo Plurirregional de España (POPE). El POPE destina actualmente al Eje de Transición a una Economía Baja en Carbono un total aproximado de 1.983 millones de euros de ayuda FEDER.

En el POPE se recoge como prioridad de inversión el fomento de la producción y distribución de energía derivada de fuentes renovables dentro del Eje de Transición a una Economía Baja en Carbono. Por este motivo, una parte de la dotación de este eje para el período 2014-2020 se destinará a convocatorias dirigidas a aumentar la participación de la energía térmica renovable y de los gases renovables en todo el territorio nacional.

Siendo susceptible de cofinanciación por el FEDER el tipo de actuaciones al que van dirigidas estas bases, se estima oportuno establecer las condiciones adicionales precisas que posibiliten que las instalaciones objeto del programa de ayudas puedan ser cofinanciadas con dichos fondos.

Por otra parte, la Unión Europea está poniendo en marcha un conjunto de instrumentos dirigidos a impulsar la recuperación económica, como respuesta a la crisis económica desencadenada por la COVID-19. Algunos de ellos se materializan a través de instrumentos

de la política de cohesión, entre ellos el FEDER, y se concretarán en nuevos ejes prioritarios dentro del POPE, o bien en nuevos programas operativos orientados a la recuperación.

Entre los objetivos fundamentales de los citados instrumentos de recuperación económica se halla el acelerar la doble transición ecológica y digital. Por ello, dichos instrumentos, en cuanto estén disponibles, podrán constituirse asimismo en fuente de financiación de las ayudas que se concedan conforme a las presentes bases.

Por ello, se recoge la plena aplicación de los mecanismos de gestión y control incluidos en el POPE, o en el correspondiente Programa Operativo en caso de convocatoria de gestión descentralizada, y en la normativa aplicable a los Fondos FEDER. En particular, les serán plenamente de aplicación los mecanismos de gestión y control establecidos en el Reglamento (UE) nº 1303/2013, del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, por el que se establecen disposiciones comunes relativas a los Fondos Estructurales y de Inversión Europeos (Fondos EIE), así como el Reglamento (UE) n.º 1301/2013, del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, sobre el Fondo Europeo de Desarrollo Regional.

El citado Reglamento (UE) n.º 1301/2013, del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, establece en su artículo 5, entre sus prioridades de inversión, la posibilidad de subvencionar inversiones destinadas a favorecer el paso a una economía de bajo nivel de emisión de carbono en todos los sectores. Así, las convocatorias que se realicen y regulen por las presentes bases contribuirán activamente a la sostenibilidad ambiental mediante la reducción del nivel de emisiones de CO_2, así como a la cohesión social y mejora de la calidad de vida de los ciudadanos.

Conforme a lo establecido en el acuerdo de designación de la Dirección General de Fondos Europeos del entonces Ministerio de Hacienda y Función Pública, de fecha 10 de mayo de 2017, y aceptado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE) el 16 de mayo de 2017, el IDAE ha sido designado Organismo Intermedio del POCS, incorporado en el POPE, para las iniciativas cofinanciadas por el FEDER, de acuerdo con lo establecido en el artículo 123 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013, del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, y en la Descripción de Sistemas y Procedimientos de la Autoridad de Gestión.

De esta manera, cuando las actuaciones objeto de las ayudas sean cofinanciables en el marco del POPE, el IDAE actuará como Organismo Intermedio.

Asimismo, en el marco de otros instrumentos y programas de la Unión Europea dirigidos a apoyar la recuperación económica, el IDAE podrá actuar en su caso como Organismo Intermedio.

Cuando la cofinanciación de la Unión Europea corresponda a programas regionales, el Organismo Intermedio FEDER será el designado al efecto, pudiendo este organismo acordar la intervención de un órgano gestor, que realice la selección de los proyectos a cofinanciar.

El Organismo Intermedio será el responsable de certificar a FEDER, o al instrumento de la Unión Europea que corresponda, los proyectos a cofinanciar, determinando el gasto subvencionable de los mismos. Corresponderá también al Organismo Intermedio examinar las justificaciones de gasto remitidas por los beneficiarios y realizar las verificaciones necesarias (incluidas las verificaciones sobre el terreno) que permitan certificar dichos gastos a la Autoridad de Gestión de FEDER, o del instrumento de la Unión Europea que corresponda.

En la medida en que las características y requisitos de los nuevos instrumentos de la UE pudieran, si es el caso, modificar o precisar determinados aspectos, respecto de los ahora establecidos en el marco del POPE, que han servido de guía para elaborar estas bases, el Organismo Intermedio cursará las instrucciones necesarias para hacer posible la cofinanciación de la Unión Europea.

III

Entre otros objetivos, estas ayudas podrán impulsar en todo el territorio nacional el desarrollo de proyectos innovadores que se adecuen a las nuevas exigencias de las Directivas Europeas para la integración de las energías renovables en el sistema energético. En este sentido el desarrollo de proyectos no solo se basa en el impulso de una tecnología renovable concreta, sino en la adecuación de las distintas tecnologías entre sí y con

sistemas novedosos de gestión de la demanda, como pueden ser las comunidades de energías renovables y la financiación colectiva de proyectos, micromecenazgo, a nivel estructural y social. Además, ante los nuevos retos derivados de una Transición Energética unida a una Transición Justa, es necesaria una evaluación a nivel nacional de todas aquellas localizaciones donde deberá incidirse de forma especial para evitar desajustes sociales y económicos debidos al cambio de modelo energético. Estas ayudas también pueden contribuir al desarrollo económico y a la cohesión social de aquellos territorios especialmente deprimidos.

Las actuaciones previstas se enmarcan en las políticas de fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables a las que está obligado el Estado español en el marco de la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, que obliga a los Estados miembros a asumir objetivos vinculantes de diversificación de las fuentes de energía primaria, de reducción de la dependencia energética y de reducción de emisiones de CO_2, lo que confiere a las actuaciones contempladas en la presente orden de un enfoque supraautonómico que hace necesario el establecimiento de unas bases comunes para la gestión de las ayudas, conforme a los objetivos establecidos en el PNIEC.

IV

El marco regulador de estas ayudas resulta conforme con la jurisprudencia constitucional consolidada en materia de ayudas y subvenciones que comenzó a articularse con la Sentencia del Tribunal Constitucional 13/1992, de 6 de febrero, y que, recientemente, se ha perfilado con las sentencias 9/2017, de 19 de enero, y 62 y 64/2018, de 7 de junio.

En cumplimiento de dicha jurisprudencia, esta orden ministerial establece un modelo para la concesión de ayudas basado en mecanismos de cooperación y colaboración consustanciales a la estructura del Estado de las Autonomías que articula la Constitución Española, y ha sido informada en la Conferencia Sectorial de Energía celebrada el 17 de febrero de 2020, incluyendo la posibilidad excepcional de realizar una convocatoria de gestión centralizada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), con un grado de consenso favorable entre las administraciones afectadas.

Por lo tanto, en esta orden se contemplan diversas opciones para la gestión de la concesión, que podrá realizarse de forma descentralizada por el órgano competente designado por las comunidades autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla o de forma centralizada por el IDAE.

En los casos en que la gestión se asuma por alguna de las comunidades autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla afectadas, se determinará con carácter previo a las correspondientes convocatorias la distribución territorial del crédito, conforme a los parámetros objetivos de distribución que se determinen de acuerdo con lo establecido en el artículo 86 de la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria, salvo que la financiación se realice en el marco de los programas operativos regionales.

En todo caso se deberá cumplir con los requisitos que determina esta orden para que las convocatorias puedan ser cofinanciadas con Fondos de la Unión Europea, entre ellos el FEDER.

La Orden ministerial proyectada se adecua a los principios de buena regulación establecidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas y, en particular, a los principios de necesidad y eficacia, justificándose en la necesidad de facilitar el cumplimiento de los objetivos energéticos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), considerándose conveniente la puesta en marcha de instalaciones de energías renovables que contribuyan a la diversificación de las fuentes de energía primaria, a la reducción de la dependencia energética y de emisiones de CO_2, favoreciendo el paso a una economía baja en carbono.

También se adecua al principio de proporcionalidad, en la medida en que la norma contiene las actuaciones imprescindibles para el fin que se persigue, estableciendo las bases reguladoras que permitan articular la concesión de ayudas previstas en la normativa

vigente. De acuerdo con el principio de seguridad jurídica, la norma es coherente con el resto del ordenamiento jurídico nacional e internacional.

Se cumple igualmente con el principio de transparencia, ya que en la elaboración de la norma se han seguido todos los procesos de participación y audiencia que establece la normativa, habiéndose realizado el trámite de participación pública mediante la publicación del proyecto en la Web del departamento.

Finalmente, respecto al principio de eficiencia, se imponen las menores cargas posibles a los ciudadanos.

La orden se dicta al amparo de las competencias exclusivas del Estado previstas en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución, en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y bases del régimen minero y energético, y se aprueba de conformidad con lo dispuesto en la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y en el Reglamento de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, aprobado por el Real Decreto 887/2006, de 21 de julio.

En su tramitación, en cumplimiento de lo previsto en el artículo 17.1 de la citada Ley 38/2003, de 17 de noviembre, la orden ha sido informada por la Abogacía del Estado y por la Intervención Delegada en el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

En su virtud, con la aprobación previa de la Ministra de Política Territorial y Función Pública, dispongo:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de la presente orden el establecimiento de las bases reguladoras de la concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas destinadas a proyectos de inversión en instalaciones de producción de energía térmica con fuentes de energía renovable e instalaciones de producción de gases renovables.

Artículo 2. *Régimen jurídico.*

1. De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional vigésima sexta de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, el régimen jurídico, normativa específica aplicable, requisitos y obligaciones de los beneficiarios y procedimiento de concesión será el establecido en las presentes bases, en la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y en el Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones.

2. Estas ayudas están sujetas, en todo caso, al cumplimiento, ejecución y realización de los objetivos, actividades y condiciones establecidos por estas bases y por las convocatorias correspondientes.

3. Asimismo, será de aplicación el Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, por el que se establecen disposiciones comunes y disposiciones generales relativas al Fondo Europeo de Desarrollo Regional, al Fondo Social Europeo, al Fondo de Cohesión, al Fondo Europeo Agrícola de Desarrollo Rural y al Fondo Europeo Marítimo y de la Pesca, así como el Reglamento (UE) n.º 1301/2013 del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, sobre el Fondo Europeo de Desarrollo Regional, las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020 y el Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio 2014, por el que se declaran determinadas categorías de ayudas compatibles con el mercado interior en aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado.

4. En todo lo no previsto en esta orden o en las respectivas convocatorias, será de aplicación lo establecido en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, en la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, en la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria, así como en las demás disposiciones que resulten de aplicación.

Artículo 3. *Ámbito geográfico.*

El ámbito geográfico de los proyectos que opten a las ayudas que se concedan al amparo de las presentes bases es el de cualquier parte del territorio nacional. Cada convocatoria especificará el ámbito geográfico de aplicación de la misma.

Artículo 4. *Ámbito temporal.*

El ámbito temporal de vigencia de esta orden será hasta el 31 de diciembre de 2021. No obstante, las ayudas concedidas se seguirán rigiendo por ella hasta la finalización y cierre de los correspondientes expedientes.

Artículo 5. *Tipos de actuaciones objeto de las ayudas.*

1. Podrán ser objeto de las ayudas los proyectos de inversión en instalaciones de generación de energía térmica con fuentes de energía renovable, pudiendo incluir actuaciones de inversión que mejoren la gestión y optimicen su producción permitiendo su integración más efectiva, e instalaciones de producción de gases renovables, con las particularidades implícitas de este tipo de proyectos.

En todo caso, las ayudas previstas deberán adaptarse a las especificaciones contenidas en las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020 y a lo dispuesto en el Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio 2014, por el que se declaran determinadas categorías de ayudas compatibles con el mercado interior en aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado.

2. Sin perjuicio de que las convocatorias puedan establecer restricciones adicionales, no podrán ser objeto de las ayudas los proyectos de inversión cuya fecha de inicio de ejecución sea anterior a la fecha de registro de la solicitud de la ayuda, de forma que se garantice el efecto incentivador de la misma.

A estos efectos, se considerará como fecha de inicio de la ejecución del proyecto de inversión la fecha más temprana de estas dos: la fecha del contrato de ejecución de la obra o la fecha del primer compromiso en firme para el pedido de equipos u otro compromiso que haga irreversible la inversión.

Los trabajos preparatorios para la obtención de permisos y la realización de estudios previos de viabilidad, incluidos los sondeos exploratorios y ensayos de Test de Respuesta Térmica, TRT, del terreno, ensayos de bombeo, pruebas de producción o ensayos similares para los proyectos geotérmicos, no influirán en la determinación de la fecha de inicio de la ejecución del proyecto de inversión.

Artículo 6. *Beneficiarios.*

1. Podrán obtener la condición de beneficiario las personas físicas o jurídicas, públicas o privadas, que vayan a realizar la actuación objeto de la ayuda, incluyendo los consorcios previstos en la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, las comunidades de bienes, las comunidades de propietarios, las agrupaciones de comunidades de propietarios y otras agrupaciones que puedan llevar a cabo la actuación objeto de la ayuda.

La concesión y disfrute de la ayuda no supondrá vinculación laboral o funcionarial entre el beneficiario de esta y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

2. En el caso de que el solicitante sea una agrupación, se deberá cumplir con lo dispuesto en el artículo 11.3 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

Las agrupaciones exceptuando las comunidades de propietarios y las agrupaciones de comunidades de propietarios, deberán estar dadas de alta en el impuesto de actividades económicas con un CNAE vinculado al objeto del proyecto para el cuál se solicita la ayuda, y disponer de estatutos vigentes, de acuerdo a cualquiera de las formas que admita la legislación aplicable.

Las agrupaciones definidas en el párrafo anterior deberán contar con un representante y gestor para la solicitud, justificación de los gastos subvencionables y percepción de la ayuda. Todo ello sin perjuicio de que, conforme a la resolución de concesión, el gestor deba hacer la imputación de la ayuda entre los partícipes, en relación con los derechos y obligaciones que a cada uno correspondan y según la normativa que les aplique.

3. No podrán obtener la condición de beneficiario:

a) Aquellos solicitantes en quienes concurra algunas de las circunstancias que prohíben el acceso a dicha condición, recogidas en el artículo 13 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

b) Aquellos solicitantes que se encuentren sujetos a una orden de recuperación pendiente como consecuencia de una Decisión previa de la Comisión Europea que haya declarado una ayuda al beneficiario ilegal e incompatible con el mercado interior.

c) Aquellos solicitantes que puedan considerarse como empresas en crisis según lo definido en las Directrices Comunitarias sobre ayudas estatales de salvamento y de reestructuración de empresas no financieras en crisis (2014/C 249/01).

4. Se contempla la posibilidad de subcontratación de la persona o entidad beneficiaria con terceros hasta el 100 % de la actividad incentivada, bajo las condiciones establecidas en el artículo 29 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

Artículo 7. *Obligaciones esenciales de los beneficiarios.*

1. Los beneficiarios deberán cumplir las obligaciones recogidas en el artículo 14 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, así como las contenidas en estas bases, las que se determinen en cada convocatoria, las que figuren en la resolución de concesión de las ayudas y en las instrucciones específicas que, en aplicación y cumplimiento de las presentes bases y de cada convocatoria, comunique el órgano competente en materia de ejecución, seguimiento, pago de las ayudas, información y publicidad, justificación y control del gasto.

2. Los beneficiarios deberán encontrarse al corriente del cumplimiento de sus obligaciones tributarias y con la Seguridad Social, conforme a lo dispuesto en los artículos 18 y 19 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio. Sin perjuicio de la presentación de declaración responsable sustitutiva en los casos previstos por el artículo 24 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, la solicitud correspondiente contemplará la autorización expresa por parte del solicitante para que el órgano concedente obtenga de forma directa la acreditación correspondiente a través de certificados telemáticos. En caso de no otorgarse dicha autorización, los beneficiarios deberán de aportar los certificados correspondientes.

3. Los beneficiarios estarán obligados a comunicar de inmediato al órgano competente, incluso durante la tramitación de la solicitud, cualquier modificación de las condiciones inicialmente informadas con la documentación que se acompaña a la solicitud. La falta de comunicación de estas modificaciones podrá ser causa suficiente para la revocación de la ayuda de acuerdo con lo previsto en los artículos 35 y 36.

4. Asimismo, se consideran obligaciones esenciales de las entidades beneficiarias, en función de sus características particulares, las siguientes:

a) Mantener un sistema de contabilidad diferenciado para todas las transacciones relacionadas con las actuaciones objeto de la ayuda contando, al menos, con una codificación contable adecuada que permita identificar claramente dichas transacciones. Asimismo, deberán disponer de los libros contables, registros diligenciados y demás documentos en los términos exigidos por la legislación aplicable al beneficiario, así como las facturas y demás justificantes de gasto de valor probatorio equivalente y los correspondientes justificantes de pago. Este conjunto de documentos constituye el soporte justificativo de la subvención concedida, y garantiza su adecuado reflejo en la contabilidad de los beneficiarios.

b) Tener en cuenta, en los procesos de contratación que se refieran a gastos subvencionables, lo siguiente:

1. Según lo dispuesto en el artículo 31.3 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, se deberá disponer como mínimo de tres ofertas de diferentes proveedores con carácter previo a la contratación del compromiso para la ejecución de la instalación, salvo que por sus especiales características no exista en el mercado suficiente número de entidades que realicen, presten o suministren el servicio contratado. En virtud del artículo 83.2 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, si no se aportaran las ofertas o la adjudicación hubiera recaído, sin adecuada justificación, en una que no fuera la más favorable económicamente, el órgano concedente podrá recabar una tasación pericial del bien o servicio, siendo de

cuenta del beneficiario los gastos que se ocasionen. En tal caso, la subvención se calculará tomando como referencia el menor de los dos valores: el declarado por el beneficiario o el resultante de la tasación.

2. En los pliegos, especificaciones, anuncios, contratos y otros documentos que sustenten la contratación de las obras, los bienes o servicios a prestar, deberá hacerse constar la posibilidad de cofinanciación o participación del FEDER o, en su caso, del instrumento de la Unión Europea que cofinancie el proyecto.

3. No se podrán incluir, para la valoración de ofertas, criterios de valoración discriminatorios o que alteren la concurrencia, pudiendo establecerse requisitos mínimos a cumplir por los ofertantes siempre y cuando éstos respondan a las necesidades del proyecto y no se utilicen para favorecer a unas ofertas respecto a otras.

4. Se deberá disponer de la documentación del proceso de contratación, incluida la justificación de la selección de la oferta económicamente más ventajosa y de las comunicaciones con los ofertantes.

5. Las obras, servicios o prestación del servicio contratado deben ser demostrables y tienen que estar verificados y aceptados de forma previa a la certificación del pago, conforme a las condiciones que se establezcan en el contrato.

c) Para todas las actuaciones, acreditar ante el órgano competente la realización de la actividad, facilitando además las comprobaciones encaminadas a garantizar la correcta realización del proyecto o acción objeto de la ayuda, aportando al efecto cuanta documentación le fuera requerida, así como los valores de los indicadores que, en su caso, fueran requeridos para reportar los resultados del proyecto en el marco del Programa Operativo de aplicación.

d) Someterse a cualesquiera otras actuaciones de comprobación y control financiero que pueda realizar la Dirección General de Fondos Europeos del Ministerio de Hacienda, la Intervención General de la Administración del Estado, el Tribunal de Cuentas, los órganos de control de la Comisión Europea u otros órganos de control competentes, tanto nacionales como de la Unión Europea, de acuerdo a lo establecido en la normativa aplicable a la gestión de las ayudas cofinanciadas con fondos de la Unión Europea, en sus respectivos ámbitos de competencia, aportando para ello cuanta información le sea requerida.

e) Cumplir con los requisitos de difusión y publicidad establecidos en estas bases y en particular en el artículo 37, conforme lo establecido en el artículo 18.4 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y con los deberes de información, comunicación y visibilidad que correspondan al beneficiario con arreglo a lo establecido en el artículo 115 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013.

f) Aceptar su inclusión en una lista pública de operaciones, que será objeto de publicación electrónica o por otros medios según lo previsto en el anexo XII «Información, comunicación y visibilidad del apoyo procedente de los fondos» previsto en el artículo 115 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013.

g) Conservar los documentos originales, justificativos de la actuación realizada y la aplicación de los fondos recibidos, en tanto puedan ser objeto de las actuaciones de comprobación y control. La disponibilidad de los documentos se ajustará a lo dispuesto en el artículo 140 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013.

h) Respetar las normas de ayudas nacionales que pudiera establecer la Dirección General de Fondos Europeos del Ministerio de Hacienda, en el ámbito de sus competencias.

5. Los beneficiarios deberán cumplir el objetivo, ejecutar la actuación, realizar la actividad o adoptar el comportamiento que fundamenta la concesión de la ayuda en la forma y plazos establecidos en estas bases y en la convocatoria correspondiente.

6. Los beneficiarios deberán presentar al Organismo Intermedio, o en caso de gestión descentralizada ante el organismo designado para ello, la información de la planificación económica o senda financiera prevista, derivada de la ejecución de las actuaciones objeto de la ayuda, así como de sus resultados esperados, que se cuantificarán en base a los indicadores de productividad previstos, en su caso, en el Programa Operativo de aplicación.

En el caso del Programa Operativo Plurirregional de España (POPE) son los que se indican a continuación:

Código	Indicador	Unidad de medida
E007	Capacidad adicional de producción y distribución de energía renovable para usos térmicos.	ktep/año.
C034	Reducción de emisiones de GEI.	tCO_2 eq/año.

7. Los beneficiarios deberán proporcionar al órgano competente la documentación necesaria ex post con el contenido mínimo que figura en el artículo 29, de Justificación de la realización del proyecto.

8. Los beneficiarios deberán asegurar la durabilidad de las operaciones de acuerdo con el artículo 71.1 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, manteniendo la propiedad o titularidad de las instalaciones objeto de subvención en su poder en los cinco años siguientes al pago final al beneficiario, así como el destino de las mismas a la producción de energía térmica a partir de fuentes de energía renovable o a la producción de gases renovables.

9. El Organismo Intermedio transmitirá a los beneficiarios cuantas instrucciones reciba de la Autoridad de Gestión o de Certificación del, siendo obligación del beneficiario dar cumplimiento a lo solicitado.

10. El incumplimiento de cualquiera de las obligaciones señaladas en los apartados anteriores, podrá ser causa de la pérdida de derecho al cobro o del reintegro de la ayuda concedida según la fase procedimental en que se halle la tramitación del expediente.

CAPÍTULO II

Características de las ayudas

Artículo 8. *Modalidad de la ayuda y régimen de concesión.*

1. Las ayudas que se otorguen consistirán en una subvención a fondo perdido que el órgano concedente podrá adelantar al beneficiario al objeto de facilitar la financiación de los proyectos. El anticipo consistirá en el abono, por el órgano concedente, previo depósito de garantía, de un anticipo de la ayuda concedida, en los términos establecidos en el artículo 15.

2. El régimen de concesión será el de concurrencia competitiva, conforme al artículo 22.1 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y de acuerdo con los criterios de evaluación y selección establecidos en estas bases y en la correspondiente convocatoria.

3. Cada convocatoria, en función del ámbito geográfico que se trate, determinará si la gestión de las ayudas es centralizada o descentralizada. En caso de gestión centralizada, la gestión de las ayudas corresponderá al IDAE. En caso de gestión descentralizada la gestión de las ayudas corresponderá al órgano competente que designe la correspondiente Comunidad Autónoma.

4. Las ayudas concedidas estarán sometidas a los requisitos y límites establecidos en el Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio 2014.

El procedimiento de concurrencia competitiva, a los efectos de la aplicación del apartado 10 del artículo 41 de Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio 2014, se establece como un procedimiento de licitación no discriminatorio, que vela por la participación de un número suficiente de solicitantes y cuya concesión de ayudas se basa en la oferta presentada por el solicitante de la ayuda en la que se valoran requisitos administrativos, económicos y técnicos.

5. Cada convocatoria, en función del ámbito geográfico que se trate, determinará si las ayudas serán cofinanciadas con el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), siendo por tanto de aplicación los mecanismos de gestión y control incluidos en los programas operativos e instrumentos aplicables a dichos fondos.

En aquellos casos donde no sea posible la cofinanciación con recursos del FEDER, se aplicarán de forma subsidiaria las condiciones y obligaciones establecidas por el programa FEDER según se expone en estas bases, en lo referente a la selección de las operaciones.

En aquellos casos en que la cofinanciación se efectuara con cargo a otros instrumentos de la Unión Europea dirigidos a impulsar la recuperación económica, cada convocatoria establecerá, a partir de lo establecido en estas bases, los ajustes y modificaciones de los mecanismos de gestión y control que sean necesarios para hacer posible dicha cofinanciación.

Artículo 9. *Financiación.*

1. El presupuesto, la financiación, y la asignación de cuantías según distribución territorial, así como por tipos de actuación, serán los que se establezcan en cada una de las convocatorias.

2. En las convocatorias de gestión centralizada con cofinanciación FEDER, el criterio de distribución territorial del gasto tendrá en cuenta la programación presupuestaria de fondos de FEDER. En las convocatorias de carácter descentralizado, cuyos fondos provengan de los Presupuestos Generales del Estado, la distribución territorial se realizará con carácter previo, conforme a los criterios de gestión descentralizada previstos en el artículo 86 de la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, y asegurando en todo caso su cofinanciación por los instrumentos de la Unión Europea para la recuperación económica.

3. Las comunidades autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla podrán realizar convocatorias descentralizadas con cargo a sus propios presupuestos.

Artículo 10. *Incompatibilidad de las ayudas.*

Las ayudas reguladas en esta orden son incompatibles con otras ayudas que se otorguen para la misma finalidad, procedentes de cualesquiera administraciones públicas o entes públicos o privados, nacionales, de la Unión Europea o de otros organismos internacionales.

Artículo 11. *Gastos subvencionables.*

1. Tendrán la consideración de gastos subvencionables aquellos gastos que satisfagan lo establecido en el artículo 31 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y en el artículo 83 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio.

2. Para que los gastos puedan ser considerados subvencionables, deben cumplir los siguientes requisitos:

a) Cumplir las normativas local, autonómica, nacional y comunitaria aplicables y, en concreto, las relacionadas con el Programa Operativo FEDER de aplicación para el periodo de programación 2014-2020, o con el instrumento de la Unión Europea que cofinancie la convocatoria, sean o no cofinanciados con Fondos de la Unión Europea.

b) Estar relacionados de manera indubitada con la actividad objeto de la ayuda, ser necesarios para su ejecución y estar realizados en el plazo establecido en el artículo 17 de la presente orden.

c) Ser reales y abonados efectivamente con anterioridad a la finalización del plazo de justificación establecido en virtud del artículo 18. Cuando se utilicen medios de pago diferido, solo se subvencionarán aquellos importes efectivamente cargados en cuenta a través de entidad financiera con anterioridad a la finalización del plazo citado.

d) Existir constancia documental y ser verificables.

3. No se considerarán gastos subvencionables los englobados en los siguientes conceptos:

a) El Impuesto sobre el Valor Añadido o, en su caso, el Impuesto General Indirecto Canario (IGIC) soportado.

b) Los gastos propios, ya sean de personal, funcionamiento o gastos generales.

c) Estudios de impacto ambiental, estudios del recurso (salvo los sondeos exploratorios y el ensayo de Test de Respuesta Térmica, TRT, del terreno, ensayos de bombeo, pruebas de producción o ensayos similares para proyectos geotérmicos) y costes de visado de proyectos técnicos

d) Cualesquiera otros gastos de promoción en los que el solicitante incurra para desarrollar el proyecto.

e) Autorizaciones administrativas, licencias, permisos, coste de avales y/o fianzas, multas, tasas o tributos.

f) Cualesquiera gastos asociados a gestiones, contrataciones, consultas o trámites administrativos, aun siendo necesarios para la obtención de permisos o licencias.

g) Coste de adquisición o arrendamiento de terrenos utilizados para el proyecto de inversión.

h) Seguros suscritos por el solicitante.

i) La vigilancia y seguridad durante la ejecución de la obra hasta la fecha de puesta en marcha.

j) Costes financieros.

4. Tendrán la consideración de gastos subvencionables los costes de gestión de la solicitud de la ayuda, entendiendo como tales, aquellos gastos que el solicitante pudiera satisfacer a una empresa o profesional por llevar a cabo la gestión administrativa y documental de su solicitud ante el órgano concedente, con los límites que, en su caso, se establezcan en las correspondientes convocatorias. Así mismo, tendrán la consideración de gastos subvencionables los costes de gestión de la justificación de la realización del proyecto, entendiendo como tales, aquellos gastos que el beneficiario pudiera satisfacer a empresas o profesionales por llevar a cabo la gestión técnica, administrativa y documental de la justificación ante el órgano concedente de la realización de las actuaciones que conforman el proyecto, incluyendo el gasto derivado de la elaboración del informe del auditor y del informe acreditativo de las actuaciones objeto de la ayuda emitido por organismo de control o entidad de control, mencionados en el artículo 29 de estas bases reguladoras, con los límites que, en su caso, se establezcan en las correspondientes convocatorias. La realización y pago de dicho informe podrá efectuarse durante el periodo concedido para presentar la documentación justificativa.

5. En cada convocatoria se podrán incluir las instrucciones u orientaciones detalladas sobre los conceptos que podrán ser tenidos en cuenta para la determinación de los gastos subvencionables.

Artículo 12. *Presupuestos subvencionables mínimos y máximos de los proyectos de inversión.*

1. A los efectos de las ayudas reguladas por la presente orden, se entiende por presupuesto subvencionable de un proyecto de inversión el importe total de los gastos subvencionables que conforman dicho proyecto, según lo previsto en el artículo 11 y en las previsiones establecidas en la correspondiente convocatoria.

2. Los presupuestos subvencionables mínimo y máximo por proyecto de inversión para el que se solicite ayuda se podrán establecer en la correspondiente convocatoria.

3. El presupuesto subvencionable máximo por proyecto de inversión para el que se solicite la ayuda será en todo caso inferior a 50 millones de euros.

Artículo 13. *Límites de ayuda en la resolución de concesión.*

1. El importe máximo de la ayuda por unidad de potencia nominal o ayuda unitaria que se podrá conceder a cada proyecto de inversión según su tipo de actuación se establecerá en la correspondiente convocatoria.

2. El importe de la ayuda unitaria solicitada para cada proyecto de inversión deberá ser inferior o igual al importe máximo citado en el apartado anterior.

3. La resolución de concesión de la ayuda especificará el importe de la ayuda unitaria concedida, que en todo caso será igual o inferior al importe de la ayuda unitaria solicitada.

4. La resolución de concesión de la ayuda especificará el importe de la ayuda total concedida, expresado en €, que no podrá superar el límite de 15 millones de euros por empresa por proyecto, en virtud de lo establecido en los apartados 1.s) y 2 del artículo 4 del Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio 2014.

Artículo 14. *Valor de la potencia instalada máxima y mínima a implementar para cada localización y por tipo de actuación.*

Las convocatorias que se realicen al amparo de las presentes bases podrán establecer un valor de la potencia instalada máxima y de la potencia instalada mínima a implementar a la que se puede otorgar ayuda para cada localización y tipo de actuación.

Artículo 15. *Anticipo.*

1. El órgano concedente podrá establecer en cada convocatoria la dotación de anticipos a los beneficiarios de las ayudas que así lo soliciten.
2. El anticipo se considerará como pago a cuenta de la ayuda establecida en el artículo 8, y se corresponderá como máximo con el 80 % del importe de la ayuda total concedida en la resolución prevista en el artículo 27.
3. El anticipo deberá destinarse exclusivamente a cubrir gastos del proyecto objeto de subvención.
4. El anticipo se abonará teniendo en consideración las garantías asociadas reguladas a tenor de lo establecido en el artículo 32.
5. En el supuesto de incumplimientos imputables al beneficiario que reduzcan la cuantía de la ayuda establecida en la certificación definitiva del artículo 31 respecto al anticipo abonado, procederá el reintegro parcial o total del mismo según lo establecido en los artículos 35 y 36. El órgano concedente notificará al beneficiario las cantidades que deba reembolsar del anticipo percibido.

Artículo 16. *Cuantía de las ayudas.*

1. El importe de la ayuda unitaria concedida para los proyectos que resulten seleccionados se establecerá de acuerdo con la solicitud presentada por el beneficiario, los límites establecidos en el artículo 13 y el procedimiento descrito en los artículos 24, 25, 26, y 27.
2. El importe de la ayuda total concedida para los proyectos que resulten seleccionados se calculará multiplicando el valor del importe de la ayuda unitaria concedida por la potencia instalada de los equipos de generación térmica o producción de gases renovables objeto de la ayuda, de acuerdo a los datos incluidos en el cuestionario electrónico descrito en el artículo 24 de las presentes bases. El importe de la ayuda total concedida nunca podrá superar el valor del importe de la ayuda total solicitada por el beneficiario.

Artículo 17. *Plazo de realización de las actuaciones.*

1. Las actuaciones subvencionadas deberán ejecutarse en los plazos indicados en la correspondiente convocatoria, no pudiendo iniciarse, en ningún caso, antes de la fecha de registro de solicitud de la ayuda por parte del beneficiario, de acuerdo con lo indicado en el artículo 5.2 de las presentes bases.
2. Las instalaciones deberán encontrarse completamente finalizadas antes del 30 de junio de 2023, salvo que la convocatoria correspondiente establezca un plazo más restrictivo.
3. A los efectos de las ayudas reguladas en estas bases, se considera que una instalación está completamente finalizada cuando se cumplan los siguientes requisitos:

a) Que cuente con todos los elementos, equipos e infraestructuras que son necesarios para producir energía térmica o gases renovables y suministrarlos a los usuarios, de acuerdo con el proyecto subvencionado.
b) Cuando sea de aplicación, que haya obtenido la inscripción en el correspondiente registro de la Comunidad Autónoma (Certificado de la instalación térmica, suscrito por el director de la instalación o instalador autorizado, registrado en el órgano competente de la Comunidad Autónoma de acuerdo con el RITE, registro de instalaciones industriales o cualquier otro que sea de aplicación) o, en su caso, que haya presentado la documentación correspondiente para la solicitud del mismo.
La convocatoria correspondiente podrá establecer cualquier otra documentación necesaria para el cumplimiento de este apartado.

4. Se considerará como fecha de finalización de la actuación la reflejada en la justificación documental, tal y como se recoge en el artículo 29.2.a).

Artículo 18. *Plazo máximo de justificación de la realización de las actuaciones.*

Las convocatorias que se establezcan al amparo de las presentes bases deberán contemplar plazos máximos para la justificación de acuerdo con lo establecido en el artículo 29.1.

CAPÍTULO III

Procedimiento

Artículo 19. *Convocatoria de las ayudas e inicio del procedimiento.*

1. Las ayudas reguladas en estas bases se articularán a través de las convocatorias que se aprueben por los órganos competentes conforme establece el artículo 10 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

2. Las convocatorias detallarán, al menos, el contenido mínimo previsto en el artículo 23 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre. Su publicación se realizará en la Base de Datos Nacional de Subvenciones (BDNS), en la web del órgano concedente y un extracto de las mismas en el diario oficial que corresponda según lo establecido en el apartado b) del artículo 17.3 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

Artículo 20. *Órganos competentes para convocar, instruir y resolver el procedimiento de concesión y órgano responsable del seguimiento.*

1. En el caso de convocatorias gestionadas por la Administración General del Estado el IDAE será competente para convocar, instruir y resolver las ayudas reguladas en esta orden. La instrucción y ordenación del expediente se realizará por la Dirección General del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), y respecto a la resolución de la concesión de ayudas será competente el Presidente de IDAE de conformidad con lo previsto en los artículos 10 y 25 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

En el caso de convocatorias gestionadas por la Administración Autonómica, serán competentes los órganos que esta administración designe para la instrucción y resolución del procedimiento conforme a su normativa de aplicación. Todo ello sin perjuicio de las delegaciones vigentes sobre la materia que se puedan acordar.

2. El órgano instructor responsable de la instrucción de los procedimientos de concesión, podrá asistirse de departamentos o áreas especializados para las labores de gestión y notificación a los interesados. Así mismo, se podrán utilizar para la gestión plataformas informáticas específicas, que serán accesibles a través de la sede electrónica del órgano concedente.

3. En el caso de convocatorias gestionadas por la Administración General del Estado, será competente para evaluar las ayudas, en los términos previstos en el artículo 22.1 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y sin perjuicio de los posibles mecanismos de cooperación que se establezcan por convenio de colaboración con las comunidades autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, como órgano colegiado, una comisión de valoración integrada por:

a) El Director de Energías Renovables de IDAE, que actuará como presidente.

b) Un representante de los departamentos técnicos de IDAE en función de la materia de la ayuda, que actuará como secretario con derecho a voto.

c) Un representante de la Secretaría General del IDAE.

d) Un representante del Gabinete del Secretario de Estado de Energía.

e) Un representante de la Dirección General de Política Energética y Minas.

f) Podrá haber representantes de las comunidades autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla incluidas en el ámbito de la convocatoria, cuando estas lo acepten voluntariamente o cuando un convenio así lo establezca y en relación a la evaluación de los proyectos en su ámbito territorial.

En casos de ausencia o de enfermedad y, en general, cuando concurra alguna causa justificada, cualquiera de los miembros titulares de la Comisión de Valoración podrá ser sustituido por suplentes.

La Comisión de Valoración podrá requerir la asistencia del personal técnico especializado que considere oportuno en función de los proyectos a valorar.

4. En el caso de convocatorias gestionadas por la Administración Autonómica, la convocatoria designará la composición de la Comisión de Valoración, así como sus normas generales de funcionamiento.

Artículo 21. *Tramitación electrónica.*

1. De acuerdo con los artículos 14.3 y 41.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, la tramitación electrónica será obligatoria en todas las fases del procedimiento, de forma que las solicitudes, comunicaciones y demás documentación exigible relativa a los proyectos que concurran a estas ayudas serán presentadas electrónicamente.

2. Los interesados, debidamente identificados, podrán consultar los trámites que les sean notificados y efectuar la presentación de la documentación adicional que pudiera ser requerida por el órgano actuante.

3. La publicación de las propuestas de resoluciones provisionales y definitivas, así como de las resoluciones de concesión y sus posibles modificaciones ulteriores, tendrá lugar en la sede electrónica del órgano concedente, surtiendo dicha publicación los efectos de la notificación según lo dispuesto en el artículo 45.1.b) de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

4. En aquellos casos en los que tuviera lugar un procedimiento de reintegro, las notificaciones relacionadas con dicho procedimiento se realizarán bajo la modalidad de notificación por comparecencia electrónica, en los términos establecidos en el artículo 43 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

Artículo 22. *Plazo de presentación de solicitudes.*

1. El plazo de presentación de solicitudes y de la documentación correspondiente no podrá ser inferior a veinte días ni superior a tres meses desde la fecha de publicación del extracto de la convocatoria en el «Boletín Oficial del Estado» Las fechas de finalización del plazo de presentación de solicitudes se señalarán en la convocatoria.

2. Las solicitudes presentadas fuera del plazo establecido serán inadmitidas.

Artículo 23. *Representación.*

1. La intervención por medio de representante de las entidades solicitantes o beneficiarias de las ayudas exige la acreditación de la representación necesaria para cada actuación, en los términos establecidos en el artículo 5 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

2. El firmante de la solicitud de la ayuda deberá acreditar que en el momento de la presentación de la solicitud tiene la representación legal de la entidad beneficiaria. En caso contrario, se requerirá al interesado para que, en un plazo de diez días, lo subsane, con indicación de que, si así no lo hiciera, se le tendrá por desistido de su petición, de acuerdo con lo establecido en el artículo 68 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

3. El órgano instructor podrá requerir en cualquier momento a las personas firmantes de las distintas documentaciones que se presenten, la acreditación de la representación que ostentan. La falta de representación suficiente determinará que el documento en cuestión se tenga por no presentado, con los efectos que de ello se deriven para la continuación del procedimiento.

Artículo 24. *Formalización y presentación de solicitudes.*

1. Las solicitudes para la obtención de las ayudas se dirigirán al órgano concedente, y estarán disponibles para su cumplimentación y presentación en el Portal de Ayudas alojado en la sede electrónica del mismo, donde se dispondrán los medios electrónicos de ayuda necesarios.

2. La solicitud consta de los siguientes elementos:

a) Cuestionario electrónico, a través del cual los solicitantes aportarán todos los datos necesarios para formalizar la solicitud de ayuda. Entre otros, se incluirán:

1.º Importe de la ayuda unitaria solicitada, en €/kW.
2.º Potencia nominal de los equipos de generación térmica o producción de gas renovable, en kW.
3.º Importe de la ayuda total solicitada, en €, que se corresponderá con el producto del importe de la ayuda unitaria solicitada por la potencia nominal de los equipos de generación térmica o producción de gas renovable.

b) Formulario de Solicitud de ayuda, generado desde los medios electrónicos especificados en la convocatoria correspondiente, tras cubrir todos los campos obligatorios del formulario, y que será firmado electrónicamente por el solicitante.
c) Memoria del proyecto, que deberá ajustarse al contenido mínimo que, en su caso, se establezca en la correspondiente convocatoria.
d) Cuando sea de aplicación y se disponga de ello, Declaración de Impacto Ambiental (DIA), informe de impacto ambiental que le sea de aplicación o, en su caso, documento que certifique su exención
e) Cuando se disponga de ello, la autorización administrativa previa, la autorización administrativa de construcción, así como, en su caso, la documentación urbanística correspondiente vinculada al inicio de la ejecución de las instalaciones, como la licencia de obras o documento equivalente. En caso de haber realizado la solicitud de licencia de obras, pero no tener todavía respuesta, podrá presentarse la documentación relativa a dicha solicitud.
f) Acreditación válida del poder de representación del firmante de la solicitud, según lo señalado en el artículo 23 y conforme a la documentación que se requiera en la correspondiente convocatoria. Documentación de constitución de la entidad solicitante y estatutos actualizados con justificante del registro correspondiente.
g) Documento de Identificación fiscal del beneficiario de acuerdo con la documentación que sea requerida en la correspondiente convocatoria.
h) Declaraciones responsables que acrediten el cumplimiento de los requisitos necesarios establecidos para adquirir la condición de beneficiario, conforme a lo establecido en los artículos 6 y 7:

1.º No concurrencia de ninguna de las circunstancias que prohíben el acceso a la condición de beneficiario, recogidas en el artículo 13 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.
2.º No estar sujetos a una orden de recuperación pendiente como consecuencia de una Decisión previa de la Comisión Europea que haya declarado una ayuda al beneficiario ilegal e incompatible con el mercado interior.
3.º No tener pendientes obligaciones de reintegro de subvenciones o ayudas, o en su caso el cumplimiento de las mismas conforme a los términos establecidos en el artículo 21 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio.
4.º No haber percibido otras ayudas para la misma actuación o finalidad que la solicitada en el contexto de la correspondiente convocatoria de ayudas.
5.º No encontrarse la empresa en crisis, según lo establecido por las Directrices Comunitarias sobre ayudas estatales de salvamento y de reestructuración de empresas no financieras en crisis (2014/C 249/01).
6.º No haber iniciado la ejecución del proyecto de inversión antes de la fecha de registro de la solicitud de ayuda según lo establecido en el artículo 5 de las presentes bases.

i) Aceptación de las bases y de la convocatoria.
j) Certificados que acrediten el cumplimiento de las obligaciones tributarias y con la Seguridad Social de acuerdo con los artículos 18 y 19 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, y teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 7.2 de esta orden.
k) Otros elementos que se definan en la convocatoria de la ayuda.

3. Tal y como se establece en el artículo 21, la documentación requerida en el punto anterior se presentará exclusivamente por vía electrónica.
4. Por tratarse de procedimientos de concesión en régimen de concurrencia competitiva y, como tales, iniciados de oficio, no se admitirán las mejoras voluntarias de la solicitud. No

obstante, el órgano instructor podrá requerir aclaraciones sobre aspectos de la solicitud que no supongan reformulación ni mejora de esta.

Artículo 25. *Evaluación y selección de las solicitudes.*

1. La evaluación y selección de las solicitudes se realizará en régimen de concurrencia competitiva a partir de la documentación aportada por el solicitante en la fase de presentación de solicitudes.

2. La Comisión de Valoración, en una primera fase de preevaluación, verificará el cumplimiento de las condiciones impuestas para adquirir la condición de beneficiario de la subvención y que el proyecto se adecua a los objetivos de la convocatoria.

La causa de no superación de esta primera fase será notificada a los interesados a través del órgano instructor, concediéndole un plazo de 10 días para formular alegaciones o para realizar la subsanación.

3. La Comisión de Valoración, a través del órgano instructor, podrá solicitar y recabar cuanta información estime necesaria para la determinación, conocimiento y comprobación de los datos aportados por el solicitante, así como los informes que correspondan, con objeto de evaluar el impacto de los proyectos en relación con la planificación energética y el territorio.

4. Una vez finalizada la fase de preevaluación, se procederá a la evaluación de las solicitudes conforme a los siguientes criterios de valoración:

Criterio	Ponderación relativa
Criterio económico.	Entre el 40 % y el 80 %.
Zona de Transición Justa.	Entre el 0 % y el 40 %.
Viabilidad administrativa.	Entre el 0 % y el 40 %.
Externalidades positivas.	Entre el 0 % y el 40 %.

Las correspondientes convocatorias concretarán la ponderación relativa de cada criterio de valoración y su puntuación máxima, respetando los intervalos indicados en la tabla anterior.

En aplicación de los criterios se tomará en consideración lo siguiente:

a) Para valorar el criterio económico se tendrá en cuenta la ayuda unitaria solicitada, en €/kW, y las ayudas unitarias máximas y mínimas solicitadas en cada tipo de actuación y Comunidad o Ciudad Autónoma, según la siguiente fórmula:

$$P = Pmax * \left(\frac{Amax - A}{Amax - Amin}\right)$$

Donde:

P = Puntos asignados con tres decimales.

Pmax = Puntuación máxima asignada al criterio económico.

Amax = Ayuda unitaria máxima solicitada, en €/kW, sin decimales, para cada tipo de actuación y ámbito territorial, de entre todas las solicitudes admitidas.

Amin = Ayuda unitaria mínima solicitada, en €/kW, sin decimales, para cada tipo de actuación y ámbito territorial, de entre todas las solicitudes admitidas.

A = Ayuda solicitada, en €/kW, sin decimales.

En el caso de que solo haya una solicitud para un tipo de actuación y ámbito territorial, dicha solicitud recibirá la máxima puntuación en el criterio económico.

b) Las convocatorias podrán recoger Zonas de Transición Justa, para tratar de maximizar las oportunidades de empleo de la transición hacia un modelo de desarrollo bajo en carbono.

c) La evaluación del criterio «Viabilidad administrativa» se realizará en función del mayor desarrollo administrativo del proyecto, de cara a cumplir con los plazos de ejecución fijados en la convocatoria y, en su caso, con las exigencias del Programa Operativo FEDER

Plurirregional de España, o de los programas e instrumentos de la Unión Europea que contribuyan a financiar la convocatoria.

d) Las convocatorias podrán seleccionar, definiendo sus características y ponderación como subcriterios, determinadas externalidades positivas de entre las detalladas a continuación:

1.º Carácter innovador.
2.º Tipo de uso final de la energía.
3.º Apoyar a comunidades de energías renovables, mecanismos de participación ciudadana, comunidades energéticas locales y Empresas de Servicios Energéticos.
4.º Agrupar a distintos tipos de consumidores para optimizar la gestión de la demanda.
5.º Integrar distintas fuentes de energía renovable mediante la combinación o la hibridación de las mismas en una sola actuación o integrarlas junto a actuaciones de eficiencia energética.
6.º Favorecer la cohesión económica y social del territorio mediante la generación de empleo, el desarrollo rural y la lucha contra la despoblación, entre otros.
7.º Favorecer el desarrollo Industrial y empresarial en sectores productivos o áreas geográficas determinadas con el objetivo de dar respuesta a necesidades o retos concretos.
8.º Carácter social del proyecto mediante la disminución de pobreza energética u otros medios.

5. Para la selección de las solicitudes, se establecerá un orden de prelación, de mayor a menor puntuación, por cada tipo de actuación y ámbito territorial con presupuesto consignado en la convocatoria.

A igualdad de puntuación, tendrá prioridad la solicitud con menor importe unitario de ayuda solicitada. La convocatoria podrá fijar criterios adicionales de desempate.

Se irán adjudicando ayudas a las solicitudes siguiendo el orden de prelación hasta agotar el presupuesto establecido para cada tipo de actuación en cada ámbito territorial. En concreto, en una primera ronda, se evaluará la lista para cada tipo de actuación y ámbito territorial en sentido descendente de puntuación, seleccionando aquellas solicitudes para las cuales, de ser aceptadas, no se superen los límites de presupuesto establecidos en la convocatoria para dicho tipo de actuación y ámbito territorial. Cuando se llegue a una solicitud cuya selección suponga superar dicho presupuesto, el proceso de adjudicación de ayudas para dicho tipo de actuación y ámbito territorial finalizará.

Tras finalizar este proceso, tanto las solicitudes a las que no se haya adjudicado ayuda por falta de fondos, como el presupuesto no adjudicado, constituirán un conjunto único para cada ámbito territorial, y la adjudicación de las ayudas en este conjunto se realizará por orden de puntuación. En concreto, en una segunda ronda, se evaluará la lista en sentido descendente de puntuación, con las solicitudes a las que no se haya adjudicado ayuda en la primera ronda, de todos los tipos de actuaciones para cada ámbito territorial, seleccionando aquellas solicitudes para las cuales, de ser aceptadas, no se supere la suma de presupuestos no adjudicados en la primera ronda de todos los tipos de actuaciones para un mismo ámbito territorial. Cuando se llegue a una solicitud cuya selección suponga superar dicho presupuesto, el procedimiento de adjudicación finalizará. En esta segunda fase la puntuación será aquella adjudicada en la primera fase.

Artículo 26. *Propuesta de resolución provisional y definitiva.*

1. El órgano instructor, a la vista del expediente y del informe de la Comisión de Valoración, formulará la propuesta de resolución provisional, debidamente motivada, que deberá notificarse a los interesados conforme a lo establecido en el artículo 21. El contenido de la propuesta de resolución provisional incluirá al menos la siguiente información:

a) La relación de las solicitudes para las que se propone la concesión de la ayuda, incluyendo:

1.º El NIF del beneficiario o beneficiarios.
2.º Localización donde se realizará la actuación.
3.º Tipo de actuación al que se ha asignado la solicitud.

4.º Potencia nominal de los equipos de generación térmica o producción de gas renovable de la instalación objeto de la ayuda que consta en la solicitud, expresada en kW.

5.º Importe de la ayuda unitaria concedida, expresado en €/kW.

6.º Importe de la ayuda total concedida, expresado en €.

7.º Término de aportación mínima unitaria a cargo del beneficiario (Am), en €/kW, definido en el Artículo 30.

8.º Puntuación total obtenida y puntuación por criterio de valoración.

b) La relación de solicitudes para las que no se propone la concesión de la ayuda, incluyendo los motivos por los que no resultan beneficiarias y la puntuación obtenida.

2. De acuerdo con el apartado 4 del artículo 24 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, la propuesta de resolución provisional se notificará a los interesados mediante su publicación en la página web del órgano concedente o el medio alternativo que pueda fijar la convocatoria.

En el plazo de diez días a contar desde el siguiente al de publicación en la página web del órgano concedente de la propuesta de resolución provisional, las entidades solicitantes podrán formular las alegaciones ante el órgano concedente que estimen convenientes.

3. Examinadas las alegaciones y de acuerdo con el apartado 4 del artículo 24 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, el órgano instructor formulará la propuesta de resolución definitiva que será notificada a los interesados mediante su publicación en la página web del órgano concedente, o el medio alternativo que indique la convocatoria, para que en el plazo de 10 días contados a partir del siguiente al de su notificación, los beneficiarios propuestos comuniquen su aceptación, entendiéndose que decaen de su solicitud de no producirse contestación en dicho plazo.

4. De acuerdo con el artículo 24.6 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, las propuestas de resolución provisional y definitiva no crean derecho alguno a favor del beneficiario propuesto, mientras no se le haya notificado la resolución de concesión.

Artículo 27. *Resolución.*

1. El órgano concedente resolverá el procedimiento, adoptando la resolución de acuerdo con lo previsto en el artículo 25 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

2. La resolución se notificará a los interesados mediante su publicación en la sede electrónica del órgano concedente o el medio alternativo que indique la convocatoria. La resolución incluirá, al menos:

a) La relación de las solicitudes para las que se concede la ayuda, con al menos la siguiente información:

1.º El NIF del beneficiario o beneficiarios.

2.º Localización donde se realizará la actuación.

3.º Tipo de actuación al que se ha asignado la solicitud.

4.º Potencia nominal de los equipos de generación térmica o producción de gas renovable de la instalación objeto de la ayuda, expresada en kW.

5.º Importe de la ayuda unitaria concedida, expresado en €/kW.

6.º Importe de la ayuda total concedida, expresado en €, que se podrá abonar al beneficiario como anticipo según lo establecido en el artículo 15.

7.º Presupuesto subvencionable unitario máximo en €/kW, que será establecido en la convocatoria correspondiente.

8.º Término de aportación mínima unitaria a cargo del beneficiario (Am), en €/kW, definido en el artículo 30.

9.º Puntuación obtenida.

10.º Plazo máximo de finalización de la actuación.

b) La relación de solicitudes para las que no se concede la ayuda, incluyendo los motivos por los que no resultan beneficiarias y, en su caso, la puntuación obtenida.

3. El plazo máximo para la resolución del procedimiento y su notificación es de seis meses contados desde la publicación del extracto de la convocatoria en el «Boletín Oficial» correspondiente, salvo que la misma posponga sus efectos a una fecha posterior, según

establece el artículo 25 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre. Si transcurrido dicho plazo el órgano competente para resolver no hubiese notificado dicha resolución, los interesados estarán legitimados para entender desestimada la solicitud.

4. Contra la resolución, que pondrá fin a la vía administrativa según lo establecido en el artículo 114 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, se podrá interponer recurso potestativo de reposición en los términos y plazos previstos en los artículos 123 y 124 de la citada ley, o recurso contencioso-administrativo ante la jurisdicción contencioso-administrativa.

5. Los beneficiarios de la ayuda serán incluidos en la lista de beneficiarios publicada de conformidad con el artículo 115.2 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013.

6. Las ayudas concedidas se publicarán en la Base de Datos Nacional de Subvenciones de acuerdo con lo estipulado en el artículo 20 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

Artículo 28. *Modificación de la resolución de concesión.*

1. Los proyectos con ayuda concedida deberán ejecutarse en el tiempo y forma aprobados en la resolución de concesión. No obstante, cuando surjan circunstancias concretas que, excepcionalmente, alteren de forma objetiva las condiciones técnicas o económicas tenidas en cuenta para la concesión de la ayuda, se podrá solicitar la modificación de la citada resolución de concesión ante el mismo órgano que la dictó. Cualquier cambio en el proyecto requerirá simultáneamente:

a) Que el cambio no afecte a los objetivos perseguidos con la ayuda, a sus aspectos fundamentales, a la determinación del beneficiario, ni perjudique derechos de terceros. A tales efectos, no se considerará que el cambio afecte a la determinación del beneficiario cuando sea debido a operaciones de fusión, absorción o escisión de la empresa inicialmente beneficiaria, conforme a la normativa vigente.

b) Que las modificaciones obedezcan a causas sobrevenidas y excepcionales, que no pudieron preverse en el momento de la solicitud.

c) Que no suponga un incremento de la subvención concedida.

d) Que la solicitud de la modificación se realice, al menos, tres meses antes de la finalización del plazo de ejecución del proyecto, y sea aceptada expresamente por el titular del órgano que dictó la resolución de concesión.

2. La solicitud de modificación, que se realizará de conformidad con lo previsto en el artículo 21 de esta orden, se acompañará de una memoria en la que se expondrán los motivos de los cambios y se justificará la imposibilidad de cumplir las condiciones impuestas en la resolución de concesión, y el cumplimiento de los requisitos expuestos en el apartado 1 anterior.

3. El órgano responsable para resolver las solicitudes de modificación será el titular del órgano que dictó la resolución de concesión.

4. El plazo máximo de resolución será de tres meses.

CAPÍTULO IV

Justificación y pago de las ayudas

Artículo 29. *Justificación de la realización del proyecto.*

1. La justificación por parte de los beneficiarios de la realización de las actuaciones que conforman el proyecto deberá realizarse, ante el órgano instructor, en el plazo de tres meses contados a partir de la fecha en que expire el plazo máximo de finalización de la actuación establecido en la resolución de concesión o su eventual ampliación.

2. La justificación documental se realizará a través de la aplicación informática que estará disponible en la sede electrónica del órgano concedente, mediante escrito dirigido al órgano instructor, junto al que se aportará, con carácter general, la siguiente documentación:

a) Justificación documental de la realización técnica de las actuaciones, mediante la aportación de una memoria técnica justificativa. En esta memoria se justificará el cumplimiento de las condiciones impuestas en la concesión favorable de la ayuda y la

adecuación de las actuaciones a dichas condiciones, así como los resultados obtenidos. Esta memoria técnica será realizada y suscrita por un técnico titulado competente que será el autor del proyecto o el responsable de la dirección de la ejecución de las actuaciones. Además, la memoria incluirá expresamente la fecha de finalización de las actuaciones, que será considerada como tal a los efectos del artículo 17.4.

b) Cuando sea de aplicación, copia de la inscripción de las instalaciones en el correspondiente registro de la Comunidad Autónoma (Certificado de la instalación térmica, suscrito por el director de la instalación o instalador autorizado, registrado en el órgano competente de la Comunidad Autónoma de acuerdo con el RITE, registro de instalaciones industriales o cualquier otro que sea de aplicación), o documentación específica que se solicite en la convocatoria correspondiente cuando no sea de aplicación dicho certificado.

c) Informe que acredite la adecuada realización de las actuaciones objeto de la ayuda concedida, de acuerdo con su resolución favorable de concesión (según modelo que estará disponible en la web del órgano concedente), emitido por organismo de control o entidad de control que cumpla los requisitos técnicos establecidos en el Real Decreto 410/2010, de 31 de marzo, por el que se desarrollan los requisitos exigibles a las entidades de control de calidad de la edificación y a los laboratorios de ensayos para el control de calidad de la edificación, para el ejercicio de su actividad. Concretamente para el ejercicio de su actividad en el campo reglamentario de la edificación o por entidad de control habilitada para el campo reglamentario de las instalaciones térmicas reguladas por la Ley 21/1992, de Industria y el Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de la infraestructura para la calidad y la seguridad industrial, en la especialidad o especialidades que mejor se adecuen a la naturaleza de la actuación.

d) Relación certificada y copia de los pedidos y/o contratos relativos a las actuaciones realizadas. En el caso de suministros «llave en mano», en el contrato suscrito entre el beneficiario y el contratista deberá aparecer específicamente el alcance y el importe contractual suficientemente desglosado para permitir determinar la inversión asociada a los conceptos susceptibles y no susceptibles de ayuda, cuando éstos estén incluidos en el alcance del suministro.

e) Relación certificada y copia de las facturas, y de sus correspondientes justificantes bancarios de pago, correspondientes a los gastos subvencionables realizados y que respondan al presupuesto y contratos presentados.

Las facturas deberán ser detalladas e incluir, suficientemente identificados, los conceptos e importes correspondientes a las actuaciones objeto de ayuda.

Así mismo, los justificantes de pago deberán ser claramente identificables y relacionables con las facturas aportadas. El órgano concedente no admitirá como justificación de las actuaciones realizadas, facturas o pagos que no respondan a estos requisitos.

Con carácter general, se considerará realizado el pago o gasto correspondiente cuando haya sido satisfecho efectivamente con anterioridad a la conclusión del plazo de justificación definido en el apartado 1 del presente artículo, no aceptándose pagos en metálico. Cuando se utilicen medios de pago diferido, solo se considerarán justificados los importes efectivamente cargados en cuenta a través de entidad financiera con anterioridad a la finalización del plazo de justificación. Si la forma de pago es una transferencia bancaria, esta se justificará mediante copia del resguardo del cargo de la misma, debiendo figurar en el concepto de la transferencia el número de factura o, en defecto de éste, el concepto abonado. En todos los justificantes de pago que se aporten, el beneficiario debe figurar como emisor del pago. En caso de no aparecer el emisor del pago en el justificante, se aportará acreditación de la entidad bancaria que contenga información sobre el emisor del pago, destinatario del pago, fecha e importe.

f) Para aquellos proyectos con un importe de inversión igual o superior a un millón de euros, deberá entregarse cuenta justificativa con aportación de informe de auditor, que cumpla las condiciones previstas en el artículo 74 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, y con el alcance y condiciones de la revisión de la cuenta justificativa que será determinado por el órgano concedente. La entrega de esta cuenta justificativa e informe de auditor, exime de la presentación de la documentación prevista en los anteriores apartados e) y f).

g) Documentación justificativa de que el beneficiario o beneficiarios son titulares del número o números de cuenta desde las que se hayan realizado pagos de facturas y, en su caso, el ingreso de ayudas.

h) Cumplimiento de las obligaciones tributarias y con la Seguridad Social, conforme a lo dispuesto en el artículo 22 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio.

i) Declaración responsable que acredite no haber recibido otras ayudas para la misma finalidad cuando sea de aplicación.

j) Reportaje fotográfico de los equipos e instalaciones principales objeto de la ayuda, identificando equipos y/o instalaciones, así como de las placas de características de los mismos, y donde se muestre el cartel publicitario de la actuación. Información y enlace al sitio de Internet del beneficiario, en caso de que disponga de uno, donde dicho beneficiario informa al público del apoyo obtenido de los Fondos de la Unión Europea haciendo una breve descripción de la operación, de manera proporcionada al nivel de apoyo prestado, con sus objetivos y resultados, y destacando el apoyo financiero de la Unión Europea.

k) Documentación justificativa sobre el proceso de contratación de las actuaciones por parte del beneficiario.

l) Declaración responsable y documentación justificativa que acredite la existencia de una contabilidad separada o diferenciada para todas las transacciones.

m) Declaración responsable, que acredite la legalidad del proceso de contratación de las actuaciones, así como que se cumplen las normas nacionales y comunitarias sobre requisitos de igualdad de oportunidades y no discriminación aplicables a este tipo de actuaciones, en particular los relacionados con la accesibilidad de las edificaciones o infraestructuras afectadas, el cumplimiento de las normas medioambientales nacionales y comunitarias, y sobre desarrollo sostenible, y que se han aplicado medidas antifraude eficaces y proporcionadas en el ámbito de gestión del proyecto objeto de ayuda.

3. En el caso de gestión autonómica, el órgano concedente podrá establecer en la convocatoria la documentación justificativa para la correcta verificación de las actuaciones subvencionadas, teniendo en cuenta lo indicado anteriormente y cumpliendo, en todo caso, lo establecido en el Reglamento de la Ley 38/2003, General de Subvenciones, aprobado por Real Decreto 887/2006, de 21 de julio.

4. En todo caso, si realizada la actividad y finalizado el plazo para justificar, se hubiera pagado solo una parte de los costes en que se hubiera incurrido, a efectos de pérdida del derecho a la percepción de la ayuda correspondiente, se aplicará el principio de proporcionalidad.

5. Con independencia de lo anterior, el órgano instructor podrá elaborar instrucciones de acreditación y justificación complementarias para los casos en los que la complejidad de la actuación o el importe elevado de la ayuda así lo requieran.

6. La no justificación en plazo por parte de los beneficiarios de la ayuda, de acuerdo con lo establecido en los apartados anteriores, supondrá la pérdida del derecho al cobro de la ayuda y, en su caso, el reintegro del anticipo por parte de aquellos, en los términos establecidos en los artículos 35 y 36.

7. El órgano instructor podrá requerir del beneficiario la aportación de cualquier documentación justificativa adicional a la expuesta, para verificar la efectiva adecuación de la actuación ejecutada a la que fue objeto de ayuda, quedando el beneficiario obligado a su entrega en un plazo máximo de quince días desde la recepción de la comunicación que se le efectúe por parte de aquel.

8. El órgano concedente podrá realizar las verificaciones sobre el terreno de las operaciones concretas que se determinen para la correcta certificación del gasto y el beneficiario estará obligado a facilitarlas.

9. El órgano instructor podrá, o bien designar al personal que estime oportuno, o bien utilizar los servicios de empresas independientes especializadas para realizar el seguimiento, control y verificación de las actuaciones aprobadas, no solo en la fase final de comprobación, sino también en momentos intermedios, donde se puedan comprobar los fines sobre los cuales se conceden las ayudas.

10. El órgano concedente o cualquier organismo fiscalizador, nacional o comunitario, podrán solicitar al beneficiario en cualquier momento, durante el plazo previsto en el artículo 140 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre

de 2013, y al menos durante cinco años a contar desde la fecha de conclusión del plazo de justificación establecido en el artículo 29.1, la exhibición de cualquiera de los documentos originales que hayan servido para el otorgamiento de la ayuda, o para justificar la realización de la actuación (incluyendo facturas y justificantes de pago de las mismas).

En caso de que el beneficiario no facilitase la exhibición de los documentos originales solicitados en un plazo de treinta días a contar desde el día siguiente al que se le hubiera requerido, se considerará tal circunstancia como un incumplimiento de la obligación de justificación del destino de la ayuda otorgada. En este sentido, supondrá la pérdida del derecho al cobro de la ayuda y, en su caso, el reintegro del anticipo en los términos establecidos en los artículos 35 y 36.

Artículo 30. *Importe de la ayuda a certificar.*

1. A los efectos de lo establecido en el apartado 3 del artículo 31, el importe de la ayuda unitaria a certificar, se calculará como sigue:

$$Importe\ de\ la\ ayuda\ unitaria\ a\ certificar = \left(\frac{Pj}{Pot_R}\right) - Am$$

Donde:

Pj: Presupuesto subvencionable justificado por el solicitante de la ayuda, en €.

Pot_R: Potencia nominal instalada real de los equipos de generación térmica o producción de gas renovable, en kW. El valor de Pot_R será el que aparezca en el registro de la Comunidad Autónoma, en el certificado de la instalación térmica, suscrito por el director de la instalación o instalador autorizado en el órgano competente de la Comunidad Autónoma de acuerdo con el RITE o cualquier otro que sea de aplicación, y deberá justificarse con las fichas técnicas de los equipos, así como con las placas de características de los mismos. En el caso de las instalaciones de gas renovable, se considerará como potencia nominal la capacidad de producción de gas renovable definida como la producción de gas renovable en Nm^3 a la hora, multiplicada por su poder calorífico superior expresado en kWh/Nm^3, siguiendo las indicaciones establecidas en la convocatoria.

El valor Pj/PotR, medido en €/kW, no podrá superar el presupuesto subvencionable unitario máximo que se establezca para la instalación. Este límite será definido en cada convocatoria para cada una de las tecnologías que puedan participar en la concurrencia competitiva.

Am: Término de aportación mínima unitaria a cargo del beneficiario, en €/kW. Valor constante para cada tipo de actuación que se establecerá en la correspondiente convocatoria.

El importe de la ayuda unitaria calculada según la expresión anterior no podrá sobrepasar el importe de la ayuda unitaria concedida, recogida en la resolución de concesión. Si el importe de la ayuda unitaria calculado fuera superior al recogido en la resolución de concesión, se tomará este último para el cálculo del importe de la ayuda total a certificar.

Si al aplicar la fórmula anterior se obtuviese un valor negativo, se considerará que la ayuda es cero.

2. El Importe de la ayuda total a certificar se calculará como sigue:

$$Importe\ de\ la\ ayuda\ total\ a\ certificar = Importe\ de\ la\ ayuda\ unitaria\ a\ certificar \cdot Pot$$

Donde:

Pot: El mínimo valor entre la potencia nominal instalada real (Pot_R) de los equipos de generación térmica o producción de gas renovable y la potencia nominal de los equipos de generación térmica o producción de gas renovable de la instalación objeto de la ayuda

recogida en la resolución de concesión. En el caso de las instalaciones de gas renovable, se considerará como potencia nominal la capacidad de producción de gas renovable definida como la producción de gas renovable en Nm^3 a la hora, multiplicada por su poder calorífico superior expresado en kWh/Nm^3.

3. El Importe de la ayuda total a certificar no podrá sobrepasar el Importe de la ayuda total concedida recogida en la resolución de concesión.

Artículo 31. *Certificación provisional, pago de la ayuda y certificación definitiva.*

1. Una vez realizadas las actuaciones de comprobación y verificación de la justificación descrita en el artículo 29, el órgano instructor emitirá una certificación provisional acreditativa del grado de cumplimiento de las obligaciones establecidas en la resolución de concesión de la ayuda, con las modificaciones de dicha resolución que, en su caso, se hubieran aprobado. Dicha certificación provisional será notificada al beneficiario.

2. La certificación provisional, incluirá, al menos, la siguiente información:

1.º NIF del beneficiario o beneficiarios.
2.º Localización de la actuación.
3.º Tipo de actuación al que pertenece el proyecto objeto de la ayuda.
4.º Potencia nominal de los equipos de generación térmica o producción de gas renovable de la instalación, recogida en la resolución de concesión de la ayuda.
5.º Importe de la ayuda total concedida según la resolución de concesión de la ayuda.
6.º Potencia nominal instalada real de los equipos de generación térmica o producción de gas renovable de la instalación.
7.º Presupuesto subvencionable justificado, limitado por el presupuesto subvencionable unitario máximo multiplicado por la potencia nominal instalada real de los equipos de generación térmica o producción de gas renovable de la instalación.
8.º Importe de la ayuda total a certificar conforme a la justificación realizada y según lo establecido en el artículo anterior.
9.º Importe total del anticipo abonado al beneficiario según lo establecido en el artículo 15, e importe de ayuda pendiente de pago al beneficiario.

3. Una vez realizada la certificación provisional se procederá al pago de la ayuda.

4. En caso de que las ayudas sean cofinanciadas con Fondos de la Unión Europea, el Organismo Intermedio realizará la correspondiente solicitud de reembolso de la cofinanciación a la Autoridad de Gestión del Programa Operativo que corresponda.

Una vez que dicha solicitud de reembolso es aceptada por la Autoridad de Gestión, la certificación provisional se convertirá automáticamente en definitiva y será notificada al interesado.

En caso de que las ayudas no sean cofinanciadas con Fondos de la Unión Europea, la certificación provisional se entenderá como definitiva.

5. En caso de no ser aceptada la solicitud de reembolso por la Autoridad de Gestión, o si se produjera una minoración del valor solicitado, el órgano instructor valorará las causas de la no aceptación, teniendo en cuenta que si estas fueran imputables al beneficiario conllevará la pérdida del derecho al cobro y, en su caso, el reintegro del anticipo por la cuantía correspondiente, de acuerdo con lo previsto en los artículos 35 y 36 de las presentes bases. Tras dicha valoración emitirá la certificación definitiva que indicará la cuantía definitiva de la ayuda otorgada, así como el importe que debe ser reintegrado y el plazo para su devolución que en ningún caso podrá ser superior a tres meses desde la notificación de la certificación definitiva.

6. La certificación definitiva indicará la cuantía definitiva de la ayuda otorgada.

7. La certificación definitiva, incluirá, al menos, la siguiente información:

1.º NIF del beneficiario o beneficiarios.
2.º Localización de la actuación.
3.º Tipo de actuación al que pertenece el proyecto objeto de la ayuda.
4.º Potencia nominal de los equipos de generación térmica o producción de gas renovable de la instalación recogida en la resolución de concesión de la ayuda.

5.º Potencia nominal instalada real de los equipos de generación térmica o producción de gas renovable de la instalación.

6.º Presupuesto subvencionable justificado, que en todo caso será inferior o igual al presupuesto subvencionable unitario máximo multiplicado por la potencia nominal de los equipos de generación térmica o producción de gas renovable de la instalación.

7.º Cuantía definitiva de la ayuda otorgada.

8.º Importe de la ayuda en concepto de cofinanciación con Fondos de la Unión Europea.

9.º En su caso, importe a devolver del anticipo por incumplimiento parcial o total y plazo de devolución.

8. En el caso de gestión descentralizada de las ayudas, las correspondientes convocatorias establecerán los mecanismos específicos de aplicación relativos a la certificación, en su caso, y pago de las ayudas, todo ello de acuerdo con el artículo 34 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y en el artículo 88 del Reglamento de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, aprobado por el Real Decreto 887/2006, de 21 de julio.

Artículo 32. *Garantías relativas al anticipo.*

1. El abono del anticipo será objeto de una garantía con arreglo a lo previsto en los artículos 42 y siguientes del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio. A estos efectos, no será de aplicación la exención establecida en el punto 2 del artículo 42 de dicho reglamento.

2. Previo al abono del anticipo, en los términos que se establezcan en la correspondiente convocatoria, se requerirá el resguardo de la Caja General de Depósitos o equivalente, en caso de gestión autonómica de las ayudas, acreditativo de haber depositado dicha garantía, a favor del órgano concedente.

3. La descripción de la obligación garantizada incluirá el texto que se establezca en la correspondiente convocatoria.

4. Cuando la garantía se constituya ante la Caja General de Depósitos, esta se constituirá mediante cualquiera de las modalidades establecidas en el Reglamento de la Caja General de Depósitos (Real Decreto 161/1997, de 7 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de la Caja General de Depósitos y Orden de 7 de enero de 2000 que desarrolla el Real Decreto 161/1997, de 7 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de la Caja General de Depósitos) y con los requisitos establecidos para la misma.

5. El período de vigencia de la garantía será como mínimo por el plazo máximo de finalización de las instalaciones más un periodo de dieciocho meses que podrá ser modificado por la propia convocatoria.

6. El importe a garantizar será igual a la cuantía del anticipo más los intereses calculados al tipo de interés legal, para la vigencia de la garantía.

7. Una vez acreditado por el beneficiario de la ayuda que la instalación se encuentra totalmente finalizada en plazo y emitida la certificación definitiva en virtud del artículo 31, el órgano concedente, de oficio, procederá a solicitar la cancelación de la garantía que corresponda.

8. En el caso de que el importe de la ayuda recogida en la certificación provisional fuera inferior al anticipo abonado y, previo el oportuno procedimiento de reintegro, si el beneficiario no efectuara el reintegro, se procederá a solicitar la incautación de la garantía asociada.

9. En el caso de otros incumplimientos a los que se refieren los artículos 35 y 36 y, previo el oportuno procedimiento de reintegro, si el beneficiario no efectuara el reintegro, se procederá a solicitar la incautación de la garantía que corresponda.

10. Cuando la garantía se constituya ante la Caja General de Depósitos la incautación se realizará según la normativa aplicable para la tramitación y ejecución de las garantías recogida en el Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, así como en el Real Decreto 161/1997, de 7 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de la Caja General de Depósitos.

11. En el caso de gestión descentralizada de las ayudas, las correspondientes convocatorias establecerán los mecanismos específicos de aplicación a las garantías relativas al anticipo según lo dispuesto en el artículo 15 de esta orden de bases y lo establecido en el presente artículo.

CAPÍTULO V

Control y reintegro de las ayudas

Artículo 33. *Gestión, seguimiento y control.*

1. Tanto el órgano concedente como el Organismo Intermedio de los fondos de la UE, cada uno en el ámbito de sus competencias, garantizarán la adecuada gestión, interpretación y resolución de todos los aspectos relativos a los expedientes de concesión de ayudas solicitadas, así como el seguimiento, evaluación y control de las mismas.

2. El Organismo Intermedio solicitará el reembolso de la cofinanciación de la Unión Europea en razón de los gastos que se hayan justificado. Para ello, el órgano concedente suministrará al Organismo Intermedio, la información que le sea requerida para la correcta certificación del gasto.

3. El Organismo Intermedio designado para la gestión de los fondos de la Unión Europea, de acuerdo con el sistema de gestión financiera prevista, en el caso del FEDER, en el capítulo primero del título I de la cuarta parte del Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, y una vez cumplidas las verificaciones de control contempladas en el artículo 125 del citado reglamento, justificará a la Autoridad de Gestión los gastos de las operaciones debidamente justificados por los beneficiarios para que proceda a solicitar a la Comisión Europea el reembolso de la ayuda correspondiente a las mismas.

A fin de cumplir con las obligaciones de control referidas, el Organismo Intermedio, en cooperación en su caso con el órgano concedente, realizará verificaciones administrativas y sobre el terreno para comprobar el desarrollo de las acciones subvencionadas y la elegibilidad del gasto certificado. Los beneficiarios estarán obligados a facilitar los elementos necesarios a efectos de la comprobación y de control financiero que se efectúen tanto por el Organismo Intermedio como por los demás órganos competentes de ámbito nacional o de la Unión Europea.

4. La justificación de los gastos de las operaciones realizadas por los beneficiarios estará soportada en piezas contables que serán conservadas por los mismos, teniendo en cuenta todas las disposiciones aplicables a los Fondos Estructurales en materia de elegibilidad, gestión y control, así como los sistemas de gestión y control establecidos por la Autoridad de Gestión, el Organismo Intermedio y, en su caso, los aprobados por la Comisión Europea relativos a la Intervención.

5. En el caso de gestión descentralizada de las ayudas, las correspondientes convocatorias establecerán los mecanismos específicos de aplicación relativos a la gestión, seguimiento y control.

Artículo 34. *Instrucciones de cumplimiento.*

El órgano concedente y el Organismo Intermedio, en el ámbito de sus respectivas competencias, podrán emitir cuantas instrucciones sean precisas para el cumplimiento de los requerimientos de la correspondiente convocatoria y para la ejecución y certificación de gastos de las operaciones subvencionadas al FEDER o, en su caso, a otro instrumento de la Unión Europea..

Artículo 35. *Incumplimientos, reintegros y sanciones.*

1. El incumplimiento de los requisitos establecidos en estas bases, en las correspondientes convocatorias, en el Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, en el Reglamento (UE) n.º 1301/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, y en las demás normas aplicables, así como el incumplimiento de las condiciones que, en su caso, se hayan establecido en la correspondiente resolución de concesión, dará lugar a la pérdida del derecho al cobro de la ayuda y, en su caso, previo el oportuno procedimiento de reintegro, a la obligación de devolver las cantidades percibidas más los intereses de demora correspondientes, en el momento de detectarse el incumplimiento, conforme a lo dispuesto en el título II, capítulo I, de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y en el título III del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio.

En particular, procederá iniciar el procedimiento de reintegro en el caso de que se produzca informe desfavorable de fiscalización de cualquiera de las Administraciones facultadas para realizarlo.

2. Los reintegros se regirán por el principio de proporcionalidad, y por el alcance de las consecuencias financieras, de acuerdo con lo previsto tanto en la normativa nacional como en la normativa comunitaria, conforme se establece en el siguiente artículo.

3. Será de aplicación lo previsto en el título IV de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, si concurren los supuestos de infracciones administrativas en materia de subvenciones y ayudas públicas.

4. Las infracciones podrán ser calificadas como leves, graves o muy graves, de acuerdo con los artículos 56, 57 y 58 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre. La potestad sancionadora por incumplimientos se establece en el artículo 66 de la misma.

Artículo 36. *Criterios de graduación de los posibles incumplimientos.*

1. Cuando el cumplimiento por el beneficiario se aproxime de modo significativo al cumplimiento total, y se acredite por este una actuación inequívocamente tendente a la satisfacción de sus compromisos y de las condiciones de otorgamiento de la ayuda, se tendrá en cuenta un criterio de proporcionalidad para determinar la pérdida del derecho al cobro de la ayuda o, en su caso, el reintegro del anticipo de la ayuda.

En el caso de que la potencia nominal instalada real de los equipos de generación térmica o producción de gas renovable de la instalación sea menor que la potencia nominal de los equipos de generación térmica o producción de gas renovable para la que se concedió la ayuda, y que recoge la resolución de concesión, se reducirá la ayuda total percibida proporcionalmente a la potencia nominal no instalada, manteniéndose constante el importe de la ayuda unitaria concedida, expresado en €/kW, según la metodología del artículo 30. Se considerará incumplimiento total el caso en el que la potencia nominal instalada real de los equipos de generación térmica o de producción de gas renovable sea inferior al 50 % de la potencia nominal de los equipos de generación térmica o de producción de gas renovable para la que se solicitó la ayuda.

2. Si la instalación fuera finalizada una vez superado el plazo máximo de realización de las actuaciones, definido en el artículo 17, pero dentro del plazo máximo de justificación del proyecto definido en el artículo 29, se podrán considerar válidamente justificados aquellos gastos subvencionables realizados con anterioridad al plazo máximo de realización de las actuaciones.

La finalización de la instalación una vez superado el plazo máximo de justificación del proyecto supondrá la pérdida del derecho de cobro de la ayuda concedida, dando lugar en su caso al reintegro del anticipo abonado más los intereses de demora desde el momento del pago hasta la fecha en que se acuerde el reintegro.

La posibilidad de pago de la ayuda descrita en el párrafo anterior no aumentará en ningún caso los plazos de justificación establecidos en el artículo 29.

3. En todo caso, el alcance del incumplimiento será total en los siguientes casos:

a) El falseamiento, la inexactitud o la omisión en los datos suministrados por el beneficiario que hayan servido de base para la concesión.

b) Incumplimiento de la finalidad para la que la financiación fue concedida.

c) La no inscripción en los registros oficiales exigidos por la legislación para el desarrollo de la actividad financiada.

Artículo 37. *Información, comunicación, visibilidad y publicidad.*

1. Toda referencia en cualquier medio de difusión al proyecto subvencionado, deberá cumplir con los requisitos que establezca el órgano concedente y el Organismo Intermedio, cada uno en el ámbito de sus respectivas competencias.

2. Se deberá instalar y mantener un cartel en un lugar visible para el público general, de tamaño suficiente para que sea perfectamente visible y legible en el que conste claramente el título del proyecto y la denominación e imagen del Programa, y que mencione la ayuda económica otorgada por la Unión Europea, incluyendo el logo de la UE y el lema «Una manera de hacer Europa», cuyo cartel deberá estar instalado, al menos, por el plazo que se

indica en el punto 9 del artículo 29, todo ello tal como establece el artículo 18.4 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre. El diseño gráfico del cartel y soportes de difusión que se realicen cumplirán con los requisitos que establezca el Organismo Intermedio.

El beneficiario informará al público del apoyo obtenido de los fondos haciendo una breve descripción en su sitio de Internet, en caso de que disponga de uno, de la operación, de manera proporcionada al nivel de apoyo prestado, con sus objetivos y resultados, y destacando el apoyo financiero de la Unión.

3. La aceptación de la ayuda implica la aceptación de lo dispuesto en el Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, y en el Reglamento (UE) n.º 1301/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, sobre actividades de información y publicidad que deben llevar a cabo los Estados miembros en relación con los Fondos de la Unión Europea. En particular, las responsabilidades de los beneficiarios relativas a las medidas de información y comunicación dirigidas al público se establecen en el apartado 2.2. del anexo XII de dicho Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013.

4. En el caso de gestión descentralizada de las ayudas, las correspondientes convocatorias establecerán los mecanismos específicos de aplicación relativos a información, comunicación, visibilidad y publicidad teniendo en cuenta lo establecido en el presente artículo.

Artículo 38. *Protección de datos de carácter personal.*

El cumplimiento de la normativa establecida en la Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre, de Protección de Datos Personales y garantía de los derechos digitales, será responsabilidad del órgano concedente, ante quien los interesados podrán ejercer personalmente sus derechos de acceso, rectificación, cancelación u oposición.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Los apartados 1, primer inciso, y 3 del artículo 20 serán de aplicación, exclusivamente, a la Administración General del Estado.

Disposición final segunda. *Desarrollo y aplicación.*

La Vicepresidenta Cuarta del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, los órganos competentes de la Secretaría de Estado de Energía y de las Comunidades Autónomas y el IDAE, en uso de sus respectivas competencias, adoptarán las medidas necesarias para la aplicación de esta Orden y sus disposiciones de desarrollo y ejecución.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Información relacionada

- Las convocatorias de estas ayudas, cuyas bases reguladoras se rigen por esta norma, pueden consultarse en la página web del IDAE

§ 80

Orden TED/766/2020, de 3 de agosto, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas a la inversión en instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable, susceptibles de ser cofinanciadas con fondos de la Unión Europea

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 211, de 5 de agosto de 2020
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2020-9262

I

La Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, modifica y refunde los cambios realizados en la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de la energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

En su artículo 3 dicta que los Estados miembros velarán conjuntamente por que la cuota de energía procedente de fuentes renovables sea de, al menos, el 32 % del consumo final bruto de energía de la Unión Europea en 2030.

Por otro lado, el Reglamento (UE) 2018/1999, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la Gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, establece la obligatoriedad de que todos los Estados miembros elaboren un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC).

El PNIEC español incluye entre los objetivos energéticos, lograr en 2030 una presencia de las energías renovables sobre el uso final de energía del 42 %, donde la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable deberá representar el 74 % de la generación eléctrica, conllevando una importante reducción del nivel de emisiones de CO_2 y favoreciendo el paso a una economía baja en carbono.

Para alcanzar sus objetivos energéticos, los Estados miembros de la Unión Europea pueden utilizar mecanismos de apoyo, debidamente justificados de acuerdo con la normativa europea.

Por otro lado, si bien la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable genera ingresos procedentes de la venta de energía en el mercado, estos no son suficientes para que, algunas tecnologías y en determinadas localizaciones, recuperen sus costes de inversión, por lo que se hace necesaria la concesión de ayudas públicas.

Por los motivos anteriormente descritos, y para asegurar la ejecución de las instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable en el

territorio nacional, se establecen las presentes bases para la concesión de ayudas a la inversión en las instalaciones previstas en esta orden.

II

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 17.1 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, la presente orden ministerial establece las bases reguladoras de las ayudas destinadas a instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable en todo el territorio nacional, susceptibles de ser cofinanciadas con Fondos de la Unión Europea, tanto procedentes del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), como de otros instrumentos dirigidos a apoyar la recuperación económica.

Estas ayudas adoptarán la forma de subvención, utilizando el procedimiento ordinario de concesión de subvenciones en régimen de concurrencia competitiva, según lo establecido en el artículo 22.1 de la citada ley.

En todas las fases del procedimiento se establece la obligación de relacionarse electrónicamente a todos los sujetos implicados, incluidas las personas físicas a las que, de acuerdo con el artículo 14 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, se les presupone la capacidad técnica necesaria para poder realizar las actuaciones objeto de las ayudas, quedando acreditado que tienen acceso y disponibilidad de los medios electrónicos necesarios.

El programa de ayudas regulado mediante las presentes bases se adapta a las especificaciones contenidas en la Comunicación de la Comisión Europea (2014/C 200/01) referida a las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020, y especialmente a lo establecido en el capítulo 3, relativo a la evaluación de la compatibilidad con arreglo al artículo 107, apartado 3, letra c), del Tratado y a lo dispuesto en el Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio 2014, por el que se declaran determinadas categorías de ayudas compatibles con el mercado interior en aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado.

En virtud del cumplimiento de las condiciones del reglamento citado, las ayudas reguladas en las presentes bases están exentas de la notificación previa a la Comisión Europea, pero las convocatorias que se realicen al amparo de las mismas deberán ser comunicadas para su registro en la Comisión Europea.

Por su parte, la Administración General del Estado, a través de la Dirección General de Fondos Europeos del entonces Ministerio de Hacienda y Función Pública, elaboró el Programa Operativo de Crecimiento Sostenible para el periodo 2014-2020 (POCS), aprobado por Decisión de Ejecución de la Comisión C (2015) 5220 de 22 de julio de 2015, y que ha quedado incorporado en el Programa Operativo Plurirregional de España (POPE). El POPE destina actualmente al Eje de Transición a una Economía Baja en Carbono un total aproximado de 1.983 millones de euros de ayuda FEDER.

En el POPE se recoge como prioridad de inversión el fomento de la producción y distribución de energía derivada de fuentes renovables dentro del Eje de Transición a una Economía Baja en Carbono. Por este motivo, una parte de la dotación de este eje para el período 2014-2020 se destinará a convocatorias dirigidas a aumentar la participación de la energía eléctrica renovable en todo el territorio nacional.

Siendo susceptible de cofinanciación por el FEDER el tipo de actuaciones al que van dirigidas estas bases, se estima oportuno establecer las condiciones adicionales precisas que posibiliten que las instalaciones objeto del programa de ayudas puedan ser cofinanciadas con dichos fondos.

Por otra parte, la Unión Europea está poniendo en marcha un conjunto de instrumentos dirigidos a impulsar la recuperación económica, como respuesta a la crisis económica desencadenada por la COVID-19. Algunos de ellos se materializan a través de instrumentos de la política de cohesión, entre ellos el FEDER, y se concretarán en nuevos ejes prioritarios dentro del POPE, o bien en nuevos programas operativos orientados a la recuperación.

Entre los objetivos fundamentales de los citados instrumentos de recuperación económica se halla el acelerar la doble transición ecológica y digital. Por ello, dichos instrumentos, en cuanto estén disponibles, podrán constituirse asimismo en fuente de financiación de las ayudas que se concedan conforme a las presentes bases.

Por ello, se recoge la plena aplicación de los mecanismos de gestión y control incluidos en el POPE, o en el correspondiente Programa Operativo en caso de convocatoria de gestión descentralizada, y en la normativa aplicable a los Fondos FEDER. En particular, les serán plenamente de aplicación los mecanismos de gestión y control establecidos en el Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, por el que se establecen disposiciones comunes relativas a los Fondos Estructurales y de Inversión Europeos (Fondos EIE), así como el Reglamento (UE) n.º 1301/2013 del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, sobre el Fondo Europeo de Desarrollo Regional.

El citado Reglamento (UE) n.º 1301/2013 del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, establece en su artículo 5, entre sus prioridades de inversión, la posibilidad de subvencionar inversiones destinadas a favorecer el paso a una economía de bajo nivel de emisión de carbono en todos los sectores. Así, las convocatorias que se realicen y regulen por las presentes bases contribuirán activamente a la sostenibilidad ambiental mediante la reducción del nivel de emisiones de CO_2, así como a la cohesión social y mejora de la calidad de vida de los ciudadanos.

Conforme a lo establecido en el acuerdo de designación de la Dirección General de Fondos Europeos del entonces Ministerio de Hacienda y Función Pública, de fecha 10 de mayo de 2017, y aceptado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE) el 16 de mayo de 2017, el IDAE ha sido designado Organismo Intermedio del POCS, incorporado en el POPE, para las iniciativas cofinanciadas por el FEDER, de acuerdo con lo establecido en el artículo 123 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, y en la Descripción de Sistemas y Procedimientos de la Autoridad de Gestión.

De esta manera, cuando las actuaciones objeto de las ayudas sean cofinanciables en el marco del POPE, el IDAE actuará como Organismo Intermedio.

Asimismo, en el marco de otros instrumentos y programas de la Unión Europea dirigidos a apoyar la recuperación económica, el IDAE podrá actuar en su caso como Organismo Intermedio.

Cuando la cofinanciación de la Unión Europea corresponda a programas regionales, el Organismo Intermedio será el designado al efecto, pudiendo este organismo acordar la intervención de un órgano gestor que realice la selección de los proyectos a cofinanciar.

El Organismo Intermedio será el responsable de certificar a FEDER, o al instrumento de la Unión Europea que corresponda, los proyectos a cofinanciar, determinando el gasto subvencionable de los mismos. Corresponderá también al Organismo Intermedio examinar las justificaciones de gasto remitidas por los beneficiarios y realizar las verificaciones necesarias (incluidas las verificaciones sobre el terreno) que permitan certificar dichos gastos a la Autoridad de Gestión de FEDER, o del instrumento de la Unión Europea que corresponda.

En la medida en que las características y requisitos de los nuevos instrumentos de la UE pudieran, si es el caso, modificar o precisar determinados aspectos, respecto de los ahora establecidos en el marco del POPE, que han servido de guía para elaborar estas bases, el Organismo Intermedio cursará las instrucciones necesarias para hacer posible la cofinanciación de la Unión Europea.

III

Entre otros objetivos, estas ayudas podrán impulsar en todo el territorio nacional el desarrollo de proyectos innovadores que se adecuen a las nuevas exigencias de las Directivas Europeas para la integración de las energías renovables en la red eléctrica. En este sentido el desarrollo de proyectos no solo se basa en el impulso de una tecnología renovable concreta, sino en la adecuación de las distintas tecnologías entre sí y con sistemas novedosos de gestión de la demanda, como pueden ser las comunidades de energías renovables y la financiación colectiva de proyectos, micromecenazgo, a nivel estructural y social. Además, ante los nuevos retos derivados de una Transición Energética unida a una Transición Justa, es necesaria una evaluación a nivel nacional de todas aquellas localizaciones donde deberá incidirse de forma especial para evitar desajustes sociales y económicos debidos al cambio de modelo energético. Estas ayudas también pueden

contribuir al desarrollo económico y a la cohesión social de aquellos territorios especialmente deprimidos.

Las actuaciones previstas se enmarcan en las políticas de fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables a las que está obligado el Estado español en el marco de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, que obliga a los Estados miembros a asumir objetivos vinculantes de diversificación de las fuentes de energía primaria, de reducción de la dependencia energética y de reducción de emisiones de CO_2, lo que confiere a las actuaciones contempladas en la presente orden de un enfoque supraautonómico que hace necesario el establecimiento de unas bases comunes para la gestión de las ayudas, conforme a los objetivos establecidos en el PNIEC.

IV

El marco regulador de estas ayudas resulta conforme con la jurisprudencia constitucional consolidada en materia de ayudas y subvenciones que comenzó a articularse con la Sentencia del Tribunal Constitucional 13/1992, de 6 de febrero, y que, recientemente, se ha perfilado con las sentencias 9/2017, de 19 de enero, y 62 y 64/2018, de 7 de junio.

En cumplimiento de dicha jurisprudencia, esta orden ministerial establece un modelo para la concesión de ayudas basado en mecanismos de cooperación y colaboración consustanciales a la estructura del Estado de las Autonomías que articula la Constitución Española, y ha sido informada en la Conferencia Sectorial de Energía celebrada el 17 de febrero de 2020, incluyendo la posibilidad excepcional de realizar una convocatoria de gestión centralizada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), con un grado de consenso favorable entre las administraciones afectadas.

Por lo tanto, en esta orden se contemplan diversas opciones para la gestión de la concesión, que podrá realizarse de forma descentralizada por el órgano competente designado por las comunidades autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla o de forma centralizada por el IDAE.

En los casos en que la gestión se asuma por alguna de las comunidades autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla afectadas, se determinará con carácter previo a las correspondientes convocatorias la distribución territorial del crédito, conforme a los parámetros objetivos de distribución que se determinen de acuerdo con lo establecido en el artículo 86 de la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria, salvo que la financiación se realice en el marco de los programas operativos regionales.

En todo caso se deberá cumplir con los requisitos que determina esta orden para que las convocatorias puedan ser cofinanciadas con Fondos de la Unión Europea, entre ellos el FEDER.

La Orden ministerial proyectada se adecua a los principios de buena regulación establecidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas y, en particular, a los principios de necesidad y eficacia, justificándose en la necesidad de facilitar el cumplimiento de los objetivos energéticos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), considerándose conveniente la puesta en marcha de instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable que contribuyan a la diversificación de las fuentes de energía primaria, a la reducción de la dependencia energética y de emisiones de CO_2, favoreciendo el paso a una economía baja en carbono.

También se adecua al principio de proporcionalidad, en la medida en que la norma contiene las actuaciones imprescindibles para el fin que se persigue, estableciendo las bases reguladoras que permitan articular la concesión de ayudas previstas en la normativa vigente. De acuerdo con el principio de seguridad jurídica, la norma es coherente con el resto del ordenamiento jurídico nacional e internacional.

Se cumple igualmente con el principio de transparencia, ya que en la elaboración de la norma se han seguido todos los procesos de participación y audiencia que establece la normativa, habiéndose realizado el trámite de participación pública mediante la publicación del proyecto en la Web del departamento.

Finalmente, respecto al principio de eficiencia, se imponen las menores cargas posibles a los ciudadanos.

La orden se dicta al amparo de las competencias exclusivas del Estado previstas en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución, en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y bases del régimen minero y energético, y se aprueba de conformidad con lo dispuesto en la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y en el Reglamento de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, aprobado por el Real Decreto 887/2006, de 21 de julio.

En su tramitación, en cumplimiento de lo previsto en el artículo 17.1 de la citada Ley 38/2003, de 17 de noviembre, la orden ha sido informada por la Abogacía del Estado y por la Intervención Delegada en el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

En su virtud, con la aprobación previa de la Ministra de Política Territorial y Función Pública, dispongo:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de la presente orden el establecimiento de las bases reguladoras de la concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas destinadas a proyectos de inversión en instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable en el territorio nacional.

Artículo 2. *Régimen jurídico.*

1. De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional vigésima sexta de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, el régimen jurídico, normativa específica aplicable, requisitos y obligaciones de los beneficiarios y procedimiento de concesión será el establecido en las presentes bases, en la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y en el Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones.

2. Estas ayudas están sujetas, en todo caso, al cumplimiento, ejecución y realización de los objetivos, actividades y condiciones establecidos por estas bases y por las convocatorias correspondientes.

3. Asimismo, será de aplicación el Reglamento (UE) n.º 1303/2013, del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, por el que se establecen disposiciones comunes y disposiciones generales relativas al Fondo Europeo de Desarrollo Regional, al Fondo Social Europeo, al Fondo de Cohesión, al Fondo Europeo Agrícola de Desarrollo Rural y al Fondo Europeo Marítimo y de la Pesca, así como el Reglamento (UE) n.º 1301/2013 del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, sobre el Fondo Europeo de Desarrollo Regional las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020 y el Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio 2014, por el que se declaran determinadas categorías de ayudas compatibles con el mercado interior en aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado.

4. En todo lo no previsto en esta orden o en las respectivas convocatorias, será de aplicación lo establecido en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, en la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, en la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria, en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y su normativa de desarrollo así como en las demás disposiciones que resulten de aplicación.

Artículo 3. *Ámbito geográfico.*

El ámbito geográfico de los proyectos que opten a las ayudas que se concedan al amparo de las presentes bases es el de cualquier parte del territorio nacional. Cada convocatoria especificará el ámbito geográfico de aplicación de la misma.

Artículo 4. *Ámbito temporal.*

El ámbito temporal de vigencia de esta orden será hasta el 31 de diciembre de 2021. No obstante, las ayudas concedidas se seguirán rigiendo por ella hasta la finalización y cierre de los correspondientes expedientes.

Artículo 5. *Tipos de actuaciones objeto de las ayudas.*

1. Podrán ser objeto de las ayudas los proyectos de inversión en instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable, pudiendo incluir actuaciones de inversión que mejoren la gestión y optimicen su producción, permitiendo el uso de autoconsumo y la incorporación de la energía a mercados locales.

Dentro de estas actuaciones se podrá incluir la modificación de instalaciones existentes de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable, en cuyo caso la correspondiente convocatoria definirá los requisitos que deberá cumplir la instalación modificada. En todo caso, no podrá ser objeto de ayuda la modificación de instalaciones existentes que, a la fecha de la aceptación de la ayuda, tengan régimen retributivo específico o cualquier otro régimen económico de apoyo, pudiendo renunciar al mismo antes de dicha aceptación.

En todo caso, las ayudas previstas deberán adaptarse a las especificaciones contenidas en las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020 y a lo dispuesto en el Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio 2014, por el que se declaran determinadas categorías de ayudas compatibles con el mercado interior en aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado.

2. Sin perjuicio de que las convocatorias puedan establecer restricciones adicionales, no podrán ser objeto de las ayudas los proyectos de inversión cuya fecha de inicio de ejecución sea anterior a la fecha de registro de la solicitud de la ayuda, de forma que se garantice el efecto incentivador de la misma.

A estos efectos, se considerará como fecha de inicio de la ejecución del proyecto de inversión la fecha más temprana de estas dos: la fecha del contrato de ejecución de la obra o la fecha del primer compromiso en firme para el pedido de equipos u otro compromiso que haga irreversible la inversión.

Los trabajos preparatorios para la obtención de permisos y la realización de estudios previos de viabilidad, incluidos los sondeos exploratorios del terreno para los proyectos geotérmicos, no influirán en la determinación de la fecha de inicio de la ejecución del proyecto de inversión.

Artículo 6. *Beneficiarios.*

1. Podrán obtener la condición de beneficiario las personas físicas o jurídicas, públicas o privadas, que vayan a realizar la actuación objeto de la ayuda, incluyendo los consorcios previstos en la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, las comunidades de bienes, las comunidades de propietarios, las agrupaciones de comunidades de propietarios y otras agrupaciones que puedan llevar a cabo la actuación objeto de la ayuda.

La concesión y disfrute de la ayuda no supondrá vinculación laboral o funcionarial entre el beneficiario de esta y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

2. En el caso de que el solicitante sea una agrupación, se deberá cumplir con lo dispuesto en el artículo 11.3 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

Las agrupaciones, exceptuando las comunidades de propietarios y las agrupaciones de comunidades de propietarios, deberán estar dadas de alta en el impuesto de actividades económicas con un CNAE vinculado al objeto del proyecto para el cuál se solicita la ayuda y disponer de estatutos vigentes de acuerdo a cualquiera de las formas que admita la legislación aplicable.

Las agrupaciones definidas en el párrafo anterior deberán contar con un representante y gestor para la solicitud, justificación de los gastos subvencionables y percepción de la ayuda. Todo ello sin perjuicio de que, conforme a la resolución de concesión, el gestor deba hacer la imputación de la ayuda entre los partícipes, en relación con los derechos y obligaciones que a cada uno correspondan y según la normativa que les aplique.

3. Los beneficiarios deberán cumplir con los requisitos establecidos en las presentes bases y en la correspondiente convocatoria.

4. No podrán obtener la condición de beneficiario:

a) Aquellos solicitantes en quienes concurra algunas de las circunstancias que prohíben el acceso a dicha condición, recogidas en el artículo 13 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

b) Aquellos solicitantes que se encuentren sujetos a una orden de recuperación pendiente como consecuencia de una Decisión previa de la Comisión Europea que haya declarado una ayuda al beneficiario ilegal e incompatible con el mercado interior.

c) Aquellos solicitantes que puedan considerarse como empresas en crisis según lo definido en las Directrices Comunitarias sobre ayudas estatales de salvamento y de reestructuración de empresas no financieras en crisis (2014/C 249/01).

5. Se contempla la posibilidad de subcontratación de la persona o entidad beneficiaria con terceros hasta el 100 % de la actividad incentivada, bajo las condiciones establecidas en el artículo 29 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

Artículo 7. *Obligaciones esenciales de los beneficiarios.*

1. Los beneficiarios deberán cumplir las obligaciones recogidas en el artículo 14 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, así como las contenidas en estas bases, las que se determinen en cada convocatoria, las que figuren en la resolución de concesión de las ayudas y en las instrucciones específicas que, en aplicación y cumplimiento de las presentes bases y de cada convocatoria, comunique el órgano competente en materia de ejecución, seguimiento, pago de las ayudas, información y publicidad, justificación y control del gasto.

2. Los beneficiarios deberán encontrarse al corriente del cumplimiento de sus obligaciones tributarias y con la Seguridad Social, conforme a lo dispuesto en los artículos 18 y 19 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio. Sin perjuicio de la presentación de declaración responsable sustitutiva en los casos previstos por el artículo 24 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, la solicitud correspondiente contemplará la autorización expresa por parte del solicitante para que el órgano concedente obtenga de forma directa la acreditación correspondiente a través de certificados telemáticos. En caso de no otorgarse dicha autorización, los beneficiarios deberán de aportar los certificados correspondientes.

3. Los beneficiarios estarán obligados a comunicar de inmediato al órgano competente, incluso durante la tramitación de la solicitud, cualquier modificación de las condiciones inicialmente informadas con la documentación que se acompaña a la solicitud. La falta de comunicación de estas modificaciones podrá ser causa suficiente para la revocación de la ayuda de acuerdo con lo previsto en los artículos 35 y 36.

4. Asimismo, se consideran obligaciones esenciales de las entidades beneficiarias, en función de sus características particulares, las siguientes:

a) Mantener un sistema de contabilidad diferenciado para todas las transacciones relacionadas con las actuaciones objeto de la ayuda contando, al menos, con una codificación contable adecuada que permita identificar claramente dichas transacciones. Asimismo, deberán disponer de los libros contables, registros diligenciados y demás documentos en los términos exigidos por la legislación aplicable al beneficiario, así como las facturas y demás justificantes de gasto de valor probatorio equivalente y los correspondientes justificantes de pago. Este conjunto de documentos constituye el soporte justificativo de la subvención concedida, y garantiza su adecuado reflejo en la contabilidad de los beneficiarios.

b) Tener en cuenta, en los procesos de contratación que se refieran a gastos subvencionables, lo siguiente:

1. Según lo dispuesto en el artículo 31.3 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, se deberá disponer como mínimo de tres ofertas de diferentes proveedores con carácter previo a la contratación del compromiso para la ejecución de la instalación, salvo que por sus especiales características no exista en el mercado suficiente número de entidades que realicen, presten o suministren el servicio contratado. En virtud del artículo 83.2 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, si no se aportaran las ofertas o la adjudicación hubiera

recaído, sin adecuada justificación, en una que no fuera la más favorable económicamente, el órgano concedente podrá recabar una tasación pericial del bien o servicio, siendo de cuenta del beneficiario los gastos que se ocasionen. En tal caso, la subvención se calculará tomando como referencia el menor de los dos valores: el declarado por el beneficiario o el resultante de la tasación.

2. En los pliegos, especificaciones, anuncios, contratos y otros documentos que sustenten la contratación de las obras, los bienes o servicios a prestar, deberá hacerse constar la posibilidad de cofinanciación o participación del FEDER o, en su caso, del instrumento de la Unión Europea que cofinancie el proyecto.

3. No se podrán incluir, para la valoración de ofertas, criterios de valoración discriminatorios o que alteren la concurrencia, pudiendo establecerse requisitos mínimos a cumplir por los ofertantes siempre y cuando estos respondan a las necesidades del proyecto y no se utilicen para favorecer a unas ofertas respecto a otras.

4. Se deberá disponer de la documentación del proceso de contratación, incluida la justificación de la selección de la oferta económicamente más ventajosa y de las comunicaciones con los ofertantes.

5. Las obras, servicios o prestación del servicio contratado deben ser demostrables y tienen que estar verificados y aceptados de forma previa a la certificación del pago, conforme a las condiciones que se establezcan en el contrato.

c) Para todas las actuaciones, acreditar ante el órgano competente la realización de la actividad, facilitando además las comprobaciones encaminadas a garantizar la correcta realización del proyecto o acción objeto de la ayuda, aportando al efecto cuanta documentación le fuera requerida, así como los valores de los indicadores que, en su caso, fueran requeridos para reportar los resultados del proyecto en el marco del Programa Operativo de aplicación.

d) Someterse a cualesquiera otras actuaciones de comprobación y control financiero que pueda realizar la Dirección General de Fondos Europeos del Ministerio de Hacienda, la Intervención General de la Administración del Estado, el Tribunal de Cuentas, los órganos de control de la Comisión Europea u otros órganos de control competentes, tanto nacionales como de la Unión Europea, de acuerdo a lo establecido en la normativa aplicable a la gestión de las ayudas cofinanciadas con fondos de la Unión Europea, en sus respectivos ámbitos de competencia, aportando para ello cuanta información le sea requerida.

e) Cumplir con los requisitos de difusión y publicidad establecidos en estas bases y en particular en el artículo 37, conforme lo establecido en el artículo 18.4 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y con los deberes de información, comunicación y visibilidad que correspondan al beneficiario con arreglo a lo establecido en el artículo 115 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013.

f) Aceptar su inclusión en una lista pública de operaciones, que será objeto de publicación electrónica o por otros medios según lo previsto en el anexo XII «Información, comunicación y visibilidad del apoyo procedente de los fondos» previsto en el artículo 115 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013.

g) Conservar los documentos originales, justificativos de la actuación realizada y la aplicación de los fondos recibidos, en tanto puedan ser objeto de las actuaciones de comprobación y control. La disponibilidad de los documentos se ajustará a lo dispuesto en el artículo 140 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013.

h) Respetar las normas de ayudas nacionales que pudiera establecer la Dirección General de Fondos Europeos del Ministerio de Hacienda, en el ámbito de sus competencias.

5. Los beneficiarios deberán cumplir el objetivo, ejecutar la actuación, realizar la actividad o adoptar el comportamiento que fundamenta la concesión de la ayuda en la forma y plazos establecidos en estas bases y en la convocatoria correspondiente.

6. Los beneficiarios deberán presentar al Organismo Intermedio o, en caso de gestión descentralizada, ante el organismo designado para ello, la información de la planificación económica o senda financiera prevista, derivada de la ejecución de las actuaciones objeto de

la ayuda, así como de sus resultados esperados, que se cuantificarán en base a los indicadores de productividad previstos, en su caso, en el Programa Operativo de aplicación.

En el caso del Programa Operativo Plurirregional de España (POPE) son los que se indican a continuación:

Código	Indicador	Unidad de medida
C030	Capacidad adicional de producción de energía renovable eléctrica.	MW
C034	Reducción de emisiones de GEI.	tCO_2 eq/año

7. Los beneficiarios deberán proporcionar al órgano competente la documentación necesaria ex post con el contenido mínimo que figura en el Artículo 29, de Justificación de la realización del proyecto.

8. Los beneficiarios deberán asegurar la durabilidad de las operaciones de acuerdo con el artículo 71.1 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, manteniendo la propiedad o titularidad de las instalaciones objeto de subvención en su poder en los cinco años siguientes al pago final al beneficiario, así como el destino de las mismas a la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable.

9. El Organismo Intermedio transmitirá a los beneficiarios cuantas instrucciones reciba de la Autoridad de Gestión o de Certificación del, siendo obligación del beneficiario dar cumplimiento a lo solicitado.

10. El incumplimiento de cualquiera de las obligaciones señaladas en los apartados anteriores, podrá ser causa de la pérdida de derecho al cobro o del reintegro de la ayuda concedida según la fase procedimental en que se halle la tramitación del expediente.

CAPÍTULO II

Características de las ayudas

Artículo 8. *Modalidad de la ayuda y régimen de concesión.*

1. Las ayudas que se otorguen consistirán en una subvención a fondo perdido que el órgano concedente podrá adelantar al beneficiario al objeto de facilitar la financiación de los proyectos. El anticipo consistirá en el abono, por el órgano concedente, previo depósito de garantía, de un anticipo de la ayuda concedida, en los términos establecidos en el artículo 15.

2. El régimen de concesión será el de concurrencia competitiva, conforme al artículo 22.1 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y de acuerdo con los criterios de evaluación y selección establecidos en estas bases y en la correspondiente convocatoria.

3. Cada convocatoria, en función del ámbito geográfico que se trate, determinará si la gestión de las ayudas es centralizada o descentralizada. En caso de gestión centralizada, la gestión de las ayudas corresponderá al IDAE. En caso de gestión descentralizada la gestión de las ayudas corresponderá al órgano competente que designe la correspondiente Comunidad Autónoma.

4. Las ayudas concedidas estarán sometidas a los requisitos y límites establecidos en el Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio 2014.

El procedimiento de concurrencia competitiva, a los efectos de la aplicación del apartado 10 del artículo 41 de Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio 2014, se establece como un procedimiento de licitación no discriminatorio, que vela por la participación de un número suficiente de solicitantes y cuya concesión de ayudas se basa en la oferta presentada por el solicitante de la ayuda en la que se valoran requisitos administrativos, económicos y técnicos.

5. Cada convocatoria, en función del ámbito geográfico que se trate, determinará si las ayudas serán cofinanciadas con el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), siendo por tanto de aplicación los mecanismos de gestión y control incluidos en los programas operativos e instrumentos aplicables a dichos fondos.

En aquellos casos donde no sea posible la cofinanciación con recursos del FEDER, se aplicarán de forma subsidiaria las condiciones y obligaciones establecidas por el programa FEDER según se expone en estas bases, en lo referente a la selección de las operaciones.

En aquellos casos en que la cofinanciación se efectuara con cargo a otros instrumentos de la Unión Europea dirigidos a impulsar la recuperación económica, cada convocatoria establecerá, a partir de lo establecido en estas bases, los ajustes y modificaciones de los mecanismos de gestión y control que sean necesarios para hacer posible dicha cofinanciación.

Artículo 9. *Financiación.*

1. El presupuesto, la financiación, y la asignación de cuantías según distribución territorial, así como por tipos de actuación, serán los que se establezcan en cada una de las convocatorias.

2. En las convocatorias de gestión centralizada con cofinanciación FEDER, el criterio de distribución territorial del gasto tendrá en cuenta la programación presupuestaria de fondos de FEDER. En las convocatorias de carácter descentralizado, cuyos fondos provengan de los Presupuestos Generales del Estado, la distribución territorial se realizará con carácter previo, conforme a los criterios de gestión descentralizada previstos en el artículo 86 de la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, y asegurando en todo caso su cofinanciación por los instrumentos de la Unión Europea para la recuperación económica.

3. Las comunidades autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla podrán realizar convocatorias descentralizadas con cargo a sus propios presupuestos.

Artículo 10. *Incompatibilidad de las ayudas.*

Las ayudas reguladas en esta orden son incompatibles con otras ayudas que se otorguen para la misma finalidad, procedentes de cualesquiera administraciones públicas o entes públicos o privados, nacionales, de la Unión Europea o de otros organismos internacionales.

Artículo 11. *Gastos subvencionables.*

1. Tendrán la consideración de gastos subvencionables aquellos gastos que satisfagan lo establecido en el artículo 31 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y en el artículo 83 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio.

2. Para que los gastos puedan ser considerados subvencionables, deben cumplir los siguientes requisitos:

a) Cumplir las normativas local, autonómica, nacional y comunitaria aplicables y, en concreto, las relacionadas con el Programa Operativo FEDER de aplicación para el periodo de programación 2014-2020, o con el instrumento de la Unión Europea que cofinancie la convocatoria, sean o no cofinanciados con Fondos de la Unión Europea.

b) Estar relacionados de manera indubitada con la actividad objeto de la ayuda, ser necesarios para su ejecución y estar realizados en el plazo establecido en el artículo 17 de la presente orden.

c) Ser reales y abonados efectivamente con anterioridad a la finalización del plazo de justificación establecido en virtud del artículo 18. Cuando se utilicen medios de pago diferido, solo se subvencionarán aquellos importes efectivamente cargados en cuenta a través de entidad financiera con anterioridad a la finalización del plazo citado.

d) Existir constancia documental y ser verificables.

3. No se considerarán gastos subvencionables los englobados en los siguientes conceptos:

a) El Impuesto sobre el Valor Añadido o, en su caso, el Impuesto General Indirecto Canario (IGIC) soportado.

b) Los gastos propios, ya sean de personal, funcionamiento o gastos generales.

c) Estudios de impacto ambiental, estudios del recurso (salvo los sondeos exploratorios, para proyectos geotérmicos) y costes de visado de proyectos técnicos.

d) Cualesquiera otros gastos de promoción en los que el solicitante incurra para desarrollar el proyecto.

e) Autorizaciones administrativas, licencias, permisos, coste de avales y/o fianzas, multas, tasas o tributos.

f) Cualesquiera gastos asociados a gestiones, contrataciones, consultas o trámites administrativos, aun siendo necesarios para la obtención de permisos o licencias.

g) Coste de adquisición o arrendamiento de terrenos utilizados tanto para el proyecto de inversión como para las infraestructuras de evacuación.

h) Seguros suscritos por el solicitante.

i) La vigilancia y seguridad durante la ejecución de la obra hasta la fecha de puesta en marcha.

j) Adecuaciones, remodelaciones o ejecuciones de otras líneas eléctricas diferentes de las exclusivas para hacer viable la evacuación de la energía. Por tanto, sólo se consideran subvencionables las líneas necesarias para unir la instalación de generación, o los sistemas de integración de energías renovables en red, con el punto de conexión de las citadas instalaciones y la línea de transporte o distribución, según lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

k) Adecuación de los accesos en las carreteras públicas y caminos existentes hasta la instalación.

l) Costes financieros.

4. Tendrán la consideración de gastos subvencionables los costes de gestión de la solicitud de la ayuda, entendiendo como tales, aquellos gastos que el solicitante pudiera satisfacer a una empresa o profesional por llevar a cabo la gestión administrativa y documental de su solicitud ante el órgano concedente, con los límites que, en su caso, se establezcan en las correspondientes convocatorias. Así mismo, tendrán la consideración de gastos subvencionables los costes de gestión de la justificación de la realización del proyecto, entendiendo como tales, aquellos gastos que el beneficiario pudiera satisfacer a empresas o profesionales por llevar a cabo la gestión técnica, administrativa y documental de la justificación ante el órgano concedente de la realización de las actuaciones que conforman el proyecto, incluyendo el gasto derivado de la elaboración del informe de auditor mencionado en el artículo 29 de estas bases reguladoras, con los límites que, en su caso, se establezcan en las correspondientes convocatorias. La realización y pago de dicho informe podrá efectuarse durante el periodo concedido para presentar la documentación justificativa.

5. En cada convocatoria se podrán incluir las instrucciones u orientaciones detalladas sobre los conceptos que podrán ser tenidos en cuenta para la determinación de los gastos subvencionables.

Artículo 12. *Presupuestos subvencionables mínimos y máximos de los proyectos de inversión.*

1. A los efectos de las ayudas reguladas por la presente orden, se entiende por presupuesto subvencionable de un proyecto de inversión el importe total de los gastos subvencionables que conforman dicho proyecto, según lo previsto en el artículo 11 y en las previsiones establecidas en la correspondiente convocatoria.

2. Los presupuestos subvencionables mínimo y máximo por proyecto de inversión para el que se solicite ayuda se podrán establecer en la correspondiente convocatoria.

3. El presupuesto subvencionable máximo por proyecto de inversión para el que se solicite la ayuda será en todo caso inferior a 50 millones de euros.

Artículo 13. *Límites de ayuda en la resolución de concesión.*

1. El importe máximo de la ayuda por unidad de potencia instalada o ayuda unitaria que se podrá conceder a cada proyecto de inversión según su tipo de actuación se establecerá en la correspondiente convocatoria.

2. El importe de la ayuda unitaria solicitada para cada proyecto de inversión deberá ser inferior o igual al importe máximo citado en el apartado anterior.

3. La resolución de concesión de la ayuda especificará el importe de la ayuda unitaria concedida, que en todo caso será igual o inferior al importe de la ayuda unitaria solicitada.

4. La resolución de concesión de la ayuda especificará el importe de la ayuda total concedida, expresado en €, que no podrá superar el límite de 15 millones de euros por empresa por proyecto, en virtud de lo establecido en los apartados 1.s) y 2 del artículo 4 del Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio 2014.

Artículo 14. *Valor de la potencia instalada máxima y mínima a implementar para cada localización y por tipo de actuación.*

Las convocatorias que se realicen al amparo de las presentes bases podrán establecer un valor de la potencia instalada máxima y de la potencia instalada mínima a implementar a la que se puede otorgar ayuda para cada localización y tipo de actuación.

Artículo 15. *Anticipo.*

1. El órgano concedente podrá establecer en cada convocatoria la dotación de anticipos a los beneficiarios de las ayudas que así lo soliciten.

2. El anticipo se considerará como pago a cuenta de la ayuda establecida en el artículo 8, y se corresponderá como máximo con el 80 % del importe de la ayuda total concedida en la resolución prevista en el artículo 27.

3. El anticipo deberá destinarse exclusivamente a cubrir gastos del proyecto objeto de subvención.

4. El anticipo se abonará teniendo en consideración las garantías asociadas reguladas a tenor de lo establecido en el artículo 32.

5. En el supuesto de incumplimientos imputables al beneficiario que reduzcan la cuantía de la ayuda establecida en la certificación definitiva del artículo 31 respecto al anticipo abonado, procederá el reintegro parcial o total del mismo según lo establecido en los artículos 35 y 36. El órgano concedente notificará al beneficiario las cantidades que deba reembolsar del anticipo percibido.

Artículo 16. *Cuantía de las ayudas.*

1. El importe de la ayuda unitaria concedida para los proyectos que resulten seleccionados se establecerá de acuerdo con la solicitud presentada por el beneficiario, los límites establecidos en el artículo 13 y el procedimiento descrito en los artículos 24, 25, 26 y 27.

2. El importe de la ayuda total concedida para los proyectos que resulten seleccionados se calculará multiplicando el valor del importe de la ayuda unitaria concedida por la potencia instalada de los equipos de generación eléctrica objeto de la ayuda, de acuerdo a los datos incluidos en el cuestionario electrónico descrito en el artículo 24 de las presentes bases. El importe de la ayuda total concedida nunca podrá superar el valor del importe de la ayuda total solicitada por el beneficiario.

Artículo 17. *Plazo de realización de las actuaciones.*

1. Las actuaciones subvencionadas deberán ejecutarse en los plazos indicados en la correspondiente convocatoria, no pudiendo iniciarse en ningún caso antes de la fecha de registro de la solicitud de la ayuda por parte del beneficiario de acuerdo con lo indicado en el artículo 5.2 de las presentes bases.

2. Las instalaciones deberán encontrarse completamente finalizadas antes del 30 de junio de 2023, salvo que la convocatoria correspondiente establezca un plazo más restrictivo.

3. A los efectos de las ayudas reguladas en estas bases, se considera que una instalación está completamente finalizada cuando se cumplan los siguientes requisitos:

a) Que cuente con todos los elementos, equipos, sistemas e infraestructuras que son objeto de la ayuda.

b) Que haya obtenido la autorización de explotación que permita, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión la instalación y proceder a su explotación.

Cuando no sea preceptiva la autorización de explotación, deberá justificarse la finalización del proyecto mediante la documentación que acredite que la instalación está construida y se encuentra en condiciones de ser puesta en tensión y proceder a su explotación.

La convocatoria correspondiente podrá establecer cualquier otra documentación necesaria para el cumplimiento de este apartado.

4. Se considerará como fecha de finalización de la actuación la reflejada en la justificación documental, tal y como se recoge en el artículo 29.2.a).

Artículo 18. *Plazo máximo de justificación de la realización de las actuaciones.*

Las convocatorias que se establezcan al amparo de las presentes bases deberán contemplar plazos máximos para la justificación de acuerdo con lo establecido en el artículo 29.1.

CAPÍTULO III

Procedimiento

Artículo 19. *Convocatoria de las ayudas e inicio del procedimiento.*

1. Las ayudas reguladas en estas bases se articularán a través de las convocatorias que se aprueben por los órganos competentes conforme establece el artículo 10 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

2. Las convocatorias detallarán, al menos, el contenido mínimo previsto en el artículo 23 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre. Su publicación se realizará en la Base de Datos Nacional de Subvenciones (BDNS), en la web del órgano concedente y un extracto de las mismas en el diario oficial que corresponda según lo establecido en el apartado b) del artículo 17.3 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

Artículo 20. *Órganos competentes para convocar, instruir y resolver el procedimiento de concesión y órgano responsable del seguimiento.*

1. En el caso de convocatorias gestionadas por la Administración General del Estado el IDAE será competente para convocar, instruir y resolver las ayudas reguladas en esta orden. La instrucción y ordenación del expediente se realizará por la Dirección General del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), y respecto a la resolución de la concesión de ayudas será competente el Presidente de IDAE de conformidad con lo previsto en los artículos 10 y 25 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

En el caso de convocatorias gestionadas por la Administración Autonómica, serán competentes los órganos que esta administración designe para la instrucción y resolución del procedimiento conforme a su normativa de aplicación, Todo ello sin perjuicio de las delegaciones vigentes sobre la materia que se puedan acordar.

2. El órgano instructor responsable de la instrucción de los procedimientos de concesión, podrá asistirse de departamentos o áreas especializados para las labores de gestión y notificación a los interesados. Así mismo, se podrán utilizar para la gestión plataformas informáticas específicas, que serán accesibles a través de la sede electrónica del órgano concedente.

3. En el caso de convocatorias gestionadas por la Administración General del Estado, será competente para evaluar las ayudas, en los términos previstos en el artículo 22.1 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y sin perjuicio de los posibles mecanismos de cooperación que se establezcan por convenio de colaboración con las comunidades autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, como órgano colegiado, una comisión de valoración integrada por:

a) El Director de Energías Renovables de IDAE, que actuará como presidente.

b) Un representante de los departamentos técnicos de IDAE en función de la materia de la ayuda, que actuará como secretario con derecho a voto.

c) Un representante de la Secretaría General del IDAE.

d) Un representante del Gabinete del Secretario de Estado de Energía.

e) Un representante de la Dirección General de Política Energética y Minas.

f) Podrá haber representantes de las comunidades autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla incluidas en el ámbito de la convocatoria, cuando estas lo acepten voluntariamente o cuando un convenio así lo establezca y en relación a la evaluación de los proyectos en su ámbito territorial.

En casos de ausencia o de enfermedad y, en general, cuando concurra alguna causa justificada, cualquiera de los miembros titulares de la Comisión de Valoración podrá ser sustituido por suplentes.

La Comisión de Valoración podrá requerir la asistencia del personal técnico especializado que considere oportuno en función de los proyectos a valorar.

4. En el caso de convocatorias gestionadas por la Administración Autonómica, la convocatoria designará la composición de la Comisión de Valoración, así como sus normas generales de funcionamiento.

Artículo 21. *Tramitación electrónica.*

1. De acuerdo con los artículos 14.3 y 41.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, la tramitación electrónica será obligatoria en todas las fases del procedimiento, de forma que las solicitudes, comunicaciones y demás documentación exigible relativa a los proyectos que concurran a estas ayudas serán presentadas electrónicamente.

2. Los interesados, debidamente identificados, podrán consultar los trámites que les sean notificados y efectuar la presentación de la documentación adicional que pudiera ser requerida por el órgano actuante.

3. La publicación de las propuestas de resoluciones provisionales y definitivas, así como de las resoluciones de concesión y sus posibles modificaciones ulteriores, tendrá lugar en la sede electrónica del órgano concedente, surtiendo dicha publicación los efectos de la notificación según lo dispuesto en el artículo 45.1.b) de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

4. En aquellos casos en los que tuviera lugar un procedimiento de reintegro, las notificaciones relacionadas con dicho procedimiento se realizarán bajo la modalidad de notificación por comparecencia electrónica, en los términos establecidos en el artículo 43 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

Artículo 22. *Plazo de presentación de solicitudes.*

1. El plazo de presentación de solicitudes y de la documentación correspondiente no podrá ser inferior a veinte días ni superior a tres meses desde la fecha de publicación del extracto de la convocatoria en el «Boletín Oficial del Estado». Las fechas de finalización del plazo de presentación de solicitudes se señalarán en la convocatoria.

2. Las solicitudes presentadas fuera del plazo establecido serán inadmitidas.

Artículo 23. *Representación.*

1. La intervención por medio de representante de las entidades solicitantes o beneficiarias de las ayudas exige la acreditación de la representación necesaria para cada actuación, en los términos establecidos en el artículo 5 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

2. El firmante de la solicitud de la ayuda deberá acreditar que en el momento de la presentación de la solicitud tiene la representación legal de la entidad beneficiaria. En caso contrario, se requerirá al interesado para que, en un plazo de diez días, lo subsane, con indicación de que, si así no lo hiciera, se le tendrá por desistido de su petición, de acuerdo con lo establecido en el artículo 68 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

3. El órgano instructor podrá requerir en cualquier momento a las personas firmantes de las distintas documentaciones que se presenten, la acreditación de la representación que ostentan. La falta de representación suficiente determinará que el documento en cuestión se tenga por no presentado, con los efectos que de ello se deriven para la continuación del procedimiento.

Artículo 24. *Formalización y presentación de solicitudes.*

1. Las solicitudes para la obtención de las ayudas se dirigirán al órgano concedente, y estarán disponibles para su cumplimentación y presentación en el Portal de Ayudas alojado en la sede electrónica del mismo, donde se dispondrán los medios electrónicos de ayuda necesarios.

2. La solicitud consta de los siguientes elementos:

a) Cuestionario electrónico, a través del cual los solicitantes aportarán todos los datos necesarios para formalizar la solicitud de ayuda. Entre otros, se incluirán:

1.º Importe de la ayuda unitaria solicitada en €/MW.

2.º Potencia instalada, en MW, según la definición del artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, aun cuando se trate de instalaciones en el ámbito de aplicación del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.

3.º Importe de la ayuda total solicitada, en €, que se corresponderá con el producto del importe de la ayuda unitaria solicitada por la potencia instalada.

b) Formulario de Solicitud de ayuda, generado desde los medios electrónicos especificados en la convocatoria correspondiente, tras cubrir todos los campos obligatorios del formulario, y que será firmado electrónicamente por el solicitante.

c) Memoria del proyecto, que deberá ajustarse al contenido mínimo que, en su caso, se establezca en la correspondiente convocatoria.

d) Cuando se disponga de ello, la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o informe de impacto ambiental que le sea de aplicación o, en su caso, documento que certifique su exención.

e) Cuando se disponga de ello, la autorización administrativa previa, la autorización administrativa de construcción, así como, en su caso, la documentación urbanística correspondiente vinculada al inicio de la ejecución de las instalaciones, como la licencia de obras o documento equivalente.

f) En el caso de modificación de una instalación existente, la autorización de explotación definitiva de la instalación existente.

g) Acreditación válida del poder de representación del firmante de la solicitud, según lo señalado en el artículo 23 y conforme a la documentación que se requiera en la correspondiente convocatoria. Documentación de constitución de la entidad solicitante y estatutos actualizados con justificante del registro correspondiente.

h) Documento de Identificación fiscal del beneficiario de acuerdo con la documentación que sea requerida en la correspondiente convocatoria.

i) Declaraciones responsables que acrediten el cumplimiento de los requisitos necesarios establecidos para adquirir la condición de beneficiario, conforme a lo establecido en los artículos 6 y 7:

1.º No concurrencia de ninguna de las circunstancias que prohíben el acceso a la condición de beneficiario, recogidas en el artículo 13 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

2.º No estar sujetos a una orden de recuperación pendiente como consecuencia de una Decisión previa de la Comisión Europea que haya declarado una ayuda al beneficiario ilegal e incompatible con el mercado interior.

3.º No tener pendientes obligaciones de reintegro de subvenciones o ayudas, o en su caso el cumplimiento de las mismas conforme a los términos establecidos en el artículo 21 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio.

4.º No haber percibido otras ayudas para la misma actuación o finalidad que la solicitada en el contexto de la correspondiente convocatoria de ayudas.

5.º No encontrarse la empresa en crisis, según lo establecido por las Directrices Comunitarias sobre ayudas estatales de salvamento y de reestructuración de empresas no financieras en crisis (2014/C 249/01).

6.º No haber iniciado la ejecución del proyecto de inversión antes de la fecha de registro de la solicitud de ayuda según lo establecido en el artículo 5.2 de las presentes bases.

j) Aceptación de las bases y de la convocatoria.

k) Certificados que acrediten el cumplimiento de las obligaciones tributarias y con la Seguridad Social de acuerdo con los artículos 18 y 19 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, y teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 7.2 de esta orden.

l) Otros elementos que se definan en la convocatoria de la ayuda.

3. Tal y como se establece en el artículo 21, la documentación requerida en el punto anterior se presentará exclusivamente por vía electrónica.

4. Por tratarse de procedimientos de concesión en régimen de concurrencia competitiva y, como tales, iniciados de oficio, no se admitirán las mejoras voluntarias de la solicitud. No obstante, el órgano instructor podrá requerir aclaraciones sobre aspectos de la solicitud que no supongan reformulación ni mejora de esta.

Artículo 25. *Evaluación y selección de las solicitudes.*

1. La evaluación y selección de las solicitudes se realizará en régimen de concurrencia competitiva a partir de la documentación aportada por el solicitante en la fase de presentación de solicitudes.

2. La Comisión de Valoración, en una primera fase de preevaluación, verificará el cumplimiento de las condiciones impuestas para adquirir la condición de beneficiario de la subvención y que el proyecto se adecua a los objetivos de la convocatoria.

La causa de no superación de esta primera fase será notificada a los interesados a través del órgano instructor, concediéndole un plazo de diez días para formular alegaciones o para realizar la subsanación.

3. La Comisión de Valoración, a través del órgano instructor, podrá solicitar y recabar cuanta información estime necesaria para la determinación, conocimiento y comprobación de los datos aportados por el solicitante, así como los informes que correspondan, con objeto de evaluar el impacto de los proyectos en relación con la planificación energética y el territorio.

4. Una vez finalizada la fase de preevaluación, se procederá a la evaluación de las solicitudes conforme a los siguientes criterios de valoración:

Criterio	Ponderación relativa
Criterio económico.	Entre el 40 % y el 80 %.
Zona de Transición Justa.	Entre el 0 % y el 40 %.
Viabilidad administrativa.	Entre el 0 % y el 40 %.
Externalidades positivas.	Entre el 0 % y el 40 %.

Las correspondientes convocatorias concretarán la ponderación relativa de cada criterio de valoración y su puntuación máxima, respetando los intervalos indicados en la tabla anterior.

En aplicación de los criterios se tomará en consideración lo siguiente:

a) Para valorar el criterio económico se tendrá en cuenta la ayuda unitaria solicitada en €/MW, y las ayudas unitarias máximas y mínimas solicitadas en cada tipo de actuación y Comunidad o Ciudad Autónoma, según la siguiente fórmula:

$$P = Pmax * \left(\frac{Amax - A}{Amax - Amin}\right)$$

Donde:

P = Puntos asignados con tres decimales.

Pmax = Puntuación máxima asignada al criterio económico.

Amax = Ayuda unitaria máxima solicitada, en €/MW, sin decimales, para cada tipo de actuación y ámbito territorial de entre todas las solicitudes admitidas.

Amin = Ayuda unitaria mínima solicitada, en €/MW, sin decimales, para cada tipo de actuación y ámbito territorial de entre todas las solicitudes admitidas.

A = Ayuda solicitada, en €/MW, sin decimales.

En caso de que solo haya una solicitud para un tipo de actuación y ámbito territorial, dicha solicitud recibirá la máxima puntuación en el criterio económico.

b) Las convocatorias podrán recoger Zonas de Transición Justa, para tratar de maximizar las oportunidades de empleo de la transición hacia un modelo de desarrollo bajo en carbono.

c) La evaluación del criterio «Viabilidad administrativa» se realizará en función del mayor desarrollo administrativo del proyecto, de cara a cumplir con los plazos de ejecución fijados en la convocatoria y, en su caso, con las exigencias del Programa Operativo FEDER Plurirregional de España, o de los programas e instrumentos de la Unión Europea que contribuyan a financiar la convocatoria.

d) Las convocatorias podrán seleccionar, definiendo sus características y ponderación como subcriterios, determinadas externalidades positivas de entre las detalladas a continuación:

1.º Carácter innovador.

2.º Tipo de uso final de la energía.

3.º Apoyar a comunidades de energías renovables, mecanismos de participación ciudadana, comunidades energéticas locales y Empresas de Servicios Energéticos.

4.º Agrupar a distintos tipos de consumidores para optimizar la gestión de la demanda.

5.º Integrar distintas fuentes de energía renovable mediante la combinación o la hibridación de las mismas en una sola actuación o integrarlas junto a actuaciones de eficiencia energética.

6.º Favorecer la cohesión económica y social del territorio mediante la generación de empleo, el desarrollo rural y la lucha contra la despoblación, entre otros.

7.º Favorecer el desarrollo industrial y empresarial en sectores productivos o áreas geográficas determinadas con el objetivo de dar respuesta a necesidades o retos concretos.

8.º Carácter social del proyecto mediante la disminución de pobreza energética u otros medios.

5. Para la selección de las solicitudes, se establecerá un orden de prelación, de mayor a menor puntuación, por cada tipo de actuación y ámbito territorial con presupuesto consignado en la convocatoria.

A igualdad de puntuación, tendrá prioridad la solicitud con menor importe unitario de ayuda solicitada. La convocatoria podrá fijar criterios adicionales de desempate.

Se irán adjudicando ayudas a las solicitudes siguiendo el orden de prelación hasta agotar el presupuesto establecido para cada tipo de actuación en cada ámbito territorial. En concreto, en una primera ronda, se evaluará la lista para cada tipo de actuación y ámbito territorial en sentido descendente de puntuación, seleccionando aquellas solicitudes para las cuales, de ser aceptadas, no se superen los límites de presupuesto establecidos en la convocatoria para dicho tipo de actuación y ámbito territorial. Cuando se llegue a una solicitud cuya selección suponga superar dicho presupuesto, el proceso de adjudicación de ayudas para dicho tipo de actuación y ámbito territorial finalizará.

Tras finalizar este proceso, tanto las solicitudes a las que no se haya adjudicado ayuda por falta de fondos, como el presupuesto no adjudicado, constituirán un conjunto único para cada ámbito territorial, y la adjudicación de las ayudas en este conjunto se realizará por orden de puntuación. En concreto, en una segunda ronda, se evaluará la lista en sentido descendente de puntuación, con las solicitudes a las que no se haya adjudicado ayuda en la primera ronda, de todos los tipos de actuaciones para cada ámbito territorial, seleccionando aquellas solicitudes para las cuales, de ser aceptadas, no se supere la suma de presupuestos no adjudicados en la primera ronda de todos los tipos de actuaciones para un mismo ámbito territorial. Cuando se llegue a una solicitud cuya selección suponga superar dicho presupuesto, el procedimiento de adjudicación finalizará. En esta segunda fase la puntuación será aquella adjudicada en la primera fase.

Artículo 26. *Propuesta de resolución provisional y definitiva.*

1. El órgano instructor, a la vista del expediente y del informe de la Comisión de Valoración, formulará la propuesta de resolución provisional, debidamente motivada, que deberá notificarse a los interesados conforme a lo establecido en el artículo 21. El contenido de la propuesta de resolución provisional incluirá al menos la siguiente información:

a) La relación de las solicitudes para las que se propone la concesión de la ayuda, incluyendo:

1.º El NIF del beneficiario o beneficiarios.
2.º Localización donde se realizará la actuación.
3.º Tipo de actuación al que se ha asignado la solicitud.
4.º Potencia del proyecto objeto de la ayuda que consta en la solicitud, según la definición del artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, aun cuando se trate de instalaciones en el ámbito del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, expresada en MW.
5.º Importe de la ayuda unitaria concedida, expresado en €/MW.
6.º Importe de la ayuda total concedida, expresado en €.
7.º Término de aportación mínima unitaria a cargo del beneficiario (Am), en €/MW, según la definición del artículo 30.
8.º Puntuación total obtenida y puntuación por criterio de valoración.

b) La relación de solicitudes para las que no se propone la concesión de la ayuda, incluyendo los motivos por los que no resultan beneficiarias y la puntuación obtenida.

2. De acuerdo con el apartado 4 del artículo 24 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, la propuesta de resolución provisional se notificará a los interesados mediante su publicación en la página web del órgano concedente o el medio alternativo que pueda fijarse en la convocatoria.

En el plazo de diez días a contar desde el siguiente al de publicación en la página web del órgano concedente de la propuesta de resolución provisional, las entidades solicitantes podrán formular las alegaciones ante el órgano concedente que estimen convenientes.

3. Examinadas las alegaciones y de acuerdo con el apartado 4 del artículo 24 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, el órgano instructor formulará la propuesta de resolución definitiva que será notificada a los interesados mediante su publicación en la página web del órgano concedente, o el medio alternativo que pueda fijarse en la convocatoria, para que en el plazo de 10 días contados a partir del siguiente al de su notificación, los beneficiarios propuestos comuniquen su aceptación, entendiéndose que decaen de su solicitud de no producirse contestación en dicho plazo.

4. De acuerdo con el artículo 24.6 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, las propuestas de resolución provisional y definitiva no crean derecho alguno a favor del beneficiario propuesto, mientras no se le haya notificado la resolución de concesión.

Artículo 27. *Resolución.*

1. El órgano concedente resolverá el procedimiento, adoptando la resolución de acuerdo con lo previsto en el artículo 25 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

2. La resolución se notificará a los interesados mediante su publicación en la sede electrónica del órgano concedente o el medio alternativo que pueda fijarse en la convocatoria. La resolución incluirá, al menos:

a) La relación de las solicitudes para las que se concede la ayuda, con al menos la siguiente información:

1.º El NIF del beneficiario o beneficiarios.
2.º Localización donde se realizará la actuación.
3.º Tipo de actuación al que se ha asignado la solicitud.
4.º Potencia del proyecto objeto de la ayuda, según la definición del artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, aun cuando se trate de instalaciones en el ámbito del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, expresada en MW.
5.º Importe de la ayuda unitaria concedida, expresado en €/MW.
6.º Importe de la ayuda total concedida, expresado en €, que se podrá abonar al beneficiario como anticipo según lo establecido en el artículo 15.
7.º Presupuesto subvencionable unitario máximo en €/MW, que será establecido en la convocatoria correspondiente.
8.º Término de aportación mínima unitaria a cargo del beneficiario (Am), en €/MW, según la definición del artículo 30.
9.º Puntuación obtenida.

10.º Plazo máximo de finalización de la actuación.

b) La relación de solicitudes para las que no se concede la ayuda, incluyendo los motivos por los que no resultan beneficiarias y, en su caso, la puntuación obtenida.

3. El plazo máximo para la resolución del procedimiento y su notificación es de seis meses contados desde la publicación del extracto de la convocatoria en el «Boletín Oficial» correspondiente, salvo que la misma posponga sus efectos a una fecha posterior, según establece el artículo 25 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre. Si transcurrido dicho plazo el órgano competente para resolver no hubiese notificado dicha resolución, los interesados estarán legitimados para entender desestimada la solicitud.

4. Contra la resolución, que pondrá fin a la vía administrativa según lo establecido en el artículo 114 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, se podrá interponer recurso potestativo de reposición en los términos y plazos previstos en los artículos 123 y 124 de la citada ley, o recurso contencioso-administrativo ante la jurisdicción contencioso-administrativa.

5. Los beneficiarios de la ayuda serán incluidos en la lista de beneficiarios publicada de conformidad con el artículo 115.2 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013.

6. Las ayudas concedidas se publicarán en la Base de Datos Nacional de Subvenciones de acuerdo con lo estipulado en el artículo 20 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

Artículo 28. *Modificación de la resolución de concesión.*

1. Los proyectos con ayuda concedida deberán ejecutarse en el tiempo y forma aprobados en la resolución de concesión. No obstante, cuando surjan circunstancias concretas que, excepcionalmente, alteren de forma objetiva las condiciones técnicas o económicas tenidas en cuenta para la concesión de la ayuda, se podrá solicitar la modificación de la citada resolución de concesión ante el mismo órgano que la dictó. Cualquier cambio en el proyecto requerirá simultáneamente:

a) Que el cambio no afecte a los objetivos perseguidos con la ayuda, a sus aspectos fundamentales, a la determinación del beneficiario, ni perjudique derechos de terceros. A tales efectos, no se considerará que el cambio afecte a la determinación del beneficiario cuando sea debido a operaciones de fusión, absorción o escisión de la empresa inicialmente beneficiaria, conforme a la normativa vigente.

b) Que las modificaciones obedezcan a causas sobrevenidas y excepcionales, que no pudieron preverse en el momento de la solicitud.

c) Que no suponga un incremento de la subvención concedida.

d) Que la solicitud de la modificación se realice, al menos, tres meses antes de la finalización del plazo de ejecución del proyecto, y sea aceptada expresamente por el titular del órgano que dictó la resolución de concesión.

2. La solicitud de modificación, que se realizará de conformidad con lo previsto en el artículo 21 de esta orden, se acompañará de una memoria en la que se expondrán los motivos de los cambios y se justificará la imposibilidad de cumplir las condiciones impuestas en la resolución de concesión, y el cumplimiento de los requisitos expuestos en el apartado 1 anterior.

3. El órgano responsable para resolver las solicitudes de modificación será el titular del órgano que dictó la resolución de concesión.

4. El plazo máximo de resolución será de tres meses.

CAPÍTULO IV

Justificación y pago de las ayudas

Artículo 29. *Justificación de la realización del proyecto.*

1. La justificación por parte de los beneficiarios de la realización de las actuaciones que conforman el proyecto deberá realizarse, ante el órgano instructor, en el plazo de tres meses contados a partir de la fecha en que expire el plazo máximo de finalización de la actuación establecido en la resolución de concesión o su eventual ampliación.

2. La justificación documental se realizará a través de la aplicación informática que estará disponible en la sede electrónica del órgano concedente, mediante escrito dirigido al órgano instructor, junto al que se aportará, con carácter general, la siguiente documentación:

a) Justificación documental de la realización técnica de las actuaciones, mediante la aportación de una memoria técnica justificativa. En esta memoria se justificará el cumplimiento de las condiciones impuestas en la concesión favorable de la ayuda y la adecuación de las actuaciones a dichas condiciones, así como los resultados obtenidos. Esta memoria técnica será realizada y suscrita por un técnico titulado competente que será el autor del proyecto o el responsable de la dirección de la ejecución de las actuaciones. Además, la memoria incluirá expresamente la fecha de finalización de las actuaciones, que será considerada como tal a los efectos del artículo 17.4.

b) Autorización de explotación de la instalación cuando esta sea preceptiva. Cuando no sea preceptiva la autorización de explotación, deberá aportarse documentación que acredite que la instalación está construida y se encuentra en condiciones de ser puesta en tensión y proceder a su explotación.

c) Permiso del beneficiario al órgano instructor para el acceso a los datos de producción de energía eléctrica (durante cinco años desde el inicio de explotación) del proyecto, de forma que pueda verificarse que la instalación se mantiene en funcionamiento.

d) Relación certificada y copia de los pedidos y/o contratos relativos a las actuaciones realizadas. En el caso de suministros «llave en mano», en el contrato suscrito entre el beneficiario y el contratista deberá aparecer específicamente el alcance y el importe contractual suficientemente desglosado para permitir determinar la inversión asociada a los conceptos susceptibles y no susceptibles de ayuda, cuando estos estén incluidos en el alcance del suministro.

e) Relación certificada y copia de las facturas, y de sus correspondientes justificantes bancarios de pago, correspondientes a los gastos subvencionables realizados y que respondan al presupuesto y contratos presentados.

Las facturas deberán ser detalladas e incluir, suficientemente identificados, los conceptos e importes correspondientes a las actuaciones objeto de ayuda.

Así mismo, los justificantes de pago deberán ser claramente identificables y relacionables con las facturas aportadas. El órgano concedente no admitirá como justificación de las actuaciones realizadas, facturas o pagos que no respondan a estos requisitos.

Con carácter general, se considerará realizado el pago o gasto correspondiente cuando haya sido satisfecho efectivamente con anterioridad a la conclusión del plazo de justificación definido en el apartado 1 del presente artículo, no aceptándose pagos en metálico. Cuando se utilicen medios de pago diferido, solo se considerarán justificados los importes efectivamente cargados en cuenta a través de entidad financiera con anterioridad a la finalización del plazo de justificación. Si la forma de pago es una transferencia bancaria, esta se justificará mediante copia del resguardo del cargo de la misma, debiendo figurar en el concepto de la transferencia el número de factura o, en defecto de este, el concepto abonado. En todos los justificantes de pago que se aporten, el beneficiario debe figurar como emisor del pago. En caso de no aparecer el emisor del pago en el justificante, se aportará acreditación de la entidad bancaria que contenga información sobre el emisor del pago, destinatario del pago, fecha e importe.

f) Para aquellos proyectos con un importe de inversión igual o superior a un millón de euros, deberá entregarse cuenta justificativa con aportación de informe de auditor, que cumpla las condiciones previstas en el artículo 74 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, y con el alcance y condiciones de la revisión de la cuenta justificativa que será determinado por el órgano concedente. La entrega de esta cuenta justificativa e informe de auditor, exime de la presentación de la documentación prevista en los anteriores apartados d) y e).

g) Documentación justificativa de que el beneficiario o beneficiarios son titulares del número o números de cuenta desde las que se hayan realizado pagos de facturas y, en su caso, el ingreso de ayudas.

h) Cumplimiento de las obligaciones tributarias y con la Seguridad Social, conforme a lo dispuesto en el artículo 22 del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio.

i) Declaración responsable que acredite no haber recibido otras ayudas para la misma finalidad cuando sea de aplicación.

j) Reportaje fotográfico de los equipos e instalaciones principales objeto de la ayuda, identificando equipos y/o instalaciones, así como de las placas de características de los mismos, y donde se muestre el cartel publicitario de la actuación. Información y enlace al sitio de Internet del beneficiario, en caso de que disponga de uno, donde dicho beneficiario informa al público del apoyo obtenido de los Fondos de la Unión Europea, haciendo una breve descripción de la operación, de manera proporcionada al nivel de apoyo prestado, con sus objetivos y resultados, y destacando el apoyo financiero de la Unión Europea.

k) Documentación justificativa sobre el proceso de contratación de las actuaciones por parte del beneficiario.

l) Declaración responsable y documentación justificativa que acredite la existencia de una contabilidad separada o diferenciada para todas las transacciones.

m) Declaración responsable, que acredite la legalidad del proceso de contratación de las actuaciones, así como que se cumplen las normas nacionales y comunitarias sobre requisitos de igualdad de oportunidades y no discriminación aplicables a este tipo de actuaciones, en particular los relacionados con la accesibilidad de las edificaciones o infraestructuras afectadas, el cumplimiento de las normas medioambientales nacionales y comunitarias, y sobre desarrollo sostenible, y que se han aplicado medidas antifraude eficaces y proporcionadas en el ámbito de gestión del proyecto objeto de ayuda.

n) En el caso de participación en proyectos de mercados locales de electricidad, documentación que acredite la participación en dichos proyectos. Esta documentación se establecerá en la correspondiente convocatoria consistiendo en contratos o acuerdos que vinculen el proyecto al mercado local de electricidad de manera inequívoca ya sea de forma directa, a través de un agregador, u otro sujeto del mercado, utilizando los correspondientes mecanismos coordinados por el operador de mercado. En caso de no haberse llevado a cabo el proyecto por causas ajenas al beneficiario, se justificará debidamente.

3. En el caso de gestión autonómica, el órgano concedente podrá establecer en la convocatoria la documentación justificativa para la correcta verificación de las actuaciones subvencionadas, teniendo en cuenta lo indicado anteriormente y cumpliendo, en todo caso, lo establecido en el Reglamento de la Ley 38/2003, General de Subvenciones, aprobado por Real Decreto 887/2006, de 21 de julio.

4. En todo caso, si realizada la actividad y finalizado el plazo para justificar, se hubiera pagado solo una parte de los costes en que se hubiera incurrido, a efectos de pérdida del derecho a la percepción de la ayuda correspondiente, se aplicará el principio de proporcionalidad.

5. Con independencia de lo anterior, el órgano instructor podrá elaborar instrucciones de acreditación y justificación complementarias para los casos en los que la complejidad de la actuación o el importe elevado de la ayuda así lo requieran.

6. La no justificación en plazo por parte de los beneficiarios de la ayuda, de acuerdo con lo establecido en los apartados anteriores, supondrá la pérdida del derecho al cobro de la ayuda y, en su caso, el reintegro del anticipo por parte de aquellos, en los términos establecidos en los artículos 35 y 36.

7. El órgano instructor podrá requerir del beneficiario la aportación de cualquier documentación justificativa adicional a la expuesta, para verificar la efectiva adecuación de la actuación ejecutada a la que fue objeto de ayuda, quedando el beneficiario obligado a su entrega en un plazo máximo de quince días desde la recepción de la comunicación que se le efectúe por parte de aquel.

8. El órgano concedente podrá realizar las verificaciones sobre el terreno de las operaciones concretas que se determinen para la correcta certificación del gasto y el beneficiario estará obligado a facilitarlas.

9. El órgano instructor podrá, o bien designar al personal que estime oportuno o bien utilizar los servicios de empresas independientes especializadas para realizar el seguimiento, control y verificación de las actuaciones aprobadas, no sólo en la fase final de comprobación, sino también en momentos intermedios, donde se puedan comprobar los fines sobre los cuales se conceden las ayudas.

10. El órgano concedente o cualquier organismo fiscalizador, nacional o comunitario, podrán solicitar al beneficiario en cualquier momento, durante el plazo previsto en el artículo 140 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, y al menos durante cinco años a contar desde la fecha de conclusión del plazo de justificación establecido en el artículo 29.1, la exhibición de cualquiera de los documentos originales que hayan servido para el otorgamiento de la ayuda, o para justificar la realización de la actuación (incluyendo facturas y justificantes de pago de las mismas).

En caso de que el beneficiario no facilitase la exhibición de los documentos originales solicitados en un plazo de treinta días a contar desde el día siguiente al que se le hubiera requerido, se considerará tal circunstancia como un incumplimiento de la obligación de justificación del destino de la ayuda otorgada. En este sentido, supondrá la pérdida del derecho al cobro de la ayuda y, en su caso, el reintegro del anticipo en los términos establecidos en los artículos 35 y 36.

Artículo 30. *Importe de la ayuda a certificar.*

1. A los efectos de lo establecido en el apartado 3 del artículo 31, el importe de la ayuda unitaria a certificar, se calculará como sigue:

$$Importe\ de\ la\ ayuda\ unitaria\ a\ certificar = \left(\frac{Pj}{Pot_R}\right) - Am$$

Donde:

Pj: Presupuesto subvencionable justificado por el solicitante de la ayuda, en €.

Pot_R: Potencia instalada real, en MW. El valor de Pot_R, cuando se trate de instalaciones de producción, será el que aparezca en la inscripción administrativa de la instalación, según la definición del artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Cuando no pueda obtenerse a través de este registro, se calculará a través de los datos incluidos en el Certificado de Instalaciones Eléctricas, en la Autorización de Explotación o en el Proyecto de Ejecución.

El valor Pj/PotR, medido en €/MW, no podrá superar el presupuesto subvencionable unitario máximo que se establezca para la instalación. Este límite será definido en cada convocatoria para cada una de las tecnologías que puedan participar en la concurrencia competitiva.

Am: Término de aportación mínima unitaria a cargo del beneficiario, en €/MW. Valor constante para cada tipo de actuación que se establecerá en la correspondiente convocatoria.

El importe de la ayuda unitaria calculada según la expresión anterior no podrá sobrepasar el importe de la ayuda unitaria concedida, recogida en la resolución de concesión. Si el importe de la ayuda unitaria calculado fuera superior al recogido en la resolución de concesión, se tomará este último para el cálculo del importe de la ayuda total a certificar.

Si al aplicar la fórmula anterior se obtuviese un valor negativo, se considerará que la ayuda es cero.

2. El Importe de la ayuda total a certificar se calculará como sigue:

$$Importe\ de\ la\ ayuda\ total\ a\ certificar = Importe\ de\ la\ ayuda\ unitaria\ a\ certificar \cdot Pot$$

Donde:

Pot: El mínimo valor entre la potencia instalada real (Pot_R) y la potencia del proyecto recogida en la resolución de concesión.

3. El Importe de la ayuda total a certificar no podrá sobrepasar el Importe de la ayuda total concedida recogida en la resolución de concesión.

Artículo 31. *Certificación provisional, pago de la ayuda y certificación definitiva.*

1. Una vez realizadas las actuaciones de comprobación y verificación de la justificación descrita en el artículo 29, el órgano instructor emitirá una certificación provisional acreditativa del grado de cumplimiento de las obligaciones establecidas en la resolución de concesión de la ayuda, con las modificaciones de dicha resolución que, en su caso, se hubieran aprobado. Dicha certificación provisional será notificada al beneficiario.

2. La certificación provisional, incluirá, al menos, la siguiente información:

1.º NIF del beneficiario o beneficiarios.
2.º Localización de la actuación.
3.º Tipo de actuación al que pertenece el proyecto objeto de la ayuda.
4.º Potencia del proyecto recogida en la resolución de concesión.
5.º Importe de la ayuda total concedida según la resolución de concesión.
6.º Potencia instalada real de la instalación, según la definición del artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, aun cuando se trate de instalaciones en el ámbito del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.
7.º Presupuesto subvencionable justificado, limitado por el presupuesto subvencionable unitario máximo multiplicado por la potencia instalada real del proyecto.
8.º Importe de la ayuda total a certificar conforme a la justificación realizada y según lo establecido en el artículo anterior.
9.º Importe total del anticipo abonado al beneficiario según lo establecido en el artículo 15, e importe de ayuda pendiente de pago al beneficiario.

3. Una vez realizada la certificación provisional se procederá al pago de la ayuda.

4. En caso de que las ayudas sean cofinanciadas con Fondos de la Unión Europea, el Organismo Intermedio realizará la correspondiente solicitud de reembolso de la cofinanciación a la Autoridad de Gestión del Programa Operativo que corresponda.

Una vez que dicha solicitud de reembolso sea aceptada por la Autoridad de Gestión, la certificación provisional se convertirá automáticamente en definitiva y será notificada al interesado.

En caso de que las ayudas no sean cofinanciadas con Fondos de la Unión Europea, la certificación provisional se entenderá como definitiva.

5. En caso de no ser aceptada la solicitud de reembolso por la Autoridad de Gestión, o si se produjera una minoración del valor solicitado, el órgano instructor valorará las causas de la no aceptación, teniendo en cuenta que si estas fueran imputables al beneficiario conllevará la pérdida del derecho al cobro y, en su caso, el reintegro del anticipo por la cuantía correspondiente de acuerdo con lo previsto en los artículos 35 y 36 de las presentes bases. Tras dicha valoración emitirá la certificación definitiva que indicará la cuantía definitiva de la ayuda otorgada, así como el importe que debe ser reintegrado y el plazo para su devolución que en ningún caso podrá ser superior a tres meses desde la notificación de la certificación definitiva.

6. La certificación definitiva indicará la cuantía definitiva de la ayuda otorgada.

7. La certificación definitiva, incluirá, al menos, la siguiente información:

1.º NIF del beneficiario.
2.º Localización de la actuación.
3.º Tipo de actuación al que pertenece el proyecto objeto de la ayuda.
4.º Potencia del proyecto recogida en la resolución de concesión.
5.º Potencia instalada real, según la definición del artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, aun cuando se trate de instalaciones en el ámbito del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.
6.º Presupuesto subvencionable justificado, que en todo caso será inferior o igual al presupuesto subvencionable unitario máximo multiplicado por la potencia instalada real del proyecto.
7.º Cuantía definitiva de la ayuda otorgada.
8.º Importe de la ayuda en concepto de cofinanciación con Fondos de la Unión Europea.

9.º En su caso, importe a devolver del anticipo por incumplimiento parcial o total y plazo de devolución.

8. En el caso de gestión descentralizada de las ayudas, las correspondientes convocatorias establecerán los mecanismos específicos de aplicación relativos a la certificación, en su caso, y pago de las ayudas, todo ello de acuerdo con el artículo 34 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y en el artículo 88 del Reglamento de la Ley 38/2002, de 17 de diciembre, aprobado por el Real Decreto 887/2006, de 21 de julio.

Artículo 32. *Garantías relativas al anticipo.*

1. El abono del anticipo será objeto de una garantía con arreglo a lo previsto en los artículos 42 y siguientes del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio. A estos efectos, no será de aplicación la exención establecida en el punto 2 del artículo 42 de dicho reglamento.
2. Previo al abono del anticipo, en los términos que se establezcan en la correspondiente convocatoria, se requerirá el resguardo de la Caja General de Depósitos o equivalente, en caso de gestión autonómica de las ayudas, acreditativo de haber depositado dicha garantía, a favor del órgano concedente.
3. La descripción de la obligación garantizada incluirá el texto que se establezca en la correspondiente convocatoria.
4. Cuando la garantía se constituya ante la Caja General de Depósitos, esta se constituirá mediante cualquiera de las modalidades establecidas en el Reglamento de la Caja General de Depósitos (Real Decreto 161/1997, de 7 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de la Caja General de Depósitos y Orden de 7 de enero de 2000 que desarrolla el Real Decreto 161/1997, de 7 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de la Caja General de Depósitos) y con los requisitos establecidos para la misma.
5. El período de vigencia de la garantía será como mínimo por el plazo máximo de finalización de las instalaciones más un periodo de dieciocho meses que podrá ser modificado por la propia convocatoria.
6. El importe a garantizar será igual a la cuantía del anticipo más los intereses calculados al tipo de interés legal, para la vigencia de la garantía.
7. Una vez acreditado por el beneficiario de la ayuda que la instalación se encuentra totalmente finalizada en plazo y emitida la certificación definitiva en virtud del artículo 31, el órgano concedente, de oficio, procederá a solicitar la cancelación de la garantía que corresponda.
8. En el caso de que el importe de la ayuda recogida en la certificación provisional fuera inferior al anticipo abonado y, previo el oportuno procedimiento de reintegro, si el beneficiario no efectuara el reintegro correspondiente, se procederá a solicitar la incautación de la garantía asociada.
9. En caso de otros incumplimientos a los que se refieren los artículos 35 y 36 y, previo el oportuno procedimiento de reintegro, si el beneficiario no efectuara el reintegro, se procederá a solicitar la incautación de la garantía que corresponda.
10. Cuando la garantía se constituya ante la Caja General de Depósitos la incautación se realizará según la normativa aplicable para la tramitación y ejecución de las garantías recogida en el Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, así como en el Real Decreto 161/1997, de 7 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de la Caja General de Depósitos.
11. En el caso de gestión descentralizada de las ayudas, las correspondientes convocatorias establecerán los mecanismos específicos de aplicación a las garantías relativas al anticipo según lo dispuesto en el artículo 15 de esta orden de bases y lo establecido en el presente artículo.

CAPÍTULO V

Control y reintegro de las ayudas

Artículo 33. *Gestión, seguimiento y control.*

1. Tanto el órgano concedente como el Organismo Intermedio de los fondos de la UE, cada uno en el ámbito de sus competencias, garantizarán la adecuada gestión,

interpretación y resolución de todos los aspectos relativos a los expedientes de concesión de ayudas solicitadas, así como el seguimiento, evaluación y control de las mismas.

2. El Organismo Intermedio solicitará el reembolso de la cofinanciación de la Unión Europea en razón de los gastos que se hayan justificado. Para ello, el órgano concedente suministrará al Organismo Intermedio, la información que le sea requerida para la correcta certificación del gasto.

3. El Organismo Intermedio designado para la gestión de los fondos de la Unión Europea, de acuerdo con el sistema de gestión financiera prevista, en el caso del FEDER, en el capítulo primero del título I de la cuarta parte del Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, y una vez cumplidas las verificaciones de control contempladas en el artículo 125 del citado reglamento, justificará a la Autoridad de Gestión los gastos de las operaciones debidamente justificados por los beneficiarios para que proceda a solicitar a la Comisión Europea el reembolso de la ayuda correspondiente a las mismas.

A fin de cumplir con las obligaciones de control referidas, el Organismo Intermedio, en cooperación en su caso con el órgano concedente, realizará verificaciones administrativas y sobre el terreno para comprobar el desarrollo de las acciones subvencionadas y la elegibilidad del gasto certificado. Los beneficiarios estarán obligados a facilitar los elementos necesarios a efectos de la comprobación y de control financiero que se efectúen tanto por el Organismo Intermedio como por los demás órganos competentes de ámbito nacional o de la Unión Europea.

4. La justificación de los gastos de las operaciones realizadas por los beneficiarios estará soportada en piezas contables que serán conservadas por los mismos, teniendo en cuenta todas las disposiciones aplicables a los Fondos Estructurales en materia de elegibilidad, gestión y control, así como los sistemas de gestión y control establecidos por la Autoridad de Gestión, el Organismo Intermedio y, en su caso, los aprobados por la Comisión Europea relativos a la Intervención.

5. En el caso de gestión descentralizada de las ayudas, las correspondientes convocatorias establecerán los mecanismos específicos de aplicación relativos a la gestión, seguimiento y control.

Artículo 34. *Instrucciones de cumplimiento.*

El órgano concedente y el Organismo Intermedio, en el ámbito de sus respectivas competencias, podrán emitir cuantas instrucciones sean precisas para el cumplimiento de los requerimientos de la correspondiente convocatoria y para la ejecución y certificación de gastos de las operaciones subvencionadas al FEDER o, en su caso, a otro instrumento de la Unión Europea.

Artículo 35. *Incumplimientos, reintegros y sanciones.*

1. El incumplimiento de los requisitos establecidos en estas bases, en las correspondientes convocatorias, en el Reglamento (UE) n.º 1303/2013, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, en el Reglamento (UE) n.º 1301/2013, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, y en las demás normas aplicables, así como el incumplimiento de las condiciones que, en su caso, se hayan establecido en la correspondiente resolución de concesión, dará lugar a la pérdida del derecho al cobro de la ayuda y, en su caso, previo el oportuno procedimiento de reintegro, a la obligación de devolver las cantidades percibidas más los intereses de demora correspondientes, en el momento de detectarse el incumplimiento, conforme a lo dispuesto en el título II, capítulo I, de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y en el título III del Real Decreto 887/2006, de 21 de julio.

En particular, procederá iniciar el procedimiento de reintegro en el caso de que se produzca informe desfavorable de fiscalización de cualquiera de las Administraciones facultadas para realizarlo.

2. Los reintegros se regirán por el principio de proporcionalidad, y por el alcance de las consecuencias financieras, de acuerdo con lo previsto tanto en la normativa nacional como en la normativa comunitaria, conforme se establece en el siguiente artículo.

3. Será de aplicación lo previsto en el Título IV de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, si concurren los supuestos de infracciones administrativas en materia de subvenciones y ayudas públicas.

4. Las infracciones podrán ser calificadas como leves, graves o muy graves, de acuerdo con los artículos 56, 57 y 58 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre. La potestad sancionadora por incumplimientos se establece en el artículo 66 de la misma.

Artículo 36. *Criterios de graduación de los posibles incumplimientos.*

1. Cuando el cumplimiento por el beneficiario se aproxime de modo significativo al cumplimiento total, y se acredite por este una actuación inequívocamente tendente a la satisfacción de sus compromisos y de las condiciones de otorgamiento de la ayuda, se tendrá en cuenta un criterio de proporcionalidad para determinar la pérdida del derecho al cobro de la ayuda o, en su caso, el reintegro del anticipo de la ayuda.

En el caso de que la potencia instalada real de la instalación sea menor que la potencia para la que se concedió la ayuda que recoge la resolución de concesión, se reducirá la ayuda total percibida proporcionalmente a la potencia no construida, manteniéndose constante el importe de la ayuda unitaria concedida según la metodología del artículo 30. Se considerará incumplimiento total el caso en el que la potencia instalada real sea inferior al 50% de la potencia para la que se concedió la ayuda.

2. Si la instalación fuera finalizada una vez superado el plazo máximo de realización de las actuaciones, definido en el artículo 17, pero dentro del plazo máximo de justificación del proyecto definido en el artículo 29, se podrán considerar válidamente justificados aquellos gastos subvencionables realizados con anterioridad al plazo máximo de realización de las actuaciones.

La finalización de la instalación una vez superado el plazo máximo de justificación del proyecto supondrá la pérdida del derecho al cobro de la ayuda concedida, dando lugar en su caso al reintegro del anticipo abonado más los intereses de demora desde el momento del pago hasta la fecha en que se acuerde el reintegro.

La posibilidad de pago de la ayuda descrita en el párrafo anterior no aumentará en ningún caso los plazos de justificación establecidos en el artículo 29.

3. En todo caso, el alcance del incumplimiento será total en los siguientes casos:

a) El falseamiento, la inexactitud o la omisión en los datos suministrados por el beneficiario que hayan servido de base para la concesión.

b) Incumplimiento de la finalidad para la que la financiación fue concedida.

c) La no inscripción en los registros oficiales exigidos por la legislación para el desarrollo de la actividad financiada.

Artículo 37. *Información, comunicación, visibilidad y publicidad.*

1. Toda referencia en cualquier medio de difusión al proyecto subvencionado, deberá cumplir con los requisitos que establezca el órgano concedente y el Organismo Intermedio, cada uno en el ámbito de sus respectivas competencias.

2. Se deberá instalar y mantener un cartel en un lugar visible para el público general, de tamaño suficiente para que sea perfectamente visible y legible en el que conste claramente el título del proyecto y la denominación e imagen del Programa, y que mencione la ayuda económica otorgada por la Unión Europea, incluyendo el logo de la UE y el lema «Una manera de hacer Europa», cuyo cartel deberá estar instalado, al menos, por el plazo que se indica en el punto 9 del artículo 29, todo ello tal como establece el artículo 18.4 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre. El diseño gráfico del cartel y soportes de difusión que se realicen cumplirán con los requisitos que establezca el Organismo Intermedio.

El beneficiario informará al público del apoyo obtenido de los fondos haciendo una breve descripción en su sitio de Internet, en caso de que disponga de uno, de la operación, de manera proporcionada al nivel de apoyo prestado, con sus objetivos y resultados, y destacando el apoyo financiero de la Unión.

3. La aceptación de la ayuda implica la aceptación de lo dispuesto en el Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, y en el Reglamento (UE) n.º 1301/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de

diciembre de 2013, sobre actividades de información y publicidad que deben llevar a cabo los Estados miembros en relación con los Fondos de la Unión Europea. En particular, las responsabilidades de los beneficiarios relativas a las medidas de información y comunicación dirigidas al público se establecen en el apartado 2.2. del anexo XII de dicho Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013.

4. En el caso de gestión descentralizada de las ayudas, las correspondientes convocatorias establecerán los mecanismos específicos de aplicación relativos a información, comunicación, visibilidad y publicidad teniendo en cuenta lo establecido en el presente artículo.

Artículo 38. *Protección de datos de carácter personal.*

El cumplimiento de la normativa establecida en la Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre, de Protección de Datos Personales y garantía de los derechos digitales, será responsabilidad del órgano concedente, ante quien los interesados podrán ejercer personalmente sus derechos de acceso, rectificación, cancelación u oposición.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Los apartados 1, primer inciso, y 3, del artículo 20 serán de aplicación, exclusivamente, a la Administración General del Estado.

Disposición final segunda. *Desarrollo y aplicación.*

La Vicepresidenta Cuarta del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, los órganos competentes de la Secretaría de Estado de Energía y de las Comunidades Autónomas y el IDAE, en uso de sus respectivas competencias, adoptarán las medidas necesarias para la aplicación de esta Orden y sus disposiciones de desarrollo y ejecución.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Información relacionada

- Las convocatorias de estas ayudas, cuyas bases reguladoras se rigen por esta norma, pueden consultarse en la página web del IDAE

§ 81

Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 318, de 5 de diciembre de 2020
Última modificación: 4 de junio de 2024
Referencia: BOE-A-2020-15689

El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, estableció la obligación de desarrollar reglamentariamente un marco retributivo para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, distinto al régimen retributivo específico, basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio por la energía.

En cumplimiento de dicho mandato se aprobó el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, mediante el cual se reguló un marco retributivo para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, denominado régimen económico de energías renovables, basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio por la energía. Este régimen económico es susceptible de aplicación a instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables incluidas en la categoría b), de acuerdo con la clasificación establecida en el artículo 2.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Dichas instalaciones podrán estar constituidas por más de una tecnología, así como contar con sistemas que sean empleados para el almacenamiento exclusivo de la energía producida por la instalación.

El Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, en su artículo 4, establece que, mediante orden ministerial, y previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se regulará el mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y las características de dicho régimen económico, pudiendo incluir, entre otros aspectos, las tecnologías, condiciones y garantías para participar en la subasta, el producto a subastar, así como los parámetros y el resto de elementos que configuran y concretan el régimen económico de energías renovables. De igual manera, establece que las subastas desarrolladas al amparo de la citada orden ministerial serán convocadas mediante resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía.

España se encuentra inmersa en un proceso de descarbonización al objeto de garantizar el cumplimiento de la obligación de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y alcanzar la neutralidad climática a más tardar en 2050, sobre la base de un sistema eléctrico

100 % renovable, asumiendo en consecuencia unos ambiciosos objetivos en relación con el desarrollo de las energías renovables en su propuesta de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.

En virtud de lo anterior, y con el fin de avanzar en el cumplimiento de los objetivos anteriormente expuestos, esta orden, que se configura como primera norma de desarrollo del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, establece el marco necesario para la convocatoria de subastas para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables mediante el establecimiento de los parámetros necesarios para su desarrollo.

De conformidad con el artículo 7 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, en los procedimientos de concurrencia competitiva convocados al amparo de esta orden, el producto a subastar será la potencia instalada.

Las subastas estarán abiertas a todas las tecnologías renovables incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, ubicadas en el sistema eléctrico peninsular, si bien, conforme a lo establecido en el artículo 3.2 del citado real decreto, se podrán establecer distintos cupos para una misma subasta, dirigidos a diferentes tecnologías o categorías distinguibles por sus especificidades. Asimismo, dentro de cada cupo podrán establecerse reservas mínimas de producto a adjudicar a distintas tecnologías o categorías distinguibles por sus especificidades. Todo ello al objeto de favorecer la diversificación tecnológica de los resultados de la subasta y garantizar la cobertura de los objetivos de la misma.

Las particularidades de cada tecnología, así como su característico perfil de generación hace necesario que el resultado de las subastas esté orientado hacia la consecución de un mix de generación equilibrado que evite distorsiones no deseables del precio del mercado eléctrico así como un mal aprovechamiento del recurso renovable y del propio sistema eléctrico, cuya capacidad para acoger nueva potencia renovable viene limitada por la habilitación de los puntos de acceso a la misma así como por las congestiones que aquella pueda provocar.

La retribución concreta de cada instalación perceptora del régimen económico se obtendrá a partir de su precio de adjudicación, de los parámetros retributivos de la tecnología a la que corresponda, de las características propias de cada instalación y de su participación en el mercado eléctrico. Mediante esta orden se establecen los valores de los parámetros retributivos de las distintas tecnologías susceptibles de participar en las subastas convocadas en su desarrollo, conforme a los artículos 8, 14, 15 y 18 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre.

Conforme al artículo 8.5 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, esta orden establece las particularidades y adaptaciones necesarias en la metodología general de selección de ofertas con el objetivo de adecuarla a las características de las convocatorias. Establece los procesos que configuran el mecanismo de subasta, incluyendo el mecanismo de casación a emplear para tener en consideración la existencia de reservas mínimas de producto a adjudicar a distintas tecnologías o categorías distinguibles por sus especificidades, así como las restricciones relativas a garantizar la competencia en la misma y las características que han de satisfacer las ofertas presentadas por los agentes participantes en el procedimiento de concurrencia competitiva.

Por otra parte, esta orden regula los trámites y procedimientos asociados al Registro electrónico del régimen económico de energías renovables relativos al plazo máximo para la presentación de solicitud de inscripción en estado de preasignación y la cuantía de la garantía económica pertinente, así como la documentación a aportar necesaria para la inscripción en dicho Registro en ambos estados, preasignación y explotación, y la remisión de la información necesaria para el adecuado funcionamiento del régimen económico de energías renovables en él contenida, de forma periódica y automática, al operador del mercado y al operador del sistema.

Establece a su vez el mecanismo de seguimiento de la viabilidad y madurez de los proyectos mediante los cuales se materializa la potencia asignada a través del mecanismo de concurrencia competitiva basado en un procedimiento de identificación de la instalación y de la acreditación de la obtención de la autorización administrativa de construcción o documento equivalente.

Seguidamente, esta orden desarrolla las penalizaciones previstas en el artículo 20 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, al objeto de incentivar el cumplimiento de las obligaciones relativas a la energía mínima de subasta adquiridas por las instalaciones perceptoras del régimen económico de energías renovables.

Finalmente, mediante esta orden, conforme a lo estipulado en el artículo 12 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, al objeto de favorecer la previsibilidad del desarrollo de las tecnologías renovables, se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025 y se incluyen plazos indicativos, la frecuencia de las convocatorias, la capacidad esperada y las tecnologías previstas, en su caso.

Se considera que los participantes en el procedimiento de concurrencia competitiva regulado por esta orden, que pueden ser tanto personas físicas como jurídicas, tienen, por razón de su capacidad económica, técnica y profesional, acceso y disponibilidad de los medios electrónicos necesarios por lo que, de acuerdo con los artículos 14.3 y 41.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, y con el artículo 24.9 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, las solicitudes, escritos y comunicaciones relativas a los procedimientos relacionados con el otorgamiento y aplicación del régimen económico de energías renovables, se presentarán exclusivamente por vía electrónica. Esta obligación comprenderá la práctica de notificaciones administrativas por medios electrónicos.

Esta orden ministerial ha sido elaborada teniendo en cuenta los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia, y eficiencia que conforman los principios de buena regulación a que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

De este modo, cumple con el principio de necesidad al ser la aprobación de esta orden ministerial el instrumento definido en el artículo 4 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, para regular el procedimiento de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y las características de dicho régimen económico. Resulta además necesaria su aprobación porque de lo contrario se pondría en riesgo el cumplimiento de los objetivos de energía renovable y de reducción de emisiones a 2030.

También cumple con el principio de eficacia, dado que el mecanismo de subastas es el instrumento más adecuado para llevar a cabo el desarrollo más eficaz de estos sistemas de apoyo.

Se adecua, asimismo, al principio de proporcionalidad, dado que la norma contiene la regulación imprescindible para atender la necesidad a cubrir, sin que existan otras medidas menos restrictivas de derechos o que impongan menos obligaciones a los destinatarios para la consecución de los fines previstos en la misma.

Por otra parte, se ajusta al principio de seguridad jurídica, al desarrollar y ser coherente con lo establecido en las disposiciones legales y reglamentarias que le sirven de fundamento.

También cumple con el principio de transparencia, al haberse evacuado, en su tramitación, los correspondientes trámites de información pública y audiencia. Además, define claramente sus objetivos, tanto en el preámbulo del mismo como en la Memoria de Análisis del Impacto normativo que la acompaña. Asimismo, es este principio de transparencia uno de los que rige la celebración de las subastas, lo que manifiesta la coherencia de la regulación con esta exigencia.

Por último, es coherente con el principio de eficiencia, dado que esta norma no impone cargas administrativas innecesarias o accesorias.

De conformidad con el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, esta orden ha sido sometida a información pública y trámite de audiencia mediante su publicación en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Por otra parte, el trámite de audiencia también se ha evacuado mediante consulta a los representantes del Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo a lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, del que forman parte a su vez las comunidades autónomas.

Según lo establecido en el artículo 5.2 a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, lo dispuesto en esta orden ministerial ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la

Competencia en su informe denominado «Informe sobre la propuesta de orden por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025», aprobado por la sala de supervisión regulatoria en su sesión del día 25 de noviembre de 2020 (IPN/CNMC/043/20).

Mediante Acuerdo de 4 de diciembre de 2020, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado a la Vicepresidenta Cuarta del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a dictar esta orden.

En su virtud, con la aprobación previa de la Ministra de Política Territorial y Función Pública, dispongo:

CAPÍTULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. *Objeto.*

1. Constituye el objeto de esta orden la regulación del primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables, regulado en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, así como el establecimiento de las características de dicho régimen que serán de aplicación a las instalaciones adjudicatarias de la subasta.

2. Adicionalmente, es objeto de esta orden el establecimiento de un calendario indicativo para la asignación del régimen económico de energías renovables durante el periodo 2020-2025 que incluye plazos indicativos, la frecuencia de las convocatorias, la capacidad esperada y las tecnologías previstas.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Esta orden será de aplicación a las instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables incluidas en la categoría b) definida en el artículo 2.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, situadas en el sistema eléctrico peninsular.

2. La instalación podrá estar compuesta por una o varias tecnologías de las incluidas en la categoría b) definida en el artículo 2.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

3. La instalación podrá ser nueva, ampliación o modificación de una instalación existente.

Se entenderá que una instalación es nueva cuando su construcción no suponga el cierre o la reducción de potencia de otra instalación en la misma ubicación y de la misma tecnología.

Se entenderá que se realiza una ampliación de una instalación existente cuando la nueva inversión suponga un aumento de la potencia de dicha instalación y no conlleve la eliminación de equipos generadores de la instalación inicial.

Se entenderá que se realiza una modificación de una instalación existente cuando la nueva inversión suponga la sustitución de equipos generadores de la instalación inicial, o en aquellas otras situaciones que no puedan ser consideradas como instalación nueva o como ampliación de una instalación existente.

4. En el supuesto de modificación de una instalación existente será imprescindible el cumplimiento de los siguientes requisitos:

a) Debe haber transcurrido un plazo mínimo de 15 años desde la fecha de inscripción definitiva de la instalación existente en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, hasta la fecha de la resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta.

b) Que la modificación sea considerada significativa en los términos previstos en la resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoque la subasta. La consideración de modificación significativa vendrá determinada por

la sustitución de equipos esenciales de la instalación existente, la superación de un nivel estándar de inversión o bien, mediante el cumplimiento de ambos requisitos.

5. La instalación susceptible de percibir el régimen económico de energías renovables mediante las subastas convocadas al amparo de esta orden deberá cumplir las siguientes características:

a) Conforme a lo estipulado en el artículo 2.2 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, las instalaciones deben ser el resultado de una nueva inversión acometida con posterioridad a la celebración de la subasta que origine el derecho a la percepción del régimen económico de energías renovables, para lo cual, la fecha de inicio de su ejecución deberá ser posterior a la fecha de celebración de dicha subasta.

A estos efectos, se considerará como fecha de inicio de la ejecución de la instalación la fecha más temprana de estas dos: la fecha de inicio de las obras de construcción financiadas por la inversión o la fecha del primer compromiso en firme para el pedido de equipos u otro compromiso que haga irreversible la inversión. Los trabajos preparatorios para la obtención de permisos y la realización de estudios previos de viabilidad no influirán en la determinación de la fecha de inicio de la ejecución de la instalación.

b) No disponer de sistema de almacenamiento, o en caso contrario, que el sistema de almacenamiento sea empleado para el almacenamiento exclusivo de la energía producida por la instalación.

CAPÍTULO II

Régimen económico de energías renovables

Artículo 3. *Régimen económico de energías renovables.*

1. Se entiende por unidad retributiva aquella parte de la instalación para la que los valores necesarios para liquidar el régimen económico que le sea aplicable son iguales para todos los elementos que conforman dicha unidad retributiva, y diferentes de los de otra unidad retributiva de la instalación.

2. Cada instalación dispondrá de los equipos de medida necesarios para la determinación de la energía generada por cada unidad retributiva, que permitan la adecuada retribución de los regímenes económicos que le sean de aplicación.

3. Para participar en los distintos mercados, cada unidad retributiva acogida al régimen económico de energías renovables debe constituirse como una unidad de oferta.

4. A efectos de la aplicación del régimen económico de energías renovables y de los procedimientos con él relacionados, las referencias al término instalación se entenderán realizadas, cuando proceda, a unidad retributiva.

5. La retribución concreta de cada instalación perceptora del régimen económico se obtendrá a partir de su precio de adjudicación, de los parámetros retributivos de la tecnología a la que corresponda, de las características propias de cada instalación y de su participación en el mercado eléctrico, conforme a lo estipulado en el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, y en esta orden.

6. En el supuesto de ampliación o modificación, solo será susceptible de percibir el régimen económico de energías renovables la parte correspondiente a la nueva inversión.

7. El cómputo de la energía de subasta se llevará a cabo por el operador del mercado con carácter diario. Las consecuencias sobre la aplicación del régimen económico que de dicho cómputo se deriven, en referencia a la detención de su aplicación o al establecimiento de penalizaciones automáticas, serán de aplicación a partir de las 00:00 h CET del día siguiente.

8. El operador del sistema remitirá diariamente al operador del mercado, para cada instalación acogida al régimen económico de energías renovables, el valor neto de la energía programada en el proceso de solución de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento y en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real, y de la energía asignada en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución, antes de las 04:00 h CET del siguiente día natural.

Artículo 4. *Parámetros retributivos de las tecnologías.*

1. Los parámetros retributivos de las distintas tecnologías susceptibles de participar en las subastas convocadas al amparo de esta orden son:

a) Número mínimo de horas equivalentes de funcionamiento anual.
b) Número máximo de horas equivalentes de funcionamiento anual.
c) Porcentaje de ajuste de mercado.

Los valores de dichos parámetros se recogen en el anexo.

2. Conforme a lo estipulado en los artículos 7.3, 8.4, 16 y 28.1 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, los valores correspondientes al resto de parámetros retributivos de las distintas tecnologías susceptibles de participar en las subastas convocadas al amparo de esta orden se aprobarán en la resolución por la que se convoque la subasta.

CAPÍTULO III

Convocatoria y parámetros de las subastas

Artículo 5. *Producto y cupo de producto a subastar.*

1. El producto a subastar será potencia instalada según la definición establecida en el artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

2. La resolución por la que se convoque la subasta podrá establecer, para una misma subasta, varios productos diferenciados dirigidos a distintas tecnologías o categorías distinguibles por sus especificidades, conforme a lo establecido en el artículo 3.2 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre. La citada resolución establecerá para cada producto el volumen total del producto a subastar, también denominado cupo de producto a subastar.

A su vez, pueden establecerse, para cada cupo de producto, unas reservas mínimas de producto a adjudicar dirigidas a distintas tecnologías o categorías distinguibles por sus especificidades.

Artículo 6. *Resolución de convocatoria de la subasta.*

La convocatoria de las subastas se establecerá mediante resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía, que se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», la cual definirá, al menos, los siguientes aspectos:

a) La fecha de celebración de la subasta y su calendario.
b) El cupo del producto a subastar y, en su caso, reservas mínimas.
c) Las especificaciones de detalle y formularios a cumplimentar para participar en la subasta.
d) La información y documentos a incluir en la solicitud de participación en la subasta.
e) La fecha límite de disponibilidad de la instalación.
f) La fecha de expulsión del régimen económico de energías renovables.
g) Plazo máximo de entrega.
h) La fecha de inicio del plazo máximo de entrega.
i) Precio de reserva.
j) Precio de riesgo.
k) El tamaño máximo de un tramo indivisible ofertado.
l) Porcentaje de exceso del cupo en el proceso de casación.

CAPÍTULO IV

Procedimiento y especificaciones de detalle de la subasta

Artículo 7. *Subasta y proceso de desarrollo.*

1. La subasta se desarrollará en los términos previstos en el capítulo II del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, y de acuerdo con lo dispuesto en este capítulo.

Podrán participar en la subasta las personas físicas o jurídicas que cumplan los requisitos establecidos en esta orden y en la resolución por la que se convoque la subasta, sin perjuicio del resto de condiciones que le fueran exigibles de acuerdo con la normativa vigente.

La solicitud de participación en el mecanismo de subasta se dirigirá, mediante medios electrónicos, a la entidad administradora de la subasta e irá acompañada de las garantías de participación en la misma según se establezca en las especificaciones de detalle de la subasta.

2. El mecanismo de subasta estará constituido por los siguientes procesos:

a) El proceso de precalificación, mediante el cual se obtendrá el derecho a recibir información relacionada con la subasta, a participar en las sesiones de formación que en su caso se realicen y a solicitar con posterioridad la calificación.

b) El proceso de calificación, en el cual, los sujetos que hubieran sido precalificados serán habilitados para participar en la subasta por determinada potencia declarada por el participante, que determinará su volumen máximo de calificación para el producto.

El volumen máximo de calificación de cada participante es el límite de cantidad máxima por el que se podrá ofertar para cada uno de los productos subastados. El volumen máximo de calificación de cada participante no debe superar la cantidad a subastar para cada cupo de producto.

c) El proceso de subasta, en el que los participantes calificados podrán participar, desarrollándose según los siguientes pasos:

1.º Se inicia el proceso de subasta habilitando un periodo de tiempo durante el cual los participantes calificados puedan insertar sus ofertas.

2.º Una vez terminado el periodo de inserción de ofertas se procederá al cierre de la subasta, donde la entidad administradora de la subasta aplicará los mecanismos de asignación estipulados en el artículo 10 de esta orden, que establece el proceso de casación, y en las especificaciones de detalle de la subasta.

3.º Concluida la subasta, los participantes en la misma dispondrán de un periodo para insertar reclamaciones en caso de que así lo requiriesen.

d) Una vez finalizado el proceso de casación y a falta de ser validados por la entidad supervisora de la subasta, la entidad administradora remitirá los resultados provisionales a los agentes y a la entidad supervisora, según se estipula en las especificaciones de detalle de la subasta.

e) Una vez que la entidad supervisora de la subasta declare que la subasta se ha realizado de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, la entidad administradora de la subasta remitirá los resultados definitivos de la subasta a la Dirección General de Política Energética y Minas y los hará públicos, según lo establecido en los artículos 8.11 y 9.2 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre. La persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas, a partir de dichos resultados, dictará la resolución por la que se resuelve la subasta en el plazo de 10 días desde su recepción, que será publicada en el «Boletín Oficial del Estado». Esta resolución no pondrá fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrá ser objeto de recurso de alzada ante la Secretaría de Estado de Energía, conforme a lo establecido en los artículos 121 y 122 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

3. El coste imputable a la organización de la subasta será soportado por aquellos participantes que resulten adjudicatarios en función de la cantidad de producto adjudicado y percibido por la entidad administradora de la subasta, siendo el coste de 0,08 euros por cada kW adjudicado.

La resolución por la que se convoque la subasta podrá, en función del número de subastas convocadas al amparo de esta orden y de la potencia adjudicada mediante las mismas, reducir el coste imputable a la organización de las mismas.

Artículo 8. *Garantía de competencia.*

1. Conforme al artículo 8.6 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, se establece que el volumen de producto ofertado deberá superar en, al menos, un 20 % al volumen de

producto a subastar, para lo cual se actuará de acuerdo con lo establecido en el presente artículo.

2. Dentro del proceso de casación de la subasta, para cada producto, la entidad administradora de la subasta verificará que el volumen total ofertado para dicho producto supera en, al menos, un 20 % al cupo de producto a subastar. Dicho porcentaje podrá ser incrementado por razones técnicas o económicas debidamente justificadas en la resolución por la que se convoque la subasta.

En el caso de no cumplirse la relación anterior, se procederá a la reducción automática del cupo de dicho producto subastado hasta satisfacer dicha relación, obteniéndose un cupo reducido.

3. Dentro del proceso de casación de la subasta, en el caso de que se establezcan reservas mínimas de producto y una reserva tecnológicamente neutra, la relación establecida en el apartado 2 deberá ser satisfecha, primero, para cada reserva establecida en la misma. En caso de no alcanzarse la relación requerida entre el volumen ofertado y la reserva mínima, la reserva mínima se reducirá hasta satisfacer dicha relación. Al objeto de garantizar un exceso de oferta del 20 % también en la reserva tecnológicamente neutra, se calculará el exceso de oferta de la reserva tecnológicamente neutra como la diferencia de la oferta agregada y el mínimo entre el volumen de reservas mínimas incrementado en un 20 % y el volumen ofertado en dichas reservas. Si dicho exceso de oferta fuera inferior al 20 %, se reduciría la reserva tecnológicamente neutra para que dicha relación se cumpliera, obteniéndose una nueva reserva tecnológicamente neutra reducida.

4. Dentro del proceso de casación de la subasta, una vez realizados los ajustes de los apartados 2 y 3, la entidad administradora de la subasta verificará el cumplimiento de la limitación establecida, para cada producto, en el artículo 8.6 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, respecto al volumen máximo que puede ser adjudicado a una misma empresa o grupo empresarial, según la definición de grupo empresarial del artículo 42.1 del Real Decreto de 22 de agosto de 1885 por el que se publica el Código de Comercio.

Artículo 9. *Características de las ofertas.*

1. En aquellas subastas celebradas al amparo de esta orden los oferentes podrán efectuar sus ofertas con las siguientes características:

a) Se podrá presentar una oferta diferente por cada producto, tecnología y categoría distinguible por sus especificidades, según se establezca en la resolución.

b) Cada oferta podrá incluir hasta un máximo de 100 tramos.

c) Los tramos podrán definirse como divisibles o indivisibles.

i) Aquel tramo que haya sido identificado como indivisible, cuando no pueda ser adjudicado por toda su potencia, no podrá ser adjudicado parcialmente y quedará excluido de la casación.

ii) Aquel tramo que sea divisible, cuando no pueda ser adjudicado por toda su potencia, podrá ser adjudicado parcialmente por una parte de su potencia, quedando excluido de la casación el resto de la potencia de dicho tramo.

d) Cada tramo incluirá la potencia ofertada en ese tramo, expresada en bloques de 1 kW, el precio ofertado por la energía, expresado en euros/MWh con dos decimales, y un identificador relativo a la divisibilidad del tramo.

2. Las ofertas serán validadas en el instante de su recepción, incluyendo como mínimo las siguientes verificaciones:

a) No se admitirá la existencia en una oferta de más de un tramo divisible ofertado al mismo precio.

b) La suma de la potencia ofertada para cada producto en todos los tramos de una oferta no podrá superar el volumen máximo de calificación para dicho producto.

c) El valor máximo de la potencia ofertada a un producto en un tramo indivisible no podrá ser superior al valor establecido en la resolución por la que se convoque la subasta.

3. Únicamente se incorporará al proceso de casación una oferta válida por cada participante, producto, tecnología y categoría distinguible por sus especificidades, según se

establezca en la resolución. Los participantes podrán enviar diferentes versiones de oferta, siendo la última oferta válida la que se incluya en el proceso de casación de la subasta.

Artículo 10. *Proceso de casación de la subasta.*

Una vez terminado el proceso de recepción de ofertas, para cada producto incluido en la subasta, la entidad administradora realizará el proceso de casación basado en los siguientes pasos:

a) Se revisará el cupo del producto y, en caso de existir, las reservas mínimas de producto, al objeto de asegurar el cumplimiento de lo estipulado en el artículo 8.2 y 8.3, modificando, en su caso, el cupo del producto y las reservas mínimas.

b) Resultarán descartados aquellos tramos de las ofertas cuyo precio sea superior al precio de reserva o inferior al precio de riesgo, en caso de que se haya definido.

c) Se procederá a la formación de la curva agregada de oferta, integrando todos los tramos de todas las ofertas, ordenando los tramos de menor a mayor precio, teniendo en consideración las especificaciones de detalle de la subasta.

d) En el caso de existir una reserva mínima de producto, respetando lo descrito en el artículo 8.4, se seleccionarán los bloques correspondientes a los tramos de oferta vinculados a dicha reserva, siguiendo por la curva agregada de oferta hasta cubrir la reserva mínima, no resultando seleccionados los bloques de un tramo cuya inclusión haga que se supere la reserva mínima del producto.

e) Una vez realizado el paso anterior se seleccionarán los bloques correspondientes a los tramos de oferta restantes siguiendo por la curva agregada de oferta hasta cubrir el cupo del producto, respetando lo descrito en el apartado 8.4. No resultarán seleccionados los bloques de un tramo cuya inclusión haga que se supere el cupo de producto incrementado por el porcentaje de exceso, establecido en la resolución por la que se convoque la subasta. En este proceso, si el tramo analizado es de carácter divisible, se procederá a dividirlo, seleccionando los bloques necesarios para alcanzar como máximo el cupo exacto del producto incrementado por el porcentaje de exceso.

f) Seguidamente se procederá a la adjudicación a cada participante del conjunto de bloques por él ofertados seleccionados en los pasos anteriores.

g) Finalmente se asignará el precio de adjudicación, que será coincidente con el precio de oferta de cada tramo.

CAPÍTULO V

Trámites y procedimientos asociados al Registro electrónico del régimen económico de energías renovables

Artículo 11. *Plazo máximo para la presentación de la solicitud de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.*

Los adjudicatarios de la subasta dispondrán de un plazo de 2 meses desde la fecha de publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la resolución de la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se resuelve la subasta, para presentar la solicitud de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación de acuerdo con lo previsto en el artículo 13.

Artículo 12. *Garantías económicas para la participación en la subasta y para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.*

1. La cuantía de la garantía económica regulada en el artículo 8.2 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, solicitada como requisito previo para la participación en la subasta, será de 60 euros/kW para la potencia por la que pretende ofertar.

2. La cuantía de la garantía económica regulada en el artículo 25 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, solicitada como requisito previo para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación, será de 60 euros/kW para la potencia instalada que se solicita inscribir, según

la definición establecida en el artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. De la cuantía citada, 12 euros/kW se encuentran vinculados a la identificación de la instalación prevista en el artículo 14, 18 euros/kW se encuentran vinculados a la acreditación de la autorización administrativa de construcción de las instalaciones identificadas según lo regulado en el artículo 15 y 30 euros/kW se encuentran vinculados a la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación de conformidad con el artículo 16.

Artículo 13. *Inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.*

1. El procedimiento de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación se realizará de acuerdo con lo previsto en el artículo 26 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre.

2. En el plazo establecido en el artículo 11, los adjudicatarios de la subasta deberán dirigir la solicitud de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación, exclusivamente por vía electrónica, a la Dirección General de Política Energética y Minas, acompañada de una copia de la garantía económica depositada de conformidad con lo regulado en el artículo 25 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, y del resguardo de la Caja General de Depósitos de haber depositado dicha garantía a favor de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la cuantía establecida en el artículo 12 de esta orden.

La descripción de la obligación garantizada en la citada garantía económica incluirá el siguiente texto, en el cual deberá especificarse el número de esta orden ministerial:

«Inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación y cumplimiento en plazo de los hitos previos, todo de ello de acuerdo con el artículo 25 del RD 960/2020 y la Orden TED/1161/2020.»

La solicitud de inscripción incluirá, al menos, la identificación del adjudicatario, las características del producto adjudicado que se pretende inscribir, la tecnología y la potencia a inscribir en estado de preasignación. Adicionalmente, la resolución por la que se convoque la subasta podrá establecer requisitos de información exigibles para la inscripción en estado de preasignación que sean de aplicación a la correspondiente convocatoria. Dicha información exigible podrá incluir, entre otros, los compromisos adquiridos por el proyecto con el territorio y la estimación de su impacto sobre el empleo local y sobre la cadena de valor industrial local, regional y nacional; en el ámbito de la economía circular, las medidas contempladas en relación con el tratamiento de los equipos al final de su vida útil, así como, información sobre la huella de carbono de la instalación e indicadores sobre la superficie ocupada.

3. La persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá, si procede, la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.

El plazo máximo para resolver y notificar este procedimiento será de tres meses. Podrán entenderse desestimadas las solicitudes presentadas si no se notifica resolución expresa transcurrido dicho plazo, en virtud de lo establecido en la disposición adicional tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. La resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

Esta resolución no pondrá fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrá ser objeto de recurso de alzada ante la Secretaría de Estado de Energía, conforme a lo establecido en los artículos 121 y 122 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

4. Tras la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la resolución de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación, la entidad administradora de la subasta procederá a la ejecución o cancelación de las garantías para la participación en la subasta, de acuerdo con lo establecido en el artículo 26.4 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre. El importe de las garantías ejecutadas se considerará un ingreso del sistema eléctrico y será transferido al órgano encargado de la liquidación de las actividades reguladas.

5. La inadmisión de la solicitud de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación o la desestimación de la misma habilitará a la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas a iniciar de oficio la cancelación de la garantía según lo establecido en el artículo 25.4 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre.

Artículo 14. *Identificación de la instalación.*

1. Al objeto de garantizar la viabilidad y madurez de los proyectos, el titular de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación tendrá la obligación de identificar, ante la Dirección General de Política Energética y Minas, la instalación o las instalaciones que construirá vinculadas a la potencia inscrita en dicho Registro. Las instalaciones identificadas tendrán que ser de la misma tecnología, grupo y subgrupo que conste en la inscripción en estado de preasignación.

2. La solicitud de identificación de las instalaciones se debe realizar en el plazo de seis meses desde la fecha de publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la resolución de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.

3. El titular de la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación deberá presentar una única solicitud para todas las instalaciones a identificar correspondientes a dicha inscripción.

Esta solicitud se dirigirá, exclusivamente por vía electrónica, a la Dirección General de Política Energética y Minas e incluirá para cada instalación a identificar, al menos, el nombre de la instalación, su localización y su potencia instalada, según la definición del artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. No podrá identificarse una misma instalación en más de una inscripción en preasignación.

4. El titular de la inscripción podrá identificar instalaciones con una potencia instalada total igual o inferior a la potencia inscrita en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación incrementada en un 50 por ciento.

5. La persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá, si procede, incluir en la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación la información relativa a las instalaciones identificadas, y solicitar la cancelación parcial de la garantía definida en el artículo 12.2 vinculada a la identificación de las instalaciones –por un importe de 12 euros/kW– correspondiente a la potencia correctamente identificada, con el límite de la potencia inscrita en preasignación.

En el caso de que la diferencia entre la potencia inscrita en preasignación y la potencia identificada sea inferior al 5 por ciento de la potencia inscrita en preasignación, procederá la cancelación parcial de la garantía vinculada a la identificación de las instalaciones correspondiente a la potencia inscrita en preasignación.

El plazo máximo para resolver y notificar este procedimiento será de tres meses. Podrán entenderse desestimadas las solicitudes presentadas si no se notifica resolución expresa transcurrido dicho plazo, en virtud de lo establecido en la disposición adicional tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Esta resolución no pondrá fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrá ser objeto de recurso de alzada ante la Secretaría de Estado de Energía, conforme a lo establecido en los artículos 121 y 122 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

6. Una vez resuelta la solicitud, la información relativa a la identificación de las instalaciones incluida en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación no podrá ser objeto de modificación.

Excepcionalmente, se admitirá el intercambio de instalaciones identificadas completas entre inscripciones en estado de preasignación que tengan el mismo titular y pertenezcan a la misma subasta, producto, tecnología y categoría con especificidades distinguibles, si ello se solicita con anterioridad a la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación.

7. Las instalaciones cuya identificación no haya sido incluida en el registro de acuerdo con el apartado 5 no podrán obtener la inscripción en el registro electrónico del régimen

económico de energías renovables en estado de explotación, por lo que no les será de aplicación el régimen económico de energías renovables.

8. Transcurrido el plazo establecido en el apartado 2, la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas iniciará de oficio la ejecución de la garantía definida en el artículo 12.2 -por un importe de 60 euros/kW-, correspondiente a la potencia inscrita en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación para la que no se haya identificado ninguna instalación en el registro de acuerdo con el apartado 5.

Artículo 15. *Acreditación de la autorización administrativa de construcción de las instalaciones identificadas.*

1. Al objeto de garantizar la viabilidad y madurez de los proyectos, el titular de la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación tendrá la obligación de acreditar, ante la Dirección General de Política Energética y Minas, la obtención de la autorización administrativa de construcción o documento equivalente de las instalaciones identificadas en aplicación del artículo 14. A estos efectos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 21.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, formarán parte de la instalación de producción sus infraestructuras de evacuación, que incluyen la conexión con la red de transporte o de distribución, y en su caso, la transformación de energía eléctrica.

2. La solicitud de acreditación de las instalaciones se debe realizar en un plazo de doce meses desde la fecha de publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de la resolución de inscripción de la instalación en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación.

3. El titular de la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación dirigirá, exclusivamente por vía electrónica, a la Dirección General de Política Energética y Minas las solicitudes de acreditación de las instalaciones.

Solo se podrán acreditar las instalaciones cuya identificación haya sido incluida en la inscripción de la instalación en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación de acuerdo con lo previsto en el artículo 14.5.

4. La persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas, resolverá, si procede, incluir en la inscripción de la instalación en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación la información relativa a las instalaciones acreditadas, y solicitar la cancelación parcial de la garantía definida en el artículo 12.2 vinculada a la acreditación de las instalaciones -por un importe de 18 euros/kW-, correspondiente a la potencia que consta en la autorización administrativa de construcción o documento equivalente, según la definición establecida en el artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, con el límite de la potencia previamente identificada. En ningún caso procederá la cancelación de la garantía por un valor superior al correspondiente a la potencia inscrita en preasignación.

En el caso de que la diferencia entre la potencia inscrita en preasignación y la potencia acreditada conforme al apartado anterior sea inferior al 5 por ciento de la potencia inscrita en preasignación, con el límite de la potencia previamente identificada, procederá la cancelación parcial de la garantía vinculada a la acreditación de las instalaciones correspondiente a la potencia inscrita en preasignación.

El plazo máximo para resolver y notificar este procedimiento será de tres meses. Podrán entenderse desestimadas las solicitudes presentadas si no se notifica resolución expresa transcurrido dicho plazo, en virtud de lo establecido en la disposición adicional tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Esta resolución no pondrá fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrá ser objeto de recurso de alzada ante la Secretaría de Estado de Energía, conforme a lo establecido en los artículos 121 y 122 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

5. Transcurrido el plazo establecido en el apartado 2, la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas, iniciará de oficio la ejecución parcial de la garantía definida en el artículo 12.2 vinculada a la acreditación de la instalación –por un importe de 18 euros/kW–, correspondiente a la potencia inscrita en el registro electrónico del régimen

económico de energías renovables en estado de preasignación cuya acreditación de la autorización administrativa de construcción no haya sido incluida en el registro. No procederá la ejecución de la garantía que hubiera resultado ejecutada en virtud de lo previsto en el artículo 14.8.

Artículo 16. *Inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación.*

1. El procedimiento de inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación se realizará de acuerdo a lo previsto en el artículo 28 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre.

2. La instalación para la que se solicite la inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación deberá coincidir con una de las instalaciones cuya identificación haya sido incluida en la inscripción en estado de preasignación de acuerdo con lo previsto en el artículo 14.5, así como tener el mismo titular que conste, en ese momento, en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación y en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

3. La solicitud de inscripción en el registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación se debe realizar con anterioridad a la finalización del plazo máximo de un mes a contar desde la fecha límite de disponibilidad de la instalación o, en su caso, de la fecha de expulsión del régimen económico de energías renovables establecidas en la resolución por la que se convoque la subasta.

4. El titular de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación dirigirá, exclusivamente por vía electrónica, a la Dirección General de Política Energética y Minas la solicitud para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación que incluirá, al menos, la identificación de la instalación, la ubicación y la potencia para la que solicita la inscripción, según la definición del artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

La solicitud de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación se acompañará de la declaración responsable, de acuerdo con el modelo establecido en el anexo del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, en la que se manifieste que se cumplen los requisitos establecidos en el artículo 27.1 de dicho real decreto, así como del certificado del operador del mercado de fecha de comienzo de venta de energía eléctrica en el mercado.

Asimismo, la solicitud deberá incorporar declaraciones responsables relativas al cumplimento de los requisitos del artículo 2.5.

Adicionalmente, deberá presentarse la siguiente documentación:

a) En el caso de tratarse de una instalación nueva; declaración responsable de que la construcción de la instalación no supone el cierre o la reducción de potencia de otra instalación en la misma ubicación y de la misma tecnología.

b) En el caso de tratarse de una ampliación de una instalación existente; acreditación de que la nueva inversión supone un aumento de la potencia de dicha instalación y declaración responsable de que no conlleva la eliminación de equipos generadores de la instalación inicial.

c) En el caso de tratarse de una modificación de una instalación existente; acreditación de que se cumplen los requisitos del artículo 2.4, siendo posible acreditar el apartado b) mediante una declaración responsable.

d) En el caso de tratarse de instalaciones de los subgrupos b.1.1, b.2. y b.3 definidos en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que dispongan de capacidad de gestión; acreditación de dicha capacidad de gestión mediante la documentación pertinente.

La solicitud de inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación deberá estar acompañada de cualquier otra documentación adicional que resulte necesaria para la acreditación de los requisitos y condiciones adicionales exigibles para la inscripción en estado de explotación estipulados en la resolución por la que se convoque la subasta, tales como, entre otros, los compromisos

adquiridos por el proyecto con el territorio y la estimación de su impacto sobre el empleo local y sobre la cadena de valor industrial local, regional y nacional; en el ámbito de la economía circular, las medidas contempladas en relación con el tratamiento de los equipos al final de su vida útil, así como, información sobre la huella de carbono de la instalación e indicadores sobre la superficie ocupada.

5. La persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá, si procede, la inscripción de la instalación en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación y, de acuerdo con lo establecido en el artículo 28.3 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, solicitará de oficio la cancelación de las garantías en los siguientes términos:

a) En aquellos casos en los que el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 27.1 del citado real decreto se produzca con anterioridad a la fecha límite de disponibilidad de la instalación, procederá la cancelación parcial de la garantía definida en el artículo 12.2 por un importe de 30 euros/kW, correspondiente a la potencia inscrita en explotación, con el límite de la menor de las potencias de entre la inscrita en preasignación y la previamente identificada.

b) En aquellos casos en los que el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 27.1 del citado real decreto se produzca con posterioridad a la fecha límite de disponibilidad de la instalación y con anterioridad a la fecha de expulsión del régimen económico de energías renovables, procederá la cancelación parcial de la garantía definida en el artículo 12.2 por un importe de 30 euros/kW, correspondiente a la potencia inscrita en explotación, con el límite de la menor de las potencias de entre la inscrita en preasignación y la previamente identificada, multiplicada por el siguiente valor:

$$\frac{\text{Fecha de expulsión del REER} - \text{Fecha real de cumplimiento de requisitos}}{\text{Fecha de expulsión del REER} - \text{Fecha límite de disponibilidad de la instalación}}$$

Asimismo, en los casos definidos en el apartado b), la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas iniciará de oficio el procedimiento para la ejecución parcial de la garantía definida en el artículo 12.2 por un importe de 30 euros/kW, correspondiente a la potencia inscrita en explotación, con el límite de la menor de las potencias de entre la inscrita en preasignación y la previamente identificada, multiplicada por el siguiente valor:

$$\frac{\text{Fecha real de cumplimiento de requisitos} - \text{Fecha límite de disponibilidad de la instalación}}{\text{Fecha de expulsión del REER} - \text{Fecha límite de disponibilidad de la instalación}}$$

El plazo máximo para resolver y notificar este procedimiento será de tres meses. Podrán entenderse desestimadas las solicitudes presentadas si no se notifica resolución expresa transcurrido dicho plazo, en virtud de lo establecido en la disposición adicional tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Esta resolución no pondrá fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrá ser objeto de recurso de alzada ante la Secretaría de Estado de Energía, conforme a lo establecido en los artículos 121 y 122 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

6. Transcurrido el plazo establecido en el apartado 3, y no habiendo quedado acreditado el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 27 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, para la totalidad de la potencia inscrita en estado de preasignación, la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas iniciará de oficio el procedimiento de cancelación por incumplimiento de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación previsto en el artículo 29 del citado real decreto.

La cancelación por incumplimiento de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación supondrá la pérdida de los derechos asociados a la misma y la ejecución de la garantía definida en el artículo 12.2 –por un importe de 30 euros/kW–, correspondiente a la potencia inscrita en preasignación que no haya resultado inscrita en explotación. No procederá la ejecución de la garantía que hubiera resultado ejecutada en virtud de lo previsto en el artículo 14.8.

Artículo 17. *Remisión de información contenida en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables.*

La información necesaria para el adecuado funcionamiento del régimen económico de energías renovables, contenida en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables, será remitida, de forma periódica y automática, al operador del mercado y al operador del sistema.

Artículo 18. *Cumplimiento de los requisitos de las tecnologías que utilicen combustibles.*

1. Las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables deben cumplir, en cómputo anual, con los límites de consumo de combustibles establecidos en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

En el caso de que la resolución por la que se convoque la subasta establezca como producto a subastar la potencia de instalaciones que utilicen más de un combustible de los incluidos en los grupos b.6, b.7 o b.8, el cumplimiento del límite de consumo de combustibles principales se realizará de manera agregada, de forma que la energía primaria de la combinación utilizada de los combustibles renovables biomasa, biogás y biolíquidos, medida por el poder calorífico inferior, suponga un 90 por ciento de la energía primaria utilizada.

Las instalaciones del subgrupo b.1.2 podrán utilizar combustibles de apoyo destinados a usos técnicamente imprescindibles que no generen energía eléctrica ni directa ni indirectamente, según la definición del artículo 3.2.a) de la Orden IET/1882/2014, de 14 de octubre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones solares termoeléctricas. La energía primaria anual procedente de los combustibles de apoyo destinados a usos técnicamente imprescindibles no podrá ser superior a 300 MWh térmicos por MW eléctrico instalado.

2. La constatación, como consecuencia de una inspección o de cualquier otro medio válido en derecho, del incumplimiento por parte de la instalación de lo indicado en el primer apartado conllevará la notificación al interesado de dicho incumplimiento por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. En el caso de que con posterioridad a dicha notificación se produjera un segundo incumplimiento, se iniciará el procedimiento para la cancelación de la inscripción de la instalación en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación. Dicha cancelación podrá conllevar una penalización de acuerdo con lo estipulado en el artículo 20.

No obstante lo anterior, en el caso de las instalaciones del subgrupo b.1.2, con carácter extraordinario, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá exceptuar, a solicitud del interesado, la aplicación del procedimiento previsto en el párrafo anterior cuando el interesado acredite suficientemente la imposibilidad técnica de cumplir con el límite de combustible como consecuencia de una meteorología extremadamente adversa. Esta excepción solo podrá aplicarse una vez para cada instalación.

Artículo 18 bis. *Cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero aplicables a los biolíquidos, biogás y combustibles sólidos de biomasa.*

1. Los combustibles incluidos en los grupos b.6, b.7 y b.8 utilizados en las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables deberán cumplir los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero establecidos en el título I del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los

biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables.

2. A estos efectos, los titulares de dichas instalaciones deberán remitir por vía electrónica a la Dirección General de Política Energética y Minas, antes del 31 de marzo de cada año, la documentación acreditativa del cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles utilizados en el año anterior, de acuerdo con lo establecido en el capítulo II del título I del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables. Dicha documentación deberá incluir, al menos, el resultado de la auditoría anual realizada por la entidad de certificación, con el detalle de los tipos de combustible utilizados, indicando la cantidad anual empleada en toneladas al año y el PCI medio, en kcal/kg, de cada uno de ellos, así como la cantidad de los mismos que cumple los criterios de sostenibilidad y de reducción de emisiones anteriormente citados. En el caso de utilizarse varios combustibles de los citados anteriormente en una misma unidad retributiva, se remitirán también los valores agregados.

3. El precio a percibir definido en el artículo 18 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, en cada periodo de negociación, por cada unidad de energía de subasta negociada en el mercado diario e intradiario, se reducirá proporcionalmente al grado de incumplimiento de los criterios citados en el apartado anterior, multiplicando su valor por el coeficiente "K", que se calculará como sigue:

$$K = \frac{Energía\ procedente\ del\ combustible\ principal\ acreditado}{Energía\ procedente\ del\ combustible\ principal}$$

Donde:

Energía procedente del combustible principal acreditado: es la energía primaria del combustible principal que haya acreditado el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de acuerdo con lo previsto en el título I del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables.

Energía procedente del combustible principal: se corresponde con el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

El coeficiente "K" se expresará con cuatro decimales y en ningún caso podrá tomar un valor superior a 1. Adicionalmente, si de la aplicación de la fórmula anterior resultase un valor inferior a 0,75, se tomará como coeficiente para practicar la minoración un valor de "K" igual a 0,75.

En el caso de que se utilicen distintos tipos de combustible de los grupos b.6 y b.8 en una misma unidad retributiva, se calculará un coeficiente "K" global, teniendo en cuenta la energía procedente de todos los combustibles en su conjunto.

La minoración del precio a percibir se realizará durante un periodo de un año, siempre que la instalación siga acogida durante este tiempo al régimen económico de energías renovables, viéndose reducido el periodo en caso contrario.

4. La minoración de la retribución regulada en este artículo será establecida por resolución de la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas, previa instrucción de un procedimiento que garantizará, en todo caso, la audiencia al interesado. El plazo máximo para resolver este procedimiento y notificar su resolución será de seis meses. Dicha resolución no pondrá fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrá ser objeto de recurso de alzada ante la Secretaría de Estado de Energía, conforme a lo establecido en los artículos 121 y 122 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

Una vez que la resolución sea firme, la Dirección General de Política Energética y Minas notificará dicha circunstancia al titular de la instalación y al operador del mercado, a los efectos de la aplicación de la minoración definida en el apartado anterior durante un periodo de un año, computado desde el quinto día hábil posterior al de la recepción y registro de dicha notificación. En aquellos casos en que en la fecha de inicio de dicho periodo ya se estuviera aplicando una minoración derivada de un incumplimiento anterior, el nuevo periodo de un año se computará desde el día siguiente a la fecha de finalización del periodo de minoración del incumplimiento anterior, y así sucesivamente si procediese aplicar minoraciones adicionales.

5. Lo establecido en los apartados anteriores será también de aplicación a las unidades retributivas del subgrupo b.1.2 que utilicen alguno de los combustibles definidos en los grupos b.6, b.7 y b.8 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. La minoración de ingresos afectará exclusivamente a la parte correspondiente a los combustibles de los grupos b.6, b.7 y b.8, multiplicando en este caso el precio a percibir por el coeficiente «H», que se calculará como sigue:

$$H = K * \frac{Pt_{BM} * 0{,}3}{Pe + Pt_{BM} * 0{,}3} + \frac{Pe}{Pe + Pt_{BM} * 0{,}3}$$

Donde:

K: Parámetro definido en el apartado 3, calculado para los combustibles de los grupos b.6, b.7 y b.8.

Pe: Potencia eléctrica instalada según el artículo 3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Pt_{BM}: Potencia térmica de la caldera de biomasa.

6. Aquellas instalaciones que no hayan efectuado la comunicación del cumplimento de los requisitos, o que, tras la realización de una inspección, no puedan acreditar el cumplimiento de los valores comunicados, se considerará, a todos los efectos, que no han acreditado los requisitos del apartado 1, siéndoles, en consecuencia, de aplicación la minoración de ingresos establecida en el apartado 3.

CAPÍTULO VI

Medidas para incentivar el cumplimiento de las obligaciones relativas a la energía mínima de subasta

Artículo 19. *Penalización automática en los hitos de control intermedios.*

1. En virtud de lo previsto en el artículo 14.4 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, se establecen unos hitos de control intermedios cada 3 años a contar desde la fecha de inicio del plazo máximo de entrega.

2. Si la energía de subasta de la instalación regulada en los artículos 13 y 17 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, computada en los hitos de control intermedios no supera la energía mínima de subasta equivalente serán de aplicación las penalizaciones automáticas.

No obstante lo anterior, no procederá imponer estas penalizaciones en aquellos casos en los que la diferencia entre la energía mínima de subasta equivalente y la energía de subasta de la instalación computada en el hito de control intermedio sea inferior a la energía negociada por la instalación con anterioridad a ese hito en los mercados diario e intradiario en aquellos periodos de negociación en los que el precio del mercado diario o intradiario resulte igual o inferior al precio de exención de cobro.

3. La energía mínima de subasta equivalente en cada hito de control se calculará a partir de la siguiente fórmula:

$$Eeqi = 3 * i * f * \frac{Emin}{Plazo}$$

Donde:

– Eeq_i: Energía mínima de subasta equivalente correspondiente al hito de control intermedio número «i».
– i: Número del hito de control intermedio, que tomará el valor de 1, 2, 3, etc.
– f: Factor de flexibilización, que toma como valor 0,8.
– Emin: Energía mínima de subasta.
– Plazo: Plazo máximo de entrega expresado en años.

4. La penalización aplicable en cada hito de control intermedio consistirá en una obligación de pago de 5 euros por cada unidad de energía negociada, expresada en MWh, en las horas en las que se liquide el precio a percibir de la instalación definido en el artículo 18 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, hasta alcanzar la energía penalizada, según la definición que se recoge a continuación. Esta obligación de pago no se aplicará a la energía negociada con posterioridad al siguiente hito de control intermedio.

La energía penalizada a partir del hito de control intermedio se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$Epen_i = (Eeq_i - Eeq_{i-1}) – (Esub_i + Epr_ex_i – mínimo\ [(Esub_{i-1} + Epr_ex_{i-1}), Eeq_{i-1}])$$

Donde:

– $Epen_i$: Energía penalizada a partir del hito de control intermedio número «i».
– Eeq_i: Energía mínima de subasta equivalente correspondiente al hito de control intermedio número «i».
– $Esub_i$: Energía de subasta computada en el hito de control intermedio número «i».
– Epr_ex_i: Energía negociada por la instalación con anterioridad al hito de control intermedio número «i» en los mercados diario e intradiario en aquellos periodos de negociación en los que el precio del mercado diario o intradiario resulte igual o inferior al precio de exención de cobro.

En el primer hito de control intermedio, los valores correspondientes al hito número «i-1» de la energía mínima de subasta equivalente, de la energía de subasta y de la energía negociada en los periodos de negociación con precio igual o inferior al precio de exención de cobro tomarán un valor nulo.

Si de la aplicación de los cálculos anteriores la energía penalizada adquiere un valor negativo, se considerará que la energía penalizada es nula.

5. De acuerdo con lo previsto en el artículo 20.2 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, el operador del mercado, como responsable del cómputo de la energía de subasta, verificará el cumplimiento de la energía mínima de subasta equivalente en los hitos de control intermedios, aplicando las penalizaciones automáticas definidas en este artículo.

Asimismo, el operador del mercado comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas las penalizaciones que se efectúen de acuerdo con lo previsto en este artículo y transferirá el importe de dichas penalizaciones a la cuenta bancaria que el órgano encargado de la liquidación de las actividades reguladas comunique al operador del mercado.

Artículo 20. *Penalización en la cancelación de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación con anterioridad a la fecha de finalización del plazo máximo de entrega.*

1. En aquellos casos en que se produzca la cancelación de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación con anterioridad a la fecha de finalización del plazo máximo de entrega, será objeto de

penalización el hecho de que la energía de subasta de la instalación regulada en los artículos 13 y 17 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, no supere en el momento de la cancelación la energía mínima de subasta.

No obstante lo anterior, no procederá imponer esta penalización en aquellos casos en los que la diferencia entre la energía mínima de subasta y la energía de subasta de la instalación en la fecha de la cancelación sea inferior a la energía negociada por la instalación con anterioridad a la fecha de cancelación en los mercados diario e intradiario en aquellos periodos de negociación en los que el precio del mercado diario o intradiario resulte igual o inferior al precio de exención de cobro.

2. La cuantía de la penalización será el resultado de valorar a 5 euros/MWh la energía penalizada en la fecha de cancelación.

La energía penalizada en la fecha de cancelación se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$Epen_{cancel} = (Emin - Eeq_{hito\ previo}) - (Esub_{cancel} + Epr_ex_{cancel} - mínimo\ [(Esub_{hito\ previo} + Epr_ex_{hito\ previo}), Eeq_{hito\ previo}])$$

Donde:

– $Epen_{cancel}$: Energía penalizada en la fecha de cancelación.

– Emin: Energía mínima de subasta definida en el artículo 14 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre.

– $Eeq_{hito\ previo}$: Energía mínima de subasta equivalente correspondiente al hito de control intermedio previo a la fecha de la cancelación de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación.

– $Esub_{cancel}$: Energía de subasta computada en la fecha de la cancelación de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación.

– Epr_ex_{cancel}: Energía negociada por la instalación en los mercados diario e intradiario con anterioridad a la fecha de cancelación de la inscripción en aquellos periodos de negociación en los que el precio del mercado diario o intradiario resulte igual o inferior al precio de exención de cobro.

– $Esub_{hito\ previo}$: Energía de subasta computada en el hito de control intermedio previo a la fecha de la cancelación de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación.

– $Epr_ex_{hito\ previo}$: Energía negociada por la instalación en los mercados diario e intradiario con anterioridad al hito de control intermedio previo a la fecha de la cancelación de la inscripción en aquellos periodos de negociación en los que el precio del mercado diario o intradiario resulte igual o inferior al precio de exención de cobro.

Si en el momento de la cancelación no se ha superado ningún hito de control intermedio, los valores de «$Eeq_{hito\ previo}$», «$Esub_{hito\ previo}$» y «$Epr_ex_{hito\ previo}$» tomarán un valor nulo.

Si de la aplicación de los cálculos anteriores la energía penalizada adquiere un valor negativo, se considerará que la energía penalizada es nula.

3. Al objeto de determinar si procede incoar el procedimiento para la imposición de penalizaciones establecido en el artículo 20.6 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, en el plazo de 15 días desde la notificación por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas de la resolución de cancelación de la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación, el operador del mercado remitirá a la citada Dirección General la siguiente información:

a) La energía de subasta computada en la fecha de cancelación de la inscripción y en cada uno de los hitos de control intermedios.

b) La energía mínima de subasta y la energía mínima de subasta equivalente correspondiente a cada uno de los hitos de control intermedios.

c) La energía negociada por la instalación en los mercados diario e intradiario en aquellos periodos de negociación en los que el precio del mercado diario o intradiario resulte

igual o inferior al precio de exención de cobro con anterioridad a los distintos hitos y a la fecha de cancelación de la inscripción.

d) En su caso, las penalizaciones automáticas aplicadas en los hitos de control intermedios.

e) En su caso, la energía penalizada y la cuantía de la penalización en la fecha de cancelación de la inscripción.

Artículo 21. *Penalización en la fecha de finalización del plazo máximo de entrega.*

1. Será objeto de penalización el hecho de que la energía de subasta de la instalación regulada en los artículos 13 y 17 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, no supere la energía mínima de subasta en la fecha de finalización del plazo máximo de entrega.

No obstante lo anterior, no procederá imponer esta penalización en aquellos casos en los que la diferencia entre la energía mínima de subasta y la energía de subasta de la instalación en la fecha de finalización del plazo máximo de entrega sea inferior a la energía negociada por la instalación con anterioridad a la fecha de finalización del plazo máximo de entrega en los mercados diario e intradiario en aquellos periodos de negociación en los que el precio del mercado diario o intradiario resulte igual o inferior al precio de exención de cobro.

Esta penalización no resultará de aplicación a las instalaciones a las que se les haya cancelado la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de explotación con anterioridad a la fecha de finalización del plazo máximo de entrega, que se regirán por lo dispuesto en el artículo 20.

2. La cuantía de la penalización será el resultado de valorar a 5 euros/MWh la energía penalizada a la finalización del plazo máximo de entrega.

La energía penalizada a la finalización del plazo máximo de entrega se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$Epen_{final} = (Emin - Eeq_{último\ hito}) - (Esub_{final} + Epr_ex_{final} - mínimo\ [(Esub_{último\ hito} + Epr_ex_{último\ hito}), Eeq_{último\ hito}])$$

Donde:

– $Epen_{final}$: Energía penalizada a la finalización del plazo máximo de entrega.

– Emin: Energía mínima de subasta definida en el artículo 14 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre.

– $Eeq_{último\ hito}$: Energía mínima de subasta equivalente correspondiente al último hito de control intermedio anterior a la fecha de finalización del plazo máximo de entrega.

– $Esub_{final}$: Energía de subasta computada en la fecha de finalización del plazo máximo de entrega.

– Epr_ex_{final}: Energía negociada por la instalación con anterioridad a la fecha de finalización del plazo máximo de entrega en los mercados diario e intradiario en aquellos periodos de negociación en los que el precio del mercado diario o intradiario resulte igual o inferior al precio de exención de cobro.

– $Esub_{último\ hito}$: Energía de subasta computada en el último hito de control intermedio anterior a la fecha de finalización del plazo máximo de entrega.

– $Epr_ex_{último\ hito}$: Energía negociada por la instalación con anterioridad al último hito de control intermedio anterior a la fecha de finalización del plazo máximo de entrega en los mercados diario e intradiario en aquellos periodos de negociación en los que el precio del mercado diario o intradiario resulte igual o inferior al precio de exención de cobro.

Si de la aplicación de los cálculos anteriores la energía penalizada adquiere un valor negativo, se considerará que la energía penalizada es nula.

3. Al objeto de determinar si procede incoar el procedimiento para la imposición de penalizaciones establecido en el artículo 20.6 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, en el plazo de 15 días desde la fecha de finalización del plazo máximo de entrega, el operador del mercado remitirá a la Dirección General Política Energética y Minas la siguiente información:

a) La energía de subasta computada en la fecha de finalización del plazo máximo de entrega y en cada uno de los hitos de control intermedios.

b) La energía mínima de subasta y la energía mínima de subasta equivalente correspondiente a cada uno de los hitos de control intermedios.

c) La energía negociada por la instalación en los mercados diario e intradiario en aquellos periodos de negociación en los que el precio del mercado diario o intradiario resulte igual o inferior al precio de exención de cobro con anterioridad a los distintos hitos y a la fecha de finalización del plazo máximo de entrega.

d) En su caso, las penalizaciones automáticas aplicadas en los hitos de control intermedios.

e) En su caso, la energía penalizada y la cuantía de la penalización en la fecha de finalización del plazo máximo de entrega.

Artículo 22. *Tramitación y liquidación de las penalizaciones establecidas en los artículos 20 y 21.*

1. En aquellos casos en que, a la vista de la información remitida por el operador del mercado de acuerdo con los artículos 20 y 21, proceda la imposición de una penalización, ésta será establecida por resolución de la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 20.6 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, previa instrucción de un procedimiento que garantizará, en todo caso, la audiencia al interesado. El plazo máximo para iniciar este procedimiento será de seis meses desde la fecha de finalización del plazo máximo de entrega o, para los supuestos previstos en el artículo 20, desde la fecha de cancelación de la inscripción. El plazo máximo para resolver este procedimiento y notificar su resolución será de seis meses.

Las resoluciones de la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas por las que se establecen las penalizaciones no pondrán fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrán ser objeto de recurso de alzada ante la Secretaría de Estado de Energía, conforme a lo establecido en los artículos 121 y 122 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

2. La liquidación de las penalizaciones se realizará con las cuantías correspondientes a la participación en el mercado de la energía proveniente de las instalaciones de producción penalizadas, en los términos previstos a continuación.

a) La Dirección General de Política Energética y Minas notificará al operador del mercado las resoluciones por las que se impongan las penalizaciones.

b) El operador del mercado, tras recibir la notificación de la Dirección General de Política Energética y Minas de la imposición de la penalización, incluirá una obligación de pago a la instalación por el importe de la penalización notificada.

Toda instalación que tenga pendiente de pago alguna de las penalizaciones reguladas en esta orden ministerial deberá seguir operando en el mercado a través de una unidad de oferta diferenciada.

En ningún caso la obligación de pago podrá ser superior al 40 por ciento del derecho de cobro de cada liquidación del mercado diario e intradiario. Si con la obligación de pago no quedara satisfecho el importe del impago, el operador del mercado incluirá en las liquidaciones posteriores obligaciones de pago en los términos anteriormente descritos.

c) De acuerdo con lo previsto en el artículo 20.7 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, los importes detraídos por el operador del mercado conforme a lo establecido en los apartados anteriores serán considerados como ingresos del sistema eléctrico y serán transferidos al órgano encargado de la liquidación de las actividades reguladas.

3. En aquellos casos en que la obligación de pago no hubiera sido satisfecha en su totalidad de acuerdo con lo previsto en el apartado anterior, será compensada con las cuantías liquidadas por el operador del sistema que correspondan a la misma instalación.

4. Lo anterior, sin perjuicio del régimen sancionador que resulte de aplicación en caso de incumplimiento de las obligaciones de pago, en los términos previstos en el título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

CAPÍTULO VII

Calendario de subastas del régimen económico de energías renovables

Artículo 23. *Calendario de subastas del régimen económico de energías renovables.*

1. En virtud de lo previsto en el artículo 12 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, y con el objetivo de dar cumplimiento a la previsto en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, se establece el calendario indicativo para la asignación del régimen económico de energías renovables, indicando los volúmenes mínimos de potencia acumulada para cada tecnología en el periodo 2022-2026, para los cuales se podrán establecer criterios distintivos en función de sus características en virtud del artículo 3.2 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre. Este calendario se actualizará, al menos, anualmente, mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

		Volúmenes mínimos de potencia (MW)				
		2022	2023	2024	2025	2026
Eólica.	Incremento anual.	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
	Acumulado desde 2020.	4.000	5.500	7.000	8.500	10.000
Fotovoltaica.	Incremento anual.	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
	Acumulado desde 2020.	4.600	6.400	8.200	10.000	11.800
Solar Termoeléctrica.	Incremento anual.		200		200	
	Acumulado desde 2020.	200	400	400	600	600
Biomasa.	Incremento anual.		120		120	
	Acumulado desde 2020.	140	260	260	380	380
Otras tecnologías (biogás, hidráulica, mareomotriz, etc.).	Incremento anual.		20		20	
	Acumulado desde 2020.	20	40	40	60	60

Los volúmenes de potencia renovable anteriores se complementarán, en su caso, con los que se deriven de otros instrumentos de apoyo a las renovables que puedan establecerse empleando otros esquemas de financiación, justificados por las disponibilidades presupuestarias, la madurez tecnológica, la estructura de costes o cualquier otra característica específica de las tecnologías.

2. Para dar cumplimiento al citado calendario se celebrarán subastas al menos anualmente. El nivel de apoyo que se prevé en cada convocatoria dependerá, entre otros factores, de los resultados de las convocatorias anteriores, de la evolución tecnológica y sus costes y de la disponibilidad de recursos.

Disposición adicional primera. *Titulares de unidades de adquisición nacionales.*

1. A efectos de posibilitar la liquidación del régimen económico de energías renovables, los titulares de unidades de adquisición nacionales que no sean agentes del mercado deberán darse de alta como tales ante el operador del mercado en el plazo máximo de doce meses desde la publicación de esta orden en el «Boletín Oficial del Estado». A partir de ese momento, los nuevos titulares de unidades de adquisición nacionales quedarán obligados a darse de alta como agentes del mercado ante el operador del mercado.

2. Los titulares de unidades de adquisición nacionales deberán aportar al operador del mercado las garantías necesarias para cubrir el posible déficit económico que se produzca cuando el precio del mercado diario sea inferior al precio de la subasta, según se establezca en las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica. Si algún titular de unidad de adquisición incumpliera el pago, el operador del mercado ejecutará dichas garantías. En el caso de que éstas no fueran suficientes, el operador del mercado prorrateará la cantidad adeudada entre los titulares de instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables en proporción a su saldo acreedor en el mismo horizonte de liquidación.

3. El operador del mercado podrá requerir la información necesaria para la actualización de la relación de estas unidades y para posibilitar la realización de la liquidación el régimen económico de energías renovables, al operador del sistema, a los propios titulares de las

instalaciones, o a cualquier otra entidad que disponga de información pertinente a tales efectos.

4. El operador del mercado comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aquellos titulares de unidades de adquisición nacionales que no se hubieran dado de alta ante el operador del mercado o bien no aporten o mantengan las garantías de pago requeridas o incumplan el pago ante el operador del mercado.

Disposición adicional segunda. *Reparto del excedente o déficit diario.*

1. El excedente o déficit diario se repartirá de forma uniforme entre las energías programadas por las unidades de adquisición nacional en cada una de todas las horas a efecto del cálculo del precio final horario.

2. El método de reparto utilizado para distribuir el importe correspondiente al excedente o déficit económico entre las unidades de adquisición nacionales utilizará la misma regla de redondeo que la utilizada por el operador el mercado en la liquidación del mercado diario.

3. El operador del mercado comunicará al operador del sistema el importe horario total, excedente o déficit, liquidado a las unidades de adquisición a efectos de su consideración en el precio final del mercado peninsular y en el precio PpeninD definido en el anexo I del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

4. El operador del mercado comunicará al operador del sistema el importe horario del excedente o déficit económico resultante de liquidar la diferencia entre los precios del mercado diario y de la primera sesión del mercado intradiario respecto al precio establecido en cada instalación, antes de las 19:00 h CET del día D, a los efectos de la inclusión en el PVPC de cada hora del día D+1.

Disposición adicional tercera. *Habilitación a la persona titular de la Secretaria de Estado de Energía para modificar determinados valores.*

Se habilita a la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía a modificar, para cada subasta, mediante la resolución por la que esta se convoque, los valores reflejados a continuación, cuando ello esté justificado por razones técnicas o económicas relativas a cada subasta específica:

1. Los valores del porcentaje de ajuste de mercado y los números mínimo y máximo de horas equivalentes de funcionamiento anual incluidos en el anexo.

2. Las cuantías de las garantías económicas solicitadas para la participación en la subasta y para la inscripción en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación definidas en el artículo 12.

3. Los plazos para realizar las solicitudes de identificación y de acreditación de las instalaciones establecidos en los artículos 14.2 y 15.2, respectivamente.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Parámetros retributivos de las tecnologías

Los valores del porcentaje de ajuste de mercado de aplicación para cada tecnología, conforme a lo estipulado en el artículo 18 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, quedan recogidos en la siguiente tabla:

Tecnologías	Subgrupo definido en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio	Porcentaje de ajuste de mercado	
		Instalaciones con capacidad de gestión	Instalaciones sin capacidad de gestión
Fotovoltaica.	b.1.1	0,25	0,05
Solar Termoeléctrica.	b.1.2	0,25	
Eólica.	b.2	0,25	0,05
Resto tecnologías renovables.	b.3	0,25	0,05
Centrales hidroeléctricas (Potencia instalada menor o igual a 10 MW).	b.4	0,05	
Centrales hidroeléctricas (Potencia instalada superior a 10 MW).	b.5	0,05	
Biomasa, Biogás o Biolíquidos.	b.6, b.7, b.8	0,25	

Se considerará que las instalaciones de los subgrupos b.1.1, b.2. y b.3. tienen capacidad de gestión cuando dispongan de un sistema de almacenamiento que permita almacenar una cantidad de energía igual o superior a la resultante de multiplicar la potencia de la instalación por 2 horas.

A continuación, se recogen el número mínimo de horas equivalentes de funcionamiento anual y número máximo de horas equivalentes de funcionamiento anual para cada tecnología.

Tecnologías	Subgrupo según artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio	Número mínimo de horas equivalentes de funcionamiento anual (horas)	Número máximo de horas equivalentes de funcionamiento anual (horas)
Fotovoltaica.	b.1.1.	1.500	2.300
Solar Termoeléctrica.	b.1.2.	3.000	4.000
Eólica.	b.2	2.200	3.500
Resto tecnologías renovables.	b.3	2.000	4.000
Centrales hidroeléctricas (Potencia instalada menor o igual a 10 MW).	b.4	1.600	2.500
Centrales hidroeléctricas (Potencia instalada superior a 10 MW).	b.5	2.000	3.000
Biomasa.	b.6	6.000	8.000
Biogás, Biolíquidos.	b.7	6.000	8.000
Biomasa.	b.8	6.000	8.000

§ 82

Orden TED/526/2024, de 31 de mayo, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo de generación de energía eléctrica cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible y se actualizan sus valores de retribución a la operación de aplicación a partir del 1 de enero de 2024

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 135, de 4 de junio de 2024
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2024-11291

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, contempla en su artículo 14.4, para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico, que al menos anualmente se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

Por su parte, el artículo 20.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece que al menos anualmente se revisará, de acuerdo con la metodología que reglamentariamente se establezca, la retribución a la operación para aquellas instalaciones tipo a las que resulte de aplicación y cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

En desarrollo de los anteriores preceptos, se aprobó la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico, que contempla una actualización semestral en base a la evolución de los precios de los combustibles para aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan de ellos.

El artículo 5.9 del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, establece el mandato para la aprobación, mediante orden ministerial, de una nueva metodología para la actualización de la retribución a la operación de aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible, según lo previsto en el artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Para ello se considerará la evolución de la estructura de los principales ingresos y costes de la instalación tipo relacionados con la venta de la energía eléctrica en los mercados y los costes asociados al combustible y a los derechos de emisión del CO_2.

La metodología estará orientada a fomentar una operación eficiente de las instalaciones, tal y como se presupone de una empresa eficiente y bien gestionada, en especial en la gestión de las emisiones de CO_2. La metodología de reconocimiento de dichos costes deberá aportar las señales necesarias para que los titulares de las instalaciones operen las plantas minimizando las emisiones y sus costes asociados, de forma que los derechos de emisión de CO_2 mantengan su carácter incentivador en el proceso de descarbonización.

El artículo 5.9 del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, también dispone que esta actualización se realizará de forma anual para un periodo temporal de un año. Sin embargo, posteriormente, el Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía, dispuso en su artículo 44.5 que la orden ministerial que establezca la nueva metodología de actualización de la retribución a la operación podrá definir periodos de revisión inferiores a un año, así como prever que dichos parámetros retributivos sean aprobados por resolución.

Por lo tanto, esta orden sustituye a la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, y desarrolla el artículo 20.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

La actualización de la retribución a la operación se realizará trimestralmente, coincidiendo con trimestres naturales, esto es, a partir del 1 de enero para el primer trimestre, del 1 de abril para el segundo trimestre, del 1 de julio para el tercer trimestre y del 1 de octubre para el cuarto trimestre; en base a la estimación del precio del mercado eléctrico, del precio de los derechos de emisión de CO_2 y del precio del combustible, según corresponda a cada instalación tipo, así como de los parámetros retributivos que dependan de los anteriores.

Para la estimación del precio del mercado eléctrico se han considerado como referencia las cotizaciones de los contratos de futuros anuales, trimestrales y mensuales publicadas por el mercado organizado de futuros de electricidad (OMIP).

Para la estimación del precio de los derechos de emisión de CO_2 se han considerado como referencia las cotizaciones de los contratos de futuros trimestrales de derechos de emisión de CO_2 publicadas por el «Intercontinental Exchange Endex European Union Allowance».

Para la estimación del precio del gas natural se han considerado como referencia las cotizaciones de los contratos de futuros anuales, trimestrales y mensuales publicadas en el mercado ibérico del gas (MIBGAS).

Para la estimación del precio de los hidrocarburos líquidos se han considerado como referencia las cotizaciones de los productos Fuel Oil 1 por ciento y Gasoil 0,1 por ciento en los mercados mediterráneo y noroeste de Europa publicadas por «Platts European Marketscan».

Para la estimación del precio de la biomasa se han considerado como referencia las variaciones intertrimestrales del Índice de Precios Industriales (IPRI) para bienes de equipo, del precio del transporte de mercancías por carretera y del Salario Mínimo Interprofesional (SMI).

La actualización trimestral de la retribución a la operación permitirá a las instalaciones de cogeneración, tratamiento de residuos y biomasa operar con una retribución a la operación calculada muy cerca del periodo de tiempo en el que será de aplicación y que, al basarse en precios de futuros, evitará en gran medida que las instalaciones se vean afectadas por la volatilidad que pueda producirse en los mercados *spot*. Igualmente, por la cercanía de la estimación al periodo de aplicación, se elimina la necesidad de realizar un ajuste a posteriori de cualquiera de los precios que intervienen en el cálculo de la retribución a la operación.

Por otro lado, el artículo 44.5 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, dispone que en aquellos casos en los que la actualización de las estimaciones de costes e ingresos recogida en la metodología suponga una afección a los valores de la retribución a la inversión, estos valores podrán actualizarse junto con la retribución a la operación. Atendiendo a lo anterior, se introduce en esta metodología un ajuste por afección a la retribución a la inversión para aquellas instalaciones tipo en las que se produzca este efecto al realizar la revisión trimestral de su retribución a la operación.

Adicionalmente, mediante la presente orden se procede a establecer los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre del año 2024 para aquellas

instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio de combustible, calculados según lo establecido en el artículo 17 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en virtud de los artículos 44.1 y 44.3 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre. Estos valores serán de aplicación desde el 1 de enero de 2024.

Los valores de la retribución a la operación se recogen en el anexo IV, mientras que los datos necesarios para la aplicación de la metodología del artículo 17 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se encuentran en el anexo I y los datos utilizados para la estimación de precios de combustibles, según lo establecido en los artículos 44.2 y 44.4 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, para, respectivamente, las instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos y para las instalaciones tipo de biomasa, se presentan en el anexo III.

Finalmente, se modifican los artículos 8 y 10 la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025, redundando en una mejora de la garantía de competencia y del proceso de casación de las subastas. En concreto, se elimina la condición impuesta al volumen cualificado respecto del cupo de cada producto a subastar y se modifica el orden del proceso de la casación de la subasta, comprobándose la garantía de competencia con anterioridad al descarte de ofertas con precios fuera de rango.

Esta orden ministerial ha sido elaborada teniendo en cuenta los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia que conforman los principios de buena regulación a los que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

De este modo, cumple con los principios de necesidad y eficacia al ser la aprobación de esta orden ministerial el instrumento definido en el artículo 20.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, para regular la metodología de revisión de la retribución a la operación para aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

Se adecúa, asimismo, al principio de proporcionalidad, dado que la norma contiene la regulación imprescindible para atender la necesidad a cubrir, sin que existan otras medidas menos restrictivas de derechos o que impongan menos obligaciones a los destinatarios para la consecución de los fines previstos en la misma.

Por otra parte, se ajusta al principio de seguridad jurídica, al desarrollar y ser coherente con lo establecido en las disposiciones legales y reglamentarias que le sirven de fundamento.

También cumple con el principio de transparencia, al haberse evacuado, en su tramitación, los correspondientes trámites de información pública y audiencia. Además, define claramente sus objetivos, tanto en el preámbulo de la misma como en la Memoria del Análisis de Impacto Normativo que la acompaña.

Por último, es coherente con el principio de eficiencia, dado que esta norma no impone cargas administrativas innecesarias o accesorias.

De conformidad con el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, esta orden ministerial ha sido sometida a información pública y trámite de audiencia mediante su publicación en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Adicionalmente, el trámite de audiencia también ha sido evacuado mediante consulta a los representantes del Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, del que forman parte las comunidades autónomas.

Según lo establecido en el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, lo dispuesto en esta orden ministerial ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Mediante Acuerdo de 27 de mayo de 2024, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado a la Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a dictar esta orden.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos y de acuerdo con el Consejo de Estado, dispongo:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden el establecimiento de la metodología de actualización de la retribución a la operación para aquellas instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden.

Además, mediante la presente orden se procede a establecer los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre del año 2024 para aquellas instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 44 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta orden será de aplicación a aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible que se correspondan con los siguientes colectivos:

a) Instalaciones tipo del grupo a.1 definido en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

b) Instalaciones tipo correspondientes a instalaciones acogidas a la disposición transitoria primera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que hubieran estado acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

c) Instalaciones tipo de los grupos b.6 y b.8 definidos en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Artículo 3. *Periodicidad de la actualización de la retribución a la operación.*

La actualización de los valores de la retribución a la operación de las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden se realizará trimestralmente, en virtud del artículo 44.5 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre.

Los valores actualizados de la retribución a la operación se aprobarán por resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe del Ministerio de Hacienda, y serán de aplicación desde el día 1 del primer mes del trimestre natural para el que se realiza la actualización.

Artículo 4. *Exención de la aplicación del sistema de ajuste por desviaciones en el precio del mercado regulado en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.*

Las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden quedan excluidas de la aplicación del ajuste por desviaciones en el precio del mercado regulado en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, a partir del 1 de enero de 2024, de forma que el valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado del año 2023 se aplicará según lo previsto en el mencionado artículo, mientras que los valores de ajuste por desviaciones en el precio del mercado de los siguientes años tendrán valor nulo.

Artículo 5. *Variables de actualización de la retribución a la operación.*

La revisión trimestral de la retribución a la operación para las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden comprenderá la actualización de las siguientes variables, según corresponda para cada instalación tipo:

a) Estimación del precio de mercado eléctrico.
b) Estimación del precio de los derechos de emisión de CO_2.
c) Estimación del precio del combustible.

Artículo 6. *Estimación del precio de mercado eléctrico.*

1. La estimación del precio de mercado eléctrico para el trimestre «k» del año «n» ($PM_{n,k}$), que se utilizará en la revisión trimestral de la retribución a la operación de las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden, expresado en €/MWh_E, se calculará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$PM_{n,k} = a \cdot Pfanual_n + b \cdot Pftrim_{n,k} + \sum_{l=1}^{l=3} c_l \cdot Pfmen_{n,k,l}$$

donde:

a: coeficiente de ponderación del precio medio del futuro anual con liquidación en el año «n».

$Pfanual_n$: precio medio del futuro anual de OMIP con liquidación en el año «n», expresado en €/MWh_E y calculado como la media aritmética de los precios de cierre («settlement price») de los futuros anuales sobre electricidad española con carga base, con liquidación en el año «n», publicados por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, desde el 1 de junio al 20 de diciembre del año «n-1», ambos incluidos.

b: coeficiente de ponderación del precio medio del futuro trimestral con liquidación en el trimestre «k» del año «n».

$Pftrim_{n,k}$: precio medio del futuro trimestral de OMIP con liquidación en el trimestre «k» del año «n», expresado en €/MWh_E y calculado como la media aritmética de los precios de cierre («settlement price») de los futuros trimestrales sobre electricidad española con carga base, con liquidación en el trimestre «k» del año «n», publicados por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, desde el día 1 del primer mes del trimestre «k-1» hasta el día 20 del último mes del trimestre «k-1», ambos incluidos.

c_l: coeficiente de ponderación del precio medio del futuro mensual con liquidación en el mes «l» del trimestre «k» del año «n».

$Pfmen_{n,k,l}$: precio medio del futuro mensual de OMIP con liquidación en el mes «l» del trimestre «k» del año «n», expresado en €/MWh_E y calculado como la media aritmética de los precios de cierre («settlement price») de los futuros mensuales sobre electricidad española con carga base, con liquidación en el mes «l» del trimestre «k» del año «n», publicados por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, desde el día 1 hasta el día 20 del último mes del trimestre «k-1», ambos incluidos.

2. Los coeficientes de ponderación definidos en el apartado anterior tomarán los siguientes valores:

Coeficiente	Valor
a	0,25
b	0,3
c_1, c_2, c_3	0,15

Los coeficientes de ponderación podrán ser modificados por orden ministerial en función de la evolución de la liquidez de los futuros de OMIP.

CAPÍTULO II

Metodología de actualización de la retribución a la operación para las instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos

Artículo 7. *Estimación del precio de los derechos de emisión de CO2 para las instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos.*

La estimación del precio de los derechos de emisión de CO_2 para el trimestre «k» del año «n», que se utilizará en la revisión trimestral de la retribución a la operación de las instalaciones tipo incluidas en el artículo 2.a) y 2.b), expresado en €/tCO_2, se calculará como la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros del trimestre «k» del año «n» de derechos de emisión de CO_2 negociados desde el día 1 del primer mes del trimestre «k-1» hasta el día 20 del último mes del trimestre «k-1», ambos incluidos, publicadas por el «Intercontinental Exchange Endex European Union Allowance».

Artículo 8. *Estimación del precio del gas natural para las instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos.*

1. La estimación del precio de gas natural para el trimestre «k» del año «n» para un consumidor acogido al escalón de red local «j» ($P_{GN,est,n,k,j}$), que se utilizará en la revisión trimestral de la retribución a la operación de las instalaciones tipo incluidas en el artículo 2.a) y 2.b), expresado en €/MWh_{PCS}, se calculará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$P_{GNest,n,k,j} = P_{PVB,n,k} + PE_{n,k,j}$$

donde:

$P_{PVB,n,k}$: precio estimado del gas natural en el Punto Virtual de Balance para el trimestre «k» del año «n», expresado en €/MWh_{PCS} y calculado según lo establecido en el apartado 2 de este artículo.

$PE_{n,k,j}$: coste de los peajes, cargos, tasas y cuotas aplicados en los puntos de salida de la red local en el trimestre «k» del año «n», aplicables a un consumidor acogido al nivel «j» del peaje de red local, expresado en €/MWh_{PCS} y calculado según lo establecido en el apartado 3 de este artículo.

2. El precio estimado del gas natural en el punto virtual de balance para el trimestre «k» del año «n» ($P_{PVB,n,k}$), expresado en €/MWh_{PCS}, se calculará según la siguiente expresión:

$$P_{PVB,n,k} = a' \cdot Panual_{PVB,n} + b' \cdot Ptrim_{PVB,n,k} + \sum_{l=1}^{l=3} c_l' \cdot Pmen_{PVB,n,k,l}$$

donde:

a': coeficiente de ponderación del precio medio del producto anual con entrega en el año «n».

$Panual_{PVB,n}$: precio medio del producto anual de MIBGAS con entrega en el año «n», expresado en €/MWh_{PCS} y calculado como la media aritmética de los precios últimos («last price») de los productos anuales con entrega en el Punto Virtual de Balance en el año «n» publicados por el mercado organizado MIBGAS desde el 1 de junio al 20 de diciembre del año «n-1», ambos incluidos.

b': coeficiente de ponderación del precio medio del producto trimestral con entrega en el trimestre «k» del año «n».

$Ptrim_{PVB,n,k}$: precio medio del producto trimestral de MIBGAS con entrega en el trimestre «k» del año «n», expresado en €/MWh_{PCS} y calculado como la media aritmética de los precios últimos («last price») de los productos trimestrales con entrega en el Punto Virtual de Balance en el trimestre «k» del año «n» publicados por el mercado organizado MIBGAS desde el día 1 del primer mes del trimestre «k-1» hasta el día 20 del último mes del trimestre «k-1», ambos incluidos.

c_l': coeficiente de ponderación del precio medio del producto mensual con entrega en el mes «l» del trimestre «k» del año «n».

$Pmen_{PVB,n,k,l}$: precio medio del producto mensual de MIBGAS con entrega en el mes «l» del trimestre «k» del año «n», expresado en €/MWh_{PCS} y calculado como la media aritmética de los precios últimos («last price») de los productos mensuales con entrega en el Punto Virtual de Balance en el mes «l» del trimestre «k» del año «n» publicados por el mercado organizado MIBGAS desde el día 1 hasta el día 20 del último mes del trimestre «k-1», ambos incluidos.

Los coeficientes de ponderación anteriores tomarán los siguientes valores:

Coeficiente	Valor
a'	0,25
b'	0,3
c_1', c_2', c_3'	0,15

Los coeficientes de ponderación podrán ser modificados por orden ministerial en función de la evolución de la liquidez de los futuros de MIBGAS.

3. El coste de los peajes, cargos, tasas y cuotas aplicados en los puntos de salida de la red local en el trimestre «k» del año «n», aplicables a un consumidor acogido al nivel 'j' del peaje de red local ($PE_{n,k,j}$), expresado en €/MWh_{PCS}, se calculará conforme a la siguiente ecuación, donde los términos fijos de capacidad y términos variables de volumen se incrementarán con los cargos que sean de aplicación, con la tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), con la cuota del Gestor Técnico del Sistema y con las primas de las subastas de adjudicación de capacidad:

$$PE_{n,k,j}=1000\cdot\left(\frac{TC_{SA}+TC_{OCR,j}+TC_{RL,j}}{248}+TV_{SA}+TV_{RL,j}+CM_{AS}\right)$$

donde:

TC_{SA}: término fijo de capacidad del peaje de salida de la red de transporte (salida nacional), expresado en €/(kWh/día)/año.

$TC_{OCR,j}$: término fijo de capacidad del peaje de otros costes de regasificación, aplicado al escalón de red local «j», expresado en €/(kWh/día)/año.

$TC_{RL,j}$: término fijo de capacidad del peaje de red local aplicado al escalón «j», expresado en €/(kWh/día)/año.

TV_{SA}: término variable de volumen del peaje de salida de la red de transporte, expresado en €/kWh.

$TV_{RL,j}$: término variable del peaje de red local aplicado al escalón «j», expresado en €/kWh.

CM_{AS}: coste medio de almacenamiento subterráneo, expresado en €/kWh, calculado mediante la siguiente fórmula:

$$CM_{AS} = \frac{D_{RS}}{365} \cdot \left[C_{AS} + 0{,}3 \cdot \left(\frac{C_I}{365} + \frac{C_E}{365} \right) \right]$$

donde:

D_{RS}: número de días de existencias mínimas de seguridad que determine la normativa vigente. No se considerarán los días que estén exentos del pago de canon.

C_{AS}: término fijo del canon de almacenamiento subterráneo expresado en €/(kWh/día)/año.

C_I: canon de inyección en los almacenamientos subterráneos expresado en €/(kWh/día)/año.

C_E: canon de extracción en los almacenamientos subterráneos expresado en €/(kWh/día)/año.

Se aplicarán los peajes, cánones y cargos en vigor en el trimestre «k» del año «n».

4. En el caso de que alguno de los parámetros indicados en este artículo aplicable al trimestre «k» del año «n» disponga de valores conocidos y diferentes para varios periodos dentro de dicho trimestre, a los efectos de su aplicación para este artículo se considerará el valor correspondiente a la media de los valores de cada periodo ponderada en base a los días de duración de dichos periodos.

5. En el caso de que la estimación del precio del gas natural resultante de la aplicación de este artículo sea superior a un valor de 180 €/MWh_{PCS}, se considerará este valor como precio del gas natural.

Artículo 9. *Estimación del precio de hidrocarburos líquidos para las instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos.*

1. La estimación del precio internacional del fuelóleo para el trimestre «k» del año «n», que se utilizará en la revisión trimestral de la retribución a la operación para las instalaciones tipo incluidas en el artículo 2.a) y 2.b), expresado en €/t, se calculará como la semisuma de los promedios de las cotizaciones de Fuel Oil 1 por ciento en los mercados CIF MED y CIF NWE negociados desde el día 1 del primer mes del trimestre «k-1» hasta el día 20 del último mes del trimestre «k-1», ambos días incluidos, publicadas diariamente en el Platts European Marketscan, aplicando a dichas cotizaciones los promedios diarios de tipos de cambio USD/EUR publicados por el Banco Central Europeo (BCE). El precio estimado del fuelóleo para el trimestre «k» del año «n» se obtendrá incorporando al precio internacional obtenido un coste de 41,43 €/t en concepto de costes logísticos.

2. La estimación del precio internacional del gasóleo y GLP para el trimestre «k» del año «n», que se utilizará en la revisión trimestral de la retribución a la operación para las instalaciones tipo incluidas en el artículo 2.a) y 2.b), expresado en €/t, se calculará como la semisuma de los promedios de las cotizaciones de Gasoil 0,1 por ciento en los mercados CIF MED y CIF NWE negociados desde el día 1 del primer mes del trimestre «k-1» hasta el día 20 del último mes del trimestre «k-1», ambos días incluidos, publicadas diariamente en el Platts European Marketscan, aplicando a dichas cotizaciones los promedios diarios de tipos de cambio USD/EUR publicados por el Banco Central Europeo (BCE). El precio estimado del gasóleo y GLP para el trimestre «k» del año «n» se obtendrá incorporando al precio internacional obtenido un coste de 41,43 €/t en concepto de costes logísticos.

Artículo 10. *Metodología de actualización de la retribución a la operación de instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos.*

1. La retribución a la operación de las instalaciones tipo incluidas en los artículos 2.a) y 2.b) se actualizará según lo establecido en este artículo.

2. La retribución a la operación para el trimestre «k» del año «n» se actualizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Ro_{n,k} = f_{IVPEE\text{-}RO} \cdot (C_C + C_{O\&MyOtros} + C_{CO2+} C_{IVPEE\text{-}PMRI} - I_{PM} - I_{EAC} - I_H - I_{NE})$$

donde:

$Ro_{n,k}$: retribución a la operación del trimestre «k» del año «n», expresada en €/MWh_E.

$f_{IVPEE\text{-}RO}$: factor de mayoración de la retribución a la operación por el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica por los ingresos derivados de la retribución a la operación. Se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$f_{IVPEE\text{-}RO} = \frac{1}{1\text{-}IVPEE}$$

donde IVPEE es el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, aplicable al trimestre «k» del año «n».

C_C: estimación del coste de combustible, expresada en €/MWh_E y calculada según lo establecido en el apartado 3 de este artículo.

$C_{O\&MyOtros}$: estimación del coste de operación y mantenimiento y otros costes, expresada en €/MWh_E. Los valores para los años 2024 y 2025 se recogen en el anexo I.A.

C_{CO2}: estimación del coste de adquisición de derechos de emisión de CO_2, expresada en €/MWh_E y calculada según lo establecido en el apartado 4 de este artículo.

$C_{IVPEE\text{-}PMRI}$: estimación del coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica por los ingresos del mercado y la retribución a la inversión, expresada en €/MWh_E y calculada según lo establecido en el apartado 5 de este artículo.

I_{PM}: estimación de ingresos por la venta de la energía eléctrica valorada al precio del mercado, expresada en €/MWh_E y calculada según lo establecido en el apartado 6 de este artículo.

I_{EAC}: estimación del coste evitado por el aprovechamiento de la electricidad autoconsumida, expresada en €/MWh_E y calculada según lo establecido en el apartado 7 de este artículo.

I_H: estimación del coste evitado por el aprovechamiento del calor, expresada en €/MWh_E y calculada según lo establecido en el apartado 8 de este artículo.

I_{NE}: estimación de los ingresos no eléctricos, expresada en €/MWh_E. Los valores para los años 2024 y 2025 se recogen en el anexo I.A.

3. La estimación del coste de combustible (C_C), se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$C_C = \frac{P_{comb}}{PCI} \cdot V_C$$

donde:

P_{comb}: estimación del precio del combustible para el trimestre «k» del año «n», según lo previsto en el artículo 8 o 9 según corresponda al combustible, expresada en €/MWh_{PCS} en el caso de gas natural y €/t en caso de fuelóleo, gasóleo o GLP.

PCI: poder calorífico inferior del tipo de combustible, siendo sus valores los siguientes en función del tipo de combustible utilizado:

Gas natural: 0,9 MWh_{PCI}/MWh_{PCS}.

Gasóleo o GLP: 11,777 MWh_{PCI}/t.

Fuelóleo: 11,161 MWh_{PCI}/t.

$V_{C:}$ valor propio de cada instalación tipo, expresado en MWh_{PCI}/MWh_E. Los valores para los años 2024 y 2025 se recogen en el anexo I.A.

4. La estimación del coste asociado a la adquisición de derechos de emisión de CO_2 (C_{CO2}) se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$C_{CO2} = P_{CO2} \cdot V_{CO2}$$

donde:

P_{CO2}: estimación del precio del derecho de emisión de CO_2 para el trimestre «k» del año «n» según lo previsto en el artículo 7, expresada en €/tCO_2.

$V_{CO2:}$ valor propio de cada instalación tipo, expresado en tCO_2/MWh_E. Los valores para los años 2024 y 2025 se recogen en el anexo I.A.

5. La estimación del coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica por los ingresos del mercado y la retribución a la inversión ($C_{IVPEE\text{-}PMRI}$) se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$C_{IVPEE\text{-}PMRI} = IVPEE \cdot (I_{PM} + Rinv / V_{IVPEE\text{-}RI})$$

donde:

IVPEE: impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica aplicable al trimestre «k» del año «n», en tanto por uno.

$I_{PM:}$ estimación de ingresos por la venta de la energía valorada al precio del mercado, según se define en el apartado 6, expresada en €/MWh_E.

Rinv: retribución a la inversión de la instalación tipo para el año «n», expresada en €/MW.

$V_{IVPEE\text{-}RI:}$ valor propio de cada instalación tipo, expresado en horas. Los valores para los años 2024 y 2025 se recogen en el anexo I.A.

6. La estimación de ingresos por la venta de la energía valorada al precio del mercado (I_{PM}) se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$I_{PM} = PM$$

donde:

PM: estimación del precio de mercado eléctrico para el trimestre «k» del año «n» según lo previsto en el artículo 6, expresada en €/MWh_E.

7. La estimación de coste evitado por el aprovechamiento de la electricidad autoconsumida (I_{EAC}) se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$I_{EAC} = V_{AC} \cdot (PM + P_{otros})$$

donde:

$V_{AC:}$ valor propio de cada instalación tipo, expresado en tanto por uno. Los valores para los años 2024 y 2025 se recogen en el anexo I.A.

PM: estimación del precio de mercado para el trimestre «k» del año «n» según lo previsto en el artículo 6, expresada en €/MWh_E.

$P_{otros:}$ valor propio de cada instalación tipo que considera otros conceptos del precio de compra de la energía eléctrica diferentes al precio de mercado, expresado en €/MWh_E. Los valores para los años 2024 y 2025 se recogen en el anexo I.A.

8. La estimación de coste evitado por el aprovechamiento del calor (I_H), se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$I_H = \frac{P_{combConv}}{PCI} \cdot V_{HV} + V_{HF}$$

donde:

$P_{combConv}$:estimación del precio del combustible que se hubiera utilizado en equipos distintos al de la planta de cogeneración o tratamiento de residuos para el trimestre «k» del año «n». Se obtiene del siguiente modo en función de la instalación tipo:

Para instalaciones tipo del subgrupo a.1 se considerará el precio P_{comb} establecido en el apartado 3 de este artículo.

Para instalaciones tipo de tratamiento de purines de porcino que provienen de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se considerará valor nulo.

Para instalaciones tipo de tratamiento de lodos de aceite de oliva que provienen de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se considerará un precio del orujillo seco de aceituna de 48,58 €/t para el año 2024, el cual se incrementará anualmente un 1 % a partir del año 2024.

PCI: poder calorífico inferior del tipo de combustible que se hubiera utilizado en equipos distintos al de la planta de cogeneración o tratamiento de residuos para el trimestre «k» del año «n», siendo sus valores los siguientes en función del tipo de combustible utilizado:

Gas natural: 0,9 MWh_{PCI}/MWh_{PCS}.

Gasóleo o GLP: 11,777 MWh_{PCI}/t.

Fuelóleo: 11,161 MWh_{PCI}/t.

Orujillo seco de aceituna: 4,012 MWh_{PCI}/t.

$V_{HV:}$ valor propio de cada instalación tipo, expresado en MWh_{PCI}/MWh_E. Los valores para los años 2024 y 2025 se recogen en el anexo I.A.

$V_{HF:}$ valor propio de cada instalación tipo, expresado en €/MWh_E. Los valores para los años 2024 y 2025 se recogen en el anexo I.A.

9. En el caso de que el valor de la retribución a la operación obtenida mediante la metodología establecida en este artículo sea menor que cero se considerará que la retribución a la operación toma valor nulo.

CAPÍTULO III

Metodología de actualización de la retribución a la operación para las instalaciones tipo de biomasa

Artículo 11. *Estimación del precio del combustible para las instalaciones tipo de biomasa.*

La estimación del precio de la biomasa para el trimestre «k» ($Pbiomasa_k$), que se utilizará en la revisión trimestral de la retribución a la operación de las instalaciones tipo incluidas en el artículo 2.c), expresada en €/t, para el grupo b.6 y b.8, según corresponda, se calculará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Pbiomasa_k = Pbiomasa_{k-1} \cdot \left(1 + \alpha \cdot \frac{IPRI_{BdE,k-1} - IPRI_{BdE,k-2}}{IPRI_{BdE,k-2}} + \beta \cdot \frac{Ptransporte_{k-1} - Ptransporte_{k-2}}{Ptransporte_{k-2}} + \gamma \cdot \frac{SMI_{k-1} - SMI_{k-2}}{SMI_{k-2}}\right)$$

donde:

$Pbiomasa_{k-1}$: estimación del precio de la biomasa para el trimestre «k-1», expresada en €/t, para el grupo b.6 y b.8, según corresponda.

α: coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio estimado de la biomasa que depende de la variación del Índice de Precios Industriales (IPRI) para bienes de equipo.

$IPRI_{BdE,k-1}$: Índice de Precios Industriales para bienes de equipo del trimestre «k-1», obtenido como la media aritmética de los valores de los tres últimos meses publicados por el Instituto Nacional de Estadística antes del día 20 del último mes del trimestre «k-1».

$IPRI_{BdE,k-2}$: Índice de Precios Industriales para bienes de equipo del trimestre «k-2», obtenido como la media aritmética de los valores de los tres últimos meses publicados por el Instituto Nacional de Estadística antes del día 20 del último mes del trimestre «k-2».

β: coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio estimado de la biomasa que depende de la variación del precio del transporte.

$Ptransporte_{k-1}$: precio del transporte en el trimestre «k-1», correspondiente al último dato trimestral del índice total del precio medio por kilómetro de la Encuesta Permanente de Transporte de Mercancías por Carretera publicado por el Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible antes del día 20 del último mes del trimestre «k-1».

$Ptransporte_{k-2}$: precio del transporte en el trimestre «k-2», correspondiente al último dato trimestral del índice total del precio medio por kilómetro de la Encuesta Permanente de Transporte de Mercancías por Carretera publicado por el Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible antes del día 20 del último mes del trimestre «k-2».

γ: coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio estimado de la biomasa que depende de la variación del salario mínimo interprofesional (SMI).

SMI_{k-1}: salario mínimo interprofesional del trimestre «k-1», obtenido como la media aritmética de los valores mensuales de aplicación al trimestre «k-1» disponibles antes del día 20 del último mes de dicho trimestre, expresado en €/mes en 14 pagas.

SMI_{k-2}: salario mínimo interprofesional del trimestre «k-2», obtenido como la media aritmética de los valores mensuales de aplicación al trimestre «k-2» disponibles antes del día 20 del último mes de dicho trimestre, expresado en €/mes en 14 pagas.

Los coeficientes de ponderación anteriores tomarán los siguientes valores:

Coeficiente	Valor
α	0,4
β	0,36
γ	0,24

Artículo 12. *Metodología de actualización de la retribución a la operación de instalaciones tipo de biomasa.*

1. La retribución a la operación de las instalaciones tipo incluidas en el artículo 2.c) se actualizará según lo establecido en este artículo.

2. La retribución a la operación para el trimestre «k» del año «n» se actualizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Ro_{n,k} = f_{IVPEE\text{-}RO} \cdot (C_C + C_{O\&MyOtros} + C_{IVPEE\text{-}PMRI} - I_{PM})$$

donde:

Ro_n: retribución a la operación del trimestre «k» del año «n», expresada en €/MWh_E.

$f_{IVPEE\text{-}RO}$: factor de mayoración de la retribución a la operación por el coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica por los ingresos derivados de la retribución a la operación. Se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$f_{IVPEE\text{-}RO} = \frac{1}{1\text{-}IVPEE}$$

donde IVPEE es el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, aplicable al trimestre «k» del año «n».

C_C: estimación del coste de combustible, expresada en €/MWh_E y calculada según lo establecido en el apartado 3 de este artículo.

$C_{O\&MyOtros}$: estimación del coste de operación y mantenimiento y otros costes, expresada en €/MWh_E. Los valores para los años 2024 y 2025 se recogen en el anexo I.B.

$C_{IVPEE\text{-}PMRI}$: estimación del coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica por los ingresos del mercado y la retribución a la inversión, expresada en €/MWh_E y calculada según lo establecido en el apartado 4 de este artículo.

I_{PM}: estimación de ingresos por la venta de la energía eléctrica valorada al precio del mercado, expresada en €/MWh_E y calculada según lo establecido en el apartado 5 de este artículo.

3. La estimación del coste de combustible (C_C) se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$c_C = \frac{P_{comb}}{PCI} \cdot V_C$$

donde:

P_{comb}: estimación del precio del combustible para el trimestre «k» del año «n», en función de lo previsto en el artículo 11 según corresponda al combustible, expresada en €/t.

PCI: poder calorífico inferior del tipo de combustible, siendo sus valores los siguientes en función del tipo de combustible utilizado:

Biomasa b.6: 3,490 MWh_{PCI}/t.

Biomasa b.8: 3,630 MWh_{PCI}/t.

V_C: valor propio de cada instalación tipo expresado en MWh_{PCI}/MWh_E. Los valores para los años 2024 y 2025 se recogen en el anexo I.B.

4. La estimación del coste del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica por los ingresos del mercado y la retribución a la inversión ($C_{IVPEE\text{-}PMRI}$) se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$C_{IVPEE\text{-}PMRI} = IVPEE \cdot (I_{PM} + Rinv / V_{IVPEE\text{-}RI})$$

donde:

IVPEE: impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica aplicable al trimestre «k» del año «n».

$I_{PM:}$ estimación de ingresos por la venta de la energía valorada al precio del mercado, calculada según lo establecido en el apartado 5 de este artículo, expresada en €/MWh_E.

Rinv: retribución a la inversión de la instalación tipo para el año «n»», expresada en €/MW.

$V_{IVPEE\text{-}RI:}$ valor propio de cada instalación tipo, expresado en horas. Los valores para los años 2024 y 2025 se recogen en el anexo I.B.

5. La estimación de ingresos por la venta de la energía valorada al precio del mercado (I_{PM}) se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$I_{PM} = PM$$

donde:

PM: estimación del precio de mercado para el trimestre «k» del año «n» según lo previsto en el artículo 6, expresada en €/MWh_E.

6. En el caso de que el valor de la retribución a la operación obtenida mediante la metodología establecida en este artículo sea menor que cero se considerará que la retribución a la operación toma valor nulo.

Artículo 13. *Ajuste por afección a la retribución a la inversión para las instalaciones tipo de biomasa.*

1. Para todas las instalaciones tipo incluidas en artículo 2.c), por orden ministerial se publicarán los valores de los flujos de caja estimados para el semiperiodo regulatorio ($FCspr_n$) previstos en este artículo. Estos flujos de caja se calcularán como la diferencia entre la estimación de los ingresos de explotación por unidad de energía generada, sin incluir la retribución a la operación ni la retribución a la inversión, y los costes estimados de explotación por unidad de energía generada de cada instalación tipo. Para dicho calculo se considerará la estimación del precio del mercado eléctrico, la estimación del precio de la biomasa y el resto de parámetros utilizados para el cálculo de la retribución a la inversión en las correspondientes ordenes de actualización de parámetros retributivos del periodo o semiperiodo regulatorio que correspondan.

2. Para todas las instalaciones tipo incluidas en artículo 2.c), se publicarán trimestralmente, junto con los valores actualizados de la retribución a la operación aprobados trimestralmente según se dispone en el artículo 12, los valores de los flujos de caja trimestrales asociados a cada instalación tipo ($FC_{n,k}$). Estos flujos de caja se obtendrán del siguiente modo, en función del valor de la retribución a la operación calculada en el artículo 12.2 ($Ro_{n,k}$):

a) Si $Ro_{n,k} > 0$:

$$FC_{n,k} = - Ro_{n,k}$$

b) Si $Ro_{n,k} \leq 0$:

$$FC_{n,k} = - (C_C + C_{O\&MyOtros} + C_{IVPEE-PMRI} - I_{PM})$$

donde todos los parámetros que intervienen en la fórmula son los definidos en el artículo 12.

3. El valor de desviación entre flujos de caja del trimestre «k» del año «n» (Desviación $FC_{n,k}$), expresado en €/MWh_E, se calculará de acuerdo con la siguiente formulación:

a) Si $FCspr_n > 0$ y $FC_{n,k} > 0$:

$$\text{Desviación } FC_{n,k} = FCspr_n - FC_{n,k}$$

b) Si $FCspr_n > 0$ y $FC_{n,k} \leq 0$:

$$\text{Desviación } FC_{n,k} = FCspr_n$$

c) Si $FCspr_n \leq 0$ y $FC_{n,k} > 0$:

$$\text{Desviación } FC_{n,k} = - FC_{n,k}$$

d) Si $FCspr_n \leq 0$ y $FC_{n,k} \leq 0$:

$$\text{Desviación } FC_{n,k} = 0$$

donde:

$FCspr_n$: flujo de caja del año «n» calculado según se detalla en el artículo 13.1. Hasta el comienzo del año 2026 estos flujos de caja serán semestrales.

$FC_{n,k}$: flujo de caja del trimestre «k» del año «n» calculado según se detalla en el artículo 13.2.

4. La cantidad mensual a liquidar por el órgano encargado de las liquidaciones en concepto de ajuste por afección a la retribución a la inversión se calculará multiplicando el valor de desviación entre flujos de caja del correspondiente trimestre por la energía mensual vendida en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación, imputable a la fracción de potencia con derecho a régimen retributivo específico.

5. La suma mensual de la retribución a la operación, de la retribución a la inversión y del ajuste por afección a la retribución a la inversión no puede resultar en un valor negativo, en cuyo caso la suma de estos tres componentes tomará valor nulo. La cantidad no liquidada como consecuencia de la anterior limitación se añadirá a la cantidad a liquidar en los meses siguientes hasta que esta se liquide completamente o la instalación finalice su vida útil regulatoria.

6. El ajuste por afección a la retribución a la inversión será de aplicación a partir del segundo semestre del año 2024. El anexo II recoge los flujos de caja del segundo semestre del año 2024 y de los dos semestres del año 2025 calculados según se detalla en el artículo 13.1, de cara a la aplicación del ajuste hasta el comienzo del siguiente periodo regulatorio.

Disposición adicional primera. *Informe de seguimiento del mercado eléctrico y del mercado de gas natural y propuesta no vinculante de los coeficientes de ponderación para estimación de precios.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el marco de las funciones atribuidas por el artículo 5.1.h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, elaborará anualmente un informe sobre la replicabilidad del precio estimado del mercado eléctrico por parte de los titulares de instalaciones y del precio estimado del gas natural por parte de los comercializadores de gas natural, en base a, entre otros factores, la liquidez de los distintos productos negociados en los mercados. Dicho informe incluirá una propuesta no vinculante de los coeficientes de ponderación previstos en los artículos 6.2 y 8.2 y será publicado con anterioridad al 28 de febrero.

Disposición adicional segunda. *Valores de los coeficientes de ponderación a considerar para la aplicación del artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.*

Los coeficientes de ponderación correspondientes a los años 2024 y 2025 y posteriores para la aplicación del artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, son los siguientes:

Coeficiente	Valores año 2024	Valores año 2025 y posteriores
a_{2024}	0,5	0,20
b_{2024}	0,1	0,20
$c_{2024,1}$	0,1	0,075
$c_{2024,2}$	0,1	0,075
$c_{2024,3}$	0,05	0,075
$c_{2024,4}$	0	0,075
$d_{2024,1}$	0,05	0,025
$d_{2023,2}$	0,05	0,025
$d_{2024,3}$	0,05	0,025
$d_{2024,4}$ al $d_{2023,12}$	0	0,025

Disposición adicional tercera. *Valores de la retribución a la operación para el primer semestre del año 2024.*

Los valores de la retribución a la operación de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible, aplicables al primer semestre del año 2024, se recogen en el anexo IV.

Disposición adicional cuarta. *Informe de evolución del sector de la cogeneración.*

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en el plazo de dos años desde la entrada en vigor de esta orden, elaborará un informe analizando la evolución del sector de la cogeneración desde el punto de vista energético, de emisiones de CO_2 y de descarbonización industrial, que podrá incluir propuestas de mejora de la metodología de actualización de la retribución a la operación. Este informe será actualizado cada dos años y elevado a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Disposición transitoria primera. *Aplicabilidad de los valores de retribución a la operación del primer semestre del año 2024.*

En virtud de los artículos 44.1 y 44.3 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, los valores de la retribución a la operación incluidos en el anexo IV serán de aplicación desde el 1 de enero de 2024.

Disposición transitoria segunda. *Ajuste transitorio a posteriori por desviación del precio del mercado eléctrico y del precio del combustible en el primer semestre del año 2024 para las instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos.*

1. Para todas las instalaciones tipo incluidas en el artículo 2.a) y 2.b), al finalizar cada mes del primer semestre del año 2024, el organismo encargado de la liquidación procederá a calcular el valor de desviación mensual del precio de mercado eléctrico (Desviación $PM_{2024,1S,l}$), expresado en €/MWh_E, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Desviación } PM_{2024,1S,l} = PM_{est,2024,1S} - PM_{rec,2024,1S,l}$$

donde:

$PM_{est,2024,1S}$: precio del mercado estimado para el primer semestre del año 2024, expresado en €/MWh_E, según lo establecido en el artículo 44.2 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre.

$PM_{rec,2024,1S,l}$: precio del mercado eléctrico reconocido para el mes «l» del primer semestre del año 2024, expresado en €/MWh_E, calculado como el precio medio apuntado del mercado diario e intradiario en dicho mes para las instalaciones de cogeneración y de tratamiento de residuos.

Para apuntar el anterior precio se empleará el último coeficiente de apuntamiento de la correspondiente tecnología publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en virtud del artículo 22.4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

2. Para las instalaciones tipo incluidas en el artículo 2.a) y 2.b), al finalizar cada mes del primer semestre del año 2024, el organismo encargado de la liquidación procederá a calcular el valor de desviación mensual del precio del combustible (Desviación $Pcomb_{2024,1S,l}$), expresado en €/MWh_E, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Desviación } Pcomb_{2024,1S,l} = \frac{1}{1\text{-IVPEE}} \cdot \left(Pcomb_{rec,2024,1S,l} - Pcomb_{est,2024,1S}\right) \cdot \frac{V_C - V_{HV}}{PCI}$$

donde:

IVPEE: impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica considerado para el año 2024 en la actualización de los parámetros retributivos efectuada por la Orden TED/741/2023, de 30 de junio, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica

a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2023.

V_{HV}: valor propio de cada instalación tipo que adoptará el siguiente valor en función de la instalación tipo:

Instalaciones tipo incluidas en el artículo 2.a): mismo valor que el establecido para este parámetro y estas instalaciones tipo en el artículo 10.

Instalaciones tipo incluidas en el artículo 2.b): tendrá valor nulo.

V_C: se corresponde con lo establecido en el artículo 10.

PCI: se corresponde con lo establecido en el artículo 10.

$Pcomb_{,rec,2024,1S,l}$: precio del combustible reconocido para el mes «l» del primer semestre del año 2024, calculado del siguiente modo en función del tipo de combustible:

a) Para las instalaciones tipo que utilicen como combustible gas natural, el precio del combustible reconocido para el mes «l» se corresponderá con el precio del gas natural en el Punto Virtual de Balance, expresado en €/MWh_{PCS}, calculado como la media aritmética de los valores del MIBGAS PVB Last Price Index (LPI) Day-Ahead en dicho mes. A dicho valor se añadirán los mismos costes de los peajes, cargos, tasas y cuotas aplicados en los puntos de salida de la red local que los considerados para el cálculo de la retribución a la operación del primer semestre del año 2024, según lo establecido en el artículo 44.2.b) del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre.

En todo caso, el precio del gas natural reconocido no podrá ser superior a un valor de 180 €/MWh_{PCS}.

b) Para las instalaciones tipo que utilicen como combustible fuelóleo, el precio del combustible reconocido para el mes «l» se corresponderá con el precio del fuelóleo, expresado en €/t, calculado como la semisuma de los promedios de las cotizaciones de Fuel Oil 1 por ciento en los mercados CIF MED y CIF NWE negociados en dicho mes, publicadas diariamente en el Platts European Marketscan, aplicando a dichas cotizaciones los promedios diarios de tipos de cambio USD/EUR publicados por el Banco Central Europeo (BCE), e incorporando al resultado un coste de 40 €/t en concepto de costes logísticos.

c) Para las instalaciones tipo que utilicen como combustible gasóleo y GLP, el precio del combustible reconocido para el mes «l» se corresponderá con el precio del gasóleo y GLP, expresado en €/t, calculado como la semisuma de los promedios de las cotizaciones de Gasoil 0,1 por ciento en los mercados CIF MED y CIF NWE negociados en dicho mes, publicadas diariamente en el Platts European Marketscan, aplicando a dichas cotizaciones los promedios diarios de tipos de cambio USD/EUR publicados por el Banco Central Europeo (BCE), e incorporando al resultado un coste de 40 €/t en concepto de costes logísticos.

$Pcomb_{est,2024,1S}$: precio del combustible estimado para el primer semestre del año 2024 calculado según lo establecido en el artículo 44.2 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, en función del tipo de combustible.

3. El valor de desviación mensual total es la suma del valor de desviación mensual del precio de mercado eléctrico y el valor de desviación mensual del precio del combustible.

4. La cantidad mensual a liquidar por el correspondiente organismo en concepto de ajuste mensual transitorio se calculará multiplicando el valor de desviación mensual total por la energía vendida en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación en dicho periodo, imputable a la fracción de potencia con derecho a régimen retributivo específico. No se tendrán en cuenta los periodos en los que la instalación no perciba el régimen retributivo específico por estar acogida a alguna de las modalidades de renuncia reguladas en la correspondiente normativa.

5. La suma de la retribución a la operación y de la retribución a la inversión percibidas por cada instalación en el semestre y de la cantidad total semestral a liquidar en concepto de ajuste semestral transitorio no puede resultar en un valor negativo, en cuyo caso la suma de estos tres componentes tomará valor nulo.

6. Las instalaciones podrán renunciar al procedimiento de ajuste regulado en esta disposición comunicándolo al organismo de liquidación con anterioridad a la finalización del

plazo de 20 días hábiles desde la entrada en vigor de esta orden. Una vez finalizado este plazo, el organismo encargado de la liquidación procederá a realizar las liquidaciones correspondientes.

Disposición transitoria tercera. *Ajuste transitorio a posteriori por desviación del precio del mercado eléctrico y del precio del combustible en el primer semestre del año 2024 para las instalaciones tipo de biomasa.*

1. Para todas las instalaciones tipo incluidas en el artículo 2.c), al finalizar cada mes del primer semestre del año 2024, el organismo encargado de la liquidación procederá a calcular el valor de desviación mensual del precio de mercado eléctrico (Desviación $PM_{2024,1S,l}$), expresado en €/MWh_E, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Desviación } PM_{2024,1S,l} = PM_{est,2024,1S} - PM_{rec,2024,1S,l}$$

donde:

$PM_{est,2024,1S}$: precio del mercado estimado para el primer semestre del año 2024, expresado en €/MWh_E, que se corresponderá con el precio estimado del mercado eléctrico para las instalaciones tipo de biomasa en el año 2024 indicado en la Orden TED/741/2023, de 30 de junio.

$PM_{rec,2024,1S,l}$: precio del mercado eléctrico reconocido para el mes «l» del primer semestre del año 2024, expresado en €/MWh_E, calculado como el precio medio apuntado del mercado diario e intradiario en dicho mes para las instalaciones de biomasa.

Para apuntar el anterior precio se empleará el último coeficiente de apuntamiento de la correspondiente tecnología publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en virtud del artículo 22.4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo.

2. Para las instalaciones tipo incluidas en el artículo 2.c), el organismo encargado de la liquidación procederá a calcular el valor de desviación del precio del combustible (Desviación $Pbiomasa_{2024,1S}$), expresado en €/MWh_E, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Desviación } Pbiomasa_{2024,1S} = \frac{1}{1-IVPEE} \cdot \left(Pbiomasa_{rec,2024,1S} - Pbiomasa_{est,2024,1S}\right) \cdot \frac{V_C}{PCI}$$

donde:

IVPEE: impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica considerado para el año 2024 en la actualización de los parámetros retributivos efectuada por la Orden TED/741/2023, de 30 de junio.

V_C: se corresponde con lo establecido en el artículo 12.

PCI: se corresponde con lo establecido en el artículo 12.

$Pbiomasa_{rec,2024,1S}$: precio de la biomasa reconocido para el primer semestre del año 2024, expresado en €/t y calculado del siguiente modo:

$$Pbiomasa_{rec,2024,1S} = Pbiomasa_{est,medio} \cdot \left(1 + \alpha \cdot \frac{IPRI_{BdE,2023} - IPRI_{BdE,medio}}{IPRI_{BdE,medio}} + \beta \cdot \frac{Ptransporte_{2023} - Ptransporte_{medio}}{Ptransporte_{medio}} + \gamma \cdot \frac{SMI_{2023} - SMI_{medio}}{SMI_{medio}}\right)$$

donde:

$Pbiomasa_{est,medio}$: precio medio de la biomasa utilizado en el cálculo de la retribución a la operación de aplicación desde 2014 al 2023, ambos inclusive, expresado en €/t. Toma como valor 48,75 €/t para el grupo b.6 y 40,63 €/t para el grupo b.8.

$IPRI_{BdE,2023}$: Índice de Precios Industriales para bienes de equipo en el año 2023, obtenido como la media aritmética de los valores mensuales en base 2015 publicados por el Instituto Nacional de Estadística, que toma como valor 115,71.

$IPRI_{BdE,medio}$: Índice de Precios Industriales para bienes de equipo en el periodo de 2013 a 2022, obtenido como la media aritmética de los valores mensuales en base 2015 publicados por el Instituto Nacional de Estadística en dicho periodo, que toma como valor 102,87.

$Ptransporte_{2023}$: precio del transporte en el año 2023, calculado como la media aritmética del índice total del precio medio por kilómetro de la Encuesta Permanente de Transporte de Mercancías por Carretera realizada por el Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, de los cuatro últimos trimestres disponibles antes de finalizar el año 2023, que toma como valor 172,70.

$Ptransporte_{medio}$: precio medio del transporte en el periodo de 2013 a 2022, calculado como la media aritmética del índice total del precio medio por kilómetro de la Encuesta Permanente de Transporte de Mercancías por Carretera realizada por el Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, de dichos años, que toma como valor 146,96.

SMI_{2023}: valor del salario mínimo interprofesional mensual en el año 2023, que es de 1.080,00 €/mes en 14 pagas.

SMI_{medio}: valor medio del salario mínimo interprofesional mensual en el periodo de 2013 a 2022, que es de 784,30 €/mes en 14 pagas.

El resto de parámetros que intervienen en la fórmula son los definidos en el artículo 11.

$Pbiomasa_{est,2024,1S}$: precio de la biomasa estimado para el primer semestre del año 2024, expresado en €/t, calculado de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Pbiomasa_{est,2024,1S} = Pbiomasa_{2023,1S} \cdot (1+t)$$

donde:

$Pbiomasa_{,2023,1S}$: precio de la biomasa para el primer semestre del año 2023, expresado en €/t, indicado en la Orden TED/741/2023, de 30 de junio, para el grupo b.6 y b.8, según corresponda.

t: tasa anual de incremento del precio de la biomasa, en tanto por uno, correspondiente a un incremento anual del 0,01, de conformidad con lo establecido en el anexo III y anexo VI de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

3. El valor de desviación mensual total es la suma del valor de desviación mensual del precio de mercado eléctrico y el valor de desviación del precio del combustible.

4. La cantidad mensual a liquidar por el correspondiente organismo en concepto de ajuste mensual transitorio se calculará multiplicando el valor de desviación mensual total por la energía vendida en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación en dicho periodo, imputable a la fracción de potencia con derecho a régimen retributivo específico. No se tendrán en cuenta los periodos en los que la instalación no perciba el régimen retributivo específico por estar acogida a alguna de las modalidades de renuncia reguladas en la correspondiente normativa.

5. La suma de la retribución a la operación y de la retribución a la inversión percibidas por cada instalación en el semestre y de la cantidad total semestral a liquidar en concepto de ajuste semestral transitorio no puede resultar en un valor negativo, en cuyo caso la suma de estos tres componentes tomará valor nulo.

6. Las instalaciones podrán renunciar al procedimiento de ajuste regulado en esta disposición comunicándolo al organismo de liquidación con anterioridad a la finalización del plazo de veinte días hábiles desde la entrada en vigor de esta orden. Una vez finalizado este plazo, el organismo encargado de la liquidación procederá a realizar las liquidaciones correspondientes.

Disposición transitoria cuarta. *Particularidades de cálculo de la retribución a la operación para el tercer trimestre del año 2024.*

1. La actualización de la retribución a la operación para el tercer trimestre del año 2024 de las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación se realizará de acuerdo con lo establecido en esta orden con las siguientes particularidades:

a) Para la estimación del precio de mercado eléctrico regulada en el artículo 6, los coeficientes de ponderación tomarán los siguientes valores:

Coeficiente	Valor
a	0
b	0,55
c_1, c_2, c_3	0,15

b) Para el cálculo del precio estimado del gas natural en el Punto Virtual de Balance regulado en el artículo 8.2, los coeficientes de ponderación tomarán los siguientes valores:

Coeficiente	Valor
a'	0
b'	0,55
c_1', c_2', c_3'	0,15

c) La estimación del precio del combustible para las instalaciones tipo de biomasa ($Pbiomasa_{2024,3T}$), expresado en €/t, se calculará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Pbiomasa_{2024,3T}=Pbiomasa_{rec,2024,1S}\cdot\left(1+\alpha\cdot\frac{IPRI_{BdE,2024,2T}-IPRI_{BdE,2023}}{IPRI_{BdE,2023}}+\beta\cdot\frac{Ptransporte_{2024,2T}-Ptransporte_{2023}}{Ptransporte_{2023}}+\gamma\cdot\frac{SMI_{2024,2T}-SMI_{2023}}{SMI_{2023}}\right)$$

donde:

$IPRI_{BdE,2024,2T}$: Índice de Precios Industriales para bienes de equipo del segundo trimestre de 2024, obtenido como la media aritmética de los valores de los tres últimos meses publicados por el Instituto Nacional de Estadística antes del día 20 de junio de 2024.

$Ptransporte_{2024,2T}$: precio del transporte en el segundo trimestre de 2024, correspondiente al último dato trimestral del índice total del precio medio por kilómetro de la Encuesta Permanente de Transporte de Mercancías por Carretera publicado por el Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible antes del día 20 de junio de 2024.

$SMI_{2024,2T}$: salario mínimo interprofesional del segundo trimestre de 2024, obtenido como la media aritmética de los valores mensuales de aplicación al segundo trimestre de 2024 disponibles antes del día 20 de junio de 2024, expresado en €/mes en 14 pagas.

El resto de parámetros que intervienen en la fórmula son los definidos en el artículo 11 y en la disposición transitoria quinta, teniendo en cuenta que el $IPRI_{BdE,2023}$ se expresará en la misma base que el $IPRI_{BdE,2024,2T}$.

2. Los periodos en que se consideran las cotizaciones de los futuros que intervienen en la estimación del precio de mercado eléctrico, en la estimación del precio de los derechos de emisión de CO_2 y en el cálculo del precio estimado del gas natural en el Punto Virtual de Balance según lo dispuesto en el apartado anterior y en los artículos 6, 7 y 8.2, comenzarán a contabilizarse desde la fecha de entrada en vigor de esta orden.

Disposición transitoria quinta. *Particularidades de cálculo de la retribución a la operación para el cuarto trimestre del año 2024.*

La actualización de la retribución a la operación para el cuarto trimestre del año 2024 de las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación se realizará de acuerdo con lo establecido en esta orden con las siguientes particularidades:

a) Para la estimación del precio de mercado eléctrico regulada en el artículo 6, los coeficientes de ponderación tomarán los siguientes valores:

Coeficiente	Valor
a	0
b	0,55
c_1, c_2, c_3	0,15

b) Para el cálculo del precio estimado del gas natural en el punto virtual de balance regulado en el artículo 8.2, los coeficientes de ponderación tomarán los siguientes valores:

Coeficiente	Valor
a'	0
b'	0,55
c_1', c_2', c_3'	0,15

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Queda derogada la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico, así como cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en esta orden.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025.*

Se modifica la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025, en los siguientes términos:

Uno. Se modifica el contenido del artículo 8, que queda redactado como sigue:

«Artículo 8. *Garantía de competencia.*

1. Conforme al artículo 8.6 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, se establece que el volumen de producto ofertado deberá superar en, al menos, un 20 % al volumen de producto a subastar, para lo cual se actuará de acuerdo con lo establecido en el presente artículo.

2. Dentro del proceso de casación de la subasta, para cada producto, la entidad administradora de la subasta verificará que el volumen total ofertado para dicho producto supera en, al menos, un 20 % al cupo de producto a subastar. Dicho porcentaje podrá ser incrementado por razones técnicas o económicas debidamente justificadas en la resolución por la que se convoque la subasta.

En el caso de no cumplirse la relación anterior, se procederá a la reducción automática del cupo de dicho producto subastado hasta satisfacer dicha relación, obteniéndose un cupo reducido.

3. Dentro del proceso de casación de la subasta, en el caso de que se establezcan reservas mínimas de producto y una reserva tecnológicamente neutra, la relación establecida en el apartado 2 deberá ser satisfecha, primero, para cada reserva establecida en la misma. En caso de no alcanzarse la relación requerida entre el volumen ofertado y la reserva mínima, la reserva mínima se reducirá hasta satisfacer dicha relación. Al objeto de garantizar un exceso de oferta del 20 % también en la

reserva tecnológicamente neutra, se calculará el exceso de oferta de la reserva tecnológicamente neutra como la diferencia de la oferta agregada y el mínimo entre el volumen de reservas mínimas incrementado en un 20 % y el volumen ofertado en dichas reservas. Si dicho exceso de oferta fuera inferior al 20 %, se reduciría la reserva tecnológicamente neutra para que dicha relación se cumpliera, obteniéndose una nueva reserva tecnológicamente neutra reducida.

4. Dentro del proceso de casación de la subasta, una vez realizados los ajustes de los apartados 2 y 3, la entidad administradora de la subasta verificará el cumplimiento de la limitación establecida, para cada producto, en el artículo 8.6 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, respecto al volumen máximo que puede ser adjudicado a una misma empresa o grupo empresarial, según la definición de grupo empresarial del artículo 42.1 del Real Decreto de 22 de agosto de 1885 por el que se publica el Código de Comercio.»

Dos. Se modifica el contenido del artículo 10, que queda redactado como sigue:

«Artículo 10. *Proceso de casación de la subasta.*

Una vez terminado el proceso de recepción de ofertas, para cada producto incluido en la subasta, la entidad administradora realizará el proceso de casación basado en los siguientes pasos:

a) Se revisará el cupo del producto y, en caso de existir, las reservas mínimas de producto, al objeto de asegurar el cumplimiento de lo estipulado en el artículo 8.2 y 8.3, modificando, en su caso, el cupo del producto y las reservas mínimas.

b) Resultarán descartados aquellos tramos de las ofertas cuyo precio sea superior al precio de reserva o inferior al precio de riesgo, en caso de que se haya definido.

c) Se procederá a la formación de la curva agregada de oferta, integrando todos los tramos de todas las ofertas, ordenando los tramos de menor a mayor precio, teniendo en consideración las especificaciones de detalle de la subasta.

d) En el caso de existir una reserva mínima de producto, respetando lo descrito en el artículo 8.4, se seleccionarán los bloques correspondientes a los tramos de oferta vinculados a dicha reserva, siguiendo por la curva agregada de oferta hasta cubrir la reserva mínima, no resultando seleccionados los bloques de un tramo cuya inclusión haga que se supere la reserva mínima del producto.

e) Una vez realizado el paso anterior se seleccionarán los bloques correspondientes a los tramos de oferta restantes siguiendo por la curva agregada de oferta hasta cubrir el cupo del producto, respetando lo descrito en el apartado 8.4. No resultarán seleccionados los bloques de un tramo cuya inclusión haga que se supere el cupo de producto incrementado por el porcentaje de exceso, establecido en la resolución por la que se convoque la subasta. En este proceso, si el tramo analizado es de carácter divisible, se procederá a dividirlo, seleccionando los bloques necesarios para alcanzar como máximo el cupo exacto del producto incrementado por el porcentaje de exceso.

f) Seguidamente se procederá a la adjudicación a cada participante del conjunto de bloques por él ofertados seleccionados en los pasos anteriores.

g) Finalmente se asignará el precio de adjudicación, que será coincidente con el precio de oferta de cada tramo.»

Disposición final segunda. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Parámetros establecidos en los artículos 10 y 12 para los años 2024 y 2025

A. Parámetros a los que se refiere el artículo 10 aplicables a las instalaciones tipo de cogeneración y de tratamiento de residuos

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-01044	2024	4,0802	56,046	0,546	4.773	0,000	2,2653	1,346	0,000	-
IT-01045	2024	4,0622	54,110	0,544	4.774	0,000	2,2478	1,335	0,000	-
IT-01045	2025	4,0623	54,634	0,552	4.774	0,000	2,2479	1,335	0,000	-
IT-01046	2024	4,0445	52,450	0,543	4.774	0,000	2,2306	1,325	0,000	-
IT-01046	2025	4,0445	52,958	0,550	4.774	0,000	2,2306	1,325	0,000	-
IT-01047	2024	4,0093	49,751	0,540	4.775	0,000	2,1964	1,305	0,000	-
IT-01047	2025	4,0094	50,232	0,547	4.775	0,000	2,1965	1,305	0,000	-
IT-01048	2024	3,9919	48,639	0,538	4.776	0,000	2,1795	1,295	0,000	-
IT-01048	2025	3,9920	49,109	0,546	4.776	0,000	2,1796	1,295	0,000	-
IT-01049	2024	3,9402	45,965	0,534	4.778	0,000	2,1298	1,265	0,000	-
IT-01049	2025	3,9405	46,409	0,541	4.778	0,000	2,1297	1,265	0,000	-
IT-01050	2024	3,9232	45,242	0,533	4.779	0,000	2,1137	1,256	0,000	-
IT-01050	2025	3,9236	45,678	0,540	4.779	0,000	2,1135	1,255	0,000	-
IT-01051	2024	3,9061	44,583	0,531	4.780	0,000	2,0980	1,246	0,000	-
IT-01051	2025	3,9066	45,013	0,538	4.779	0,000	2,0976	1,246	0,000	-
IT-01052	2024	3,8891	43,981	0,530	4.781	0,000	2,0825	1,237	0,000	-
IT-01052	2025	3,8897	44,405	0,537	4.780	0,000	2,0820	1,237	0,000	-
IT-01053	2024	3,8720	43,427	0,528	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-01053	2025	3,8728	43,845	0,535	4.782	0,000	2,0667	1,228	0,000	-
IT-01054	2024	3,8709	42,919	0,528	4.784	0,000	2,0680	1,228	0,000	-
IT-01054	2025	3,8720	43,332	0,535	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-01055	2024	3,8678	42,915	0,527	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-01055	2025	3,8696	43,328	0,534	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-01056	2024	3,8656	42,915	0,526	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-01056	2025	3,8678	43,328	0,534	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-01057	2024	3,8627	42,914	0,526	4.794	0,000	2,0707	1,230	0,000	-
IT-01057	2025	3,8656	43,327	0,533	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-01064	2024	3,7989	40,543	0,523	5.250	0,000	1,9887	1,181	0,000	-
IT-01065	2024	3,7822	38,987	0,521	5.251	0,000	1,9725	1,172	0,000	-
IT-01065	2025	3,7822	39,361	0,528	5.251	0,000	1,9726	1,172	0,000	-
IT-01066	2024	3,7656	37,653	0,520	5.251	0,000	1,9565	1,162	0,000	-
IT-01066	2025	3,7657	38,014	0,527	5.251	0,000	1,9565	1,162	0,000	-
IT-01067	2024	3,7492	36,497	0,519	5.252	0,000	1,9405	1,153	0,000	-
IT-01067	2025	3,7493	36,846	0,525	5.252	0,000	1,9405	1,153	0,000	-
IT-01068	2024	3,7330	35,485	0,517	5.253	0,000	1,9247	1,143	0,000	-
IT-01068	2025	3,7330	35,824	0,524	5.252	0,000	1,9247	1,143	0,000	-
IT-01069	2024	3,7168	34,592	0,516	5.253	0,000	1,9090	1,134	0,000	-
IT-01069	2025	3,7169	34,921	0,522	5.253	0,000	1,9091	1,134	0,000	-
IT-01070	2024	3,7008	33,797	0,515	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-01070	2025	3,7009	34,119	0,521	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-01071	2024	3,6848	33,086	0,513	5.254	0,000	1,8780	1,116	0,000	-
IT-01071	2025	3,6850	33,400	0,520	5.254	0,000	1,8781	1,116	0,000	-
IT-01072	2024	3,6690	32,445	0,512	5.255	0,000	1,8627	1,106	0,000	-
IT-01072	2025	3,6692	32,753	0,518	5.255	0,000	1,8628	1,107	0,000	-
IT-01073	2024	3,6533	31,865	0,511	5.256	0,000	1,8475	1,097	0,000	-
IT-01073	2025	3,6535	32,167	0,517	5.256	0,000	1,8476	1,097	0,000	-
IT-01074	2024	3,6376	31,335	0,509	5.257	0,000	1,8326	1,089	0,000	-
IT-01074	2025	3,6379	31,633	0,515	5.256	0,000	1,8325	1,089	0,000	-
IT-01075	2024	3,6215	30,851	0,508	5.258	0,000	1,8182	1,080	0,000	-
IT-01075	2025	3,6223	31,143	0,514	5.257	0,000	1,8177	1,080	0,000	-
IT-01076	2024	3,6057	30,406	0,506	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-01076	2025	3,6063	30,694	0,513	5.259	0,000	1,8035	1,071	0,000	-
IT-01077	2024	3,6050	29,998	0,506	5.261	0,000	1,8044	1,072	0,000	-
IT-01077	2025	3,6057	30,281	0,512	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-01078	2024	3,6027	29,995	0,505	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-01078	2025	3,6040	30,278	0,512	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-01079	2024	3,6011	29,994	0,505	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-01079	2025	3,6027	30,278	0,512	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-01080	2024	3,5990	29,994	0,505	5.270	0,000	1,8069	1,073	0,000	-
IT-01080	2025	3,6011	30,278	0,511	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-01087	2024	3,5055	31,589	0,468	5.961	0,000	1,9539	1,161	0,000	-
IT-01088	2024	3,4901	30,670	0,467	5.962	0,000	1,9331	1,148	0,000	-
IT-01088	2025	3,4901	30,962	0,474	5.962	0,000	1,9331	1,148	0,000	-
IT-01089	2024	3,4748	29,881	0,467	5.963	0,000	1,9124	1,136	0,000	-
IT-01089	2025	3,4748	30,165	0,473	5.963	0,000	1,9124	1,136	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-01090	2024	3,4597	29,198	0,466	5.963	0,000	1,8920	1,124	0,000	-
IT-01090	2025	3,4597	29,475	0,473	5.963	0,000	1,8920	1,124	0,000	-
IT-01091	2024	3,4447	28,599	0,466	5.964	0,000	1,8716	1,112	0,000	-
IT-01091	2025	3,4447	28,871	0,472	5.964	0,000	1,8717	1,112	0,000	-
IT-01092	2024	3,4298	28,071	0,465	5.965	0,000	1,8515	1,100	0,000	-
IT-01092	2025	3,4299	28,337	0,471	5.964	0,000	1,8515	1,100	0,000	-
IT-01093	2024	3,4151	27,601	0,465	5.965	0,000	1,8315	1,088	0,000	-
IT-01093	2025	3,4151	27,862	0,471	5.965	0,000	1,8316	1,088	0,000	-
IT-01094	2024	3,4004	27,180	0,464	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-01094	2025	3,4005	27,437	0,470	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-01095	2024	3,3858	26,801	0,464	5.967	0,000	1,7921	1,064	0,000	-
IT-01095	2025	3,3860	27,054	0,470	5.966	0,000	1,7922	1,065	0,000	-
IT-01096	2024	3,3713	26,457	0,463	5.967	0,000	1,7726	1,053	0,000	-
IT-01096	2025	3,3714	26,707	0,469	5.967	0,000	1,7726	1,053	0,000	-
IT-01097	2024	3,3569	26,144	0,462	5.968	0,000	1,7532	1,041	0,000	-
IT-01097	2025	3,3571	26,391	0,468	5.968	0,000	1,7533	1,041	0,000	-
IT-01098	2024	3,3426	25,858	0,462	5.969	0,000	1,7340	1,030	0,000	-
IT-01098	2025	3,3428	26,102	0,468	5.969	0,000	1,7341	1,030	0,000	-
IT-01099	2024	3,3281	25,595	0,461	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-01099	2025	3,3287	25,836	0,467	5.970	0,000	1,7151	1,019	0,000	-
IT-01100	2024	3,3276	25,354	0,461	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-01100	2025	3,3281	25,592	0,467	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-01101	2024	3,3271	25,352	0,461	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-01101	2025	3,3276	25,591	0,467	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-01102	2024	3,3264	25,352	0,461	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-01102	2025	3,3271	25,591	0,467	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-01103	2024	3,3243	25,351	0,460	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-01103	2025	3,3264	25,591	0,467	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-01104	2024	3,3228	25,351	0,460	5.980	0,000	1,7183	1,021	0,000	-
IT-01104	2025	3,3243	25,590	0,466	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-01111	2024	3,1417	28,400	0,437	6.049	0,000	1,6035	0,952	0,000	-
IT-01112	2024	3,1279	27,516	0,437	6.050	0,000	1,5864	0,942	0,000	-
IT-01112	2025	3,1279	27,777	0,442	6.050	0,000	1,5864	0,942	0,000	-
IT-01113	2024	3,1142	26,758	0,436	6.050	0,000	1,5694	0,932	0,000	-
IT-01113	2025	3,1142	27,011	0,441	6.050	0,000	1,5694	0,932	0,000	-
IT-01114	2024	3,1006	26,101	0,435	6.051	0,000	1,5526	0,922	0,000	-
IT-01114	2025	3,1006	26,348	0,440	6.051	0,000	1,5526	0,922	0,000	-
IT-01115	2024	3,0872	25,526	0,435	6.052	0,000	1,5359	0,912	0,000	-
IT-01115	2025	3,0872	25,767	0,440	6.052	0,000	1,5360	0,912	0,000	-
IT-01116	2024	3,0738	25,018	0,434	6.052	0,000	1,5194	0,903	0,000	-
IT-01116	2025	3,0738	25,254	0,439	6.052	0,000	1,5194	0,903	0,000	-
IT-01117	2024	3,0605	24,566	0,433	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-01117	2025	3,0606	24,797	0,438	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-01118	2024	3,0474	24,162	0,432	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-01118	2025	3,0475	24,389	0,438	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-01119	2024	3,0344	23,798	0,432	6.054	0,000	1,4706	0,874	0,000	-
IT-01119	2025	3,0344	24,021	0,437	6.054	0,000	1,4707	0,874	0,000	-
IT-01120	2024	3,0213	23,467	0,431	6.055	0,000	1,4546	0,864	0,000	-
IT-01120	2025	3,0215	23,687	0,436	6.055	0,000	1,4547	0,864	0,000	-
IT-01121	2024	3,0084	23,167	0,430	6.056	0,000	1,4387	0,855	0,000	-
IT-01121	2025	3,0085	23,384	0,435	6.056	0,000	1,4388	0,855	0,000	-
IT-01122	2024	2,9956	22,892	0,430	6.057	0,000	1,4229	0,845	0,000	-
IT-01122	2025	2,9957	23,106	0,435	6.057	0,000	1,4230	0,845	0,000	-
IT-01123	2024	2,9828	22,639	0,429	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-01123	2025	2,9830	22,851	0,434	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-01124	2024	2,9821	22,407	0,429	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-01124	2025	2,9828	22,616	0,434	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-01125	2024	2,9816	22,405	0,429	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-01125	2025	2,9821	22,614	0,434	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-01126	2024	2,9810	22,405	0,429	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-01126	2025	2,9816	22,614	0,434	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-01127	2024	2,9791	22,405	0,428	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-01127	2025	2,9810	22,614	0,433	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-01128	2024	2,9777	22,404	0,428	6.069	0,000	1,4100	0,838	0,000	-
IT-01128	2025	2,9791	22,614	0,433	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-01135	2024	2,7323	23,699	0,409	6.804	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-01135	2025	2,7323	23,921	0,413	6.804	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-01136	2024	2,7203	23,171	0,408	6.805	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-01136	2025	2,7203	23,388	0,412	6.805	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-01137	2024	2,7085	22,714	0,407	6.806	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-01137	2025	2,7085	22,927	0,411	6.806	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-01138	2024	2,6967	22,314	0,406	6.807	0,000	1,1228	0,667	0,000	-
IT-01138	2025	2,6967	22,522	0,410	6.807	0,000	1,1228	0,667	0,000	-
IT-01139	2024	2,6851	21,960	0,405	6.807	0,000	1,1107	0,660	0,000	-
IT-01139	2025	2,6851	22,165	0,409	6.807	0,000	1,1107	0,660	0,000	-
IT-01140	2024	2,6620	21,364	0,403	6.809	0,000	1,0869	0,646	0,000	-
IT-01140	2025	2,6620	21,563	0,407	6.809	0,000	1,0869	0,646	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-01141	2024	2,6393	20,880	0,402	6.811	0,000	1,0634	0,632	0,000	-
IT-01141	2025	2,6394	21,075	0,405	6.810	0,000	1,0634	0,632	0,000	-
IT-01142	2024	2,6280	20,671	0,401	6.812	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-01142	2025	2,6281	20,863	0,404	6.811	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-01143	2024	2,6169	20,479	0,400	6.813	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-01143	2025	2,6170	20,669	0,404	6.812	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-01144	2024	2,6058	20,303	0,399	6.814	0,000	1,0288	0,611	0,000	-
IT-01144	2025	2,6059	20,491	0,403	6.813	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-01145	2024	2,6044	20,140	0,399	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-01145	2025	2,6051	20,327	0,403	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-01146	2024	2,6038	20,140	0,399	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-01146	2025	2,6044	20,327	0,402	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-01147	2024	2,6022	20,140	0,398	6.823	0,000	1,0303	0,612	0,000	-
IT-01147	2025	2,6038	20,327	0,402	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-01150	2024	3,2016	58,315	0,456	3.914	0,000	1,5478	0,919	0,000	-
IT-01151	2024	3,1979	56,483	0,457	3.914	0,000	1,5369	0,913	0,000	-
IT-01151	2025	3,1979	57,032	0,462	3.914	0,000	1,5369	0,913	0,000	-
IT-01152	2024	3,1942	54,913	0,457	3.914	0,000	1,5260	0,906	0,000	-
IT-01152	2025	3,1942	55,446	0,462	3.914	0,000	1,5260	0,906	0,000	-
IT-01153	2024	3,1869	52,360	0,458	3.915	0,000	1,5044	0,894	0,000	-
IT-01153	2025	3,1869	52,867	0,463	3.915	0,000	1,5044	0,894	0,000	-
IT-01154	2024	3,1832	51,309	0,459	3.915	0,000	1,4937	0,887	0,000	-
IT-01154	2025	3,1832	51,806	0,464	3.915	0,000	1,4936	0,887	0,000	-
IT-01155	2024	3,1722	48,783	0,460	3.916	0,000	1,4628	0,869	0,000	-
IT-01155	2025	3,1722	49,255	0,465	3.916	0,000	1,4623	0,869	0,000	-
IT-01156	2024	3,1685	48,101	0,461	3.916	0,000	1,4529	0,863	0,000	-
IT-01156	2025	3,1685	48,565	0,466	3.916	0,000	1,4521	0,863	0,000	-
IT-01157	2024	3,1649	47,479	0,461	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-01157	2025	3,1649	47,938	0,466	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-01158	2024	3,1612	46,912	0,462	3.917	0,000	1,4324	0,851	0,000	-
IT-01158	2025	3,1612	47,364	0,467	3.917	0,000	1,4315	0,850	0,000	-
IT-01159	2024	3,1575	46,390	0,462	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-01159	2025	3,1576	46,838	0,467	3.917	0,000	1,4217	0,845	0,000	-
IT-01160	2024	3,1573	45,911	0,462	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-01160	2025	3,1575	46,354	0,467	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-01161	2024	3,1566	45,907	0,462	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-01161	2025	3,1571	46,350	0,467	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-01162	2024	3,1566	45,907	0,462	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-01162	2025	3,1566	46,350	0,467	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-01163	2024	3,1559	45,907	0,461	3.919	0,000	1,4275	0,848	0,000	-
IT-01163	2025	3,1566	46,350	0,467	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-01170	2024	2,8761	39,966	0,430	4.215	0,000	1,2250	0,728	0,000	-
IT-01171	2024	2,8727	38,851	0,430	4.215	0,000	1,2164	0,723	0,000	-
IT-01171	2025	2,8727	39,224	0,434	4.215	0,000	1,2164	0,723	0,000	-
IT-01172	2024	2,8694	37,896	0,430	4.216	0,000	1,2078	0,717	0,000	-
IT-01172	2025	2,8694	38,258	0,435	4.216	0,000	1,2078	0,717	0,000	-
IT-01173	2024	2,8661	37,067	0,431	4.216	0,000	1,1993	0,712	0,000	-
IT-01173	2025	2,8661	37,422	0,435	4.216	0,000	1,1993	0,712	0,000	-
IT-01174	2024	2,8629	36,342	0,431	4.216	0,000	1,1907	0,707	0,000	-
IT-01174	2025	2,8629	36,690	0,435	4.216	0,000	1,1907	0,707	0,000	-
IT-01175	2024	2,8596	35,703	0,432	4.216	0,000	1,1822	0,702	0,000	-
IT-01175	2025	2,8596	36,043	0,436	4.216	0,000	1,1822	0,702	0,000	-
IT-01176	2024	2,8563	35,134	0,432	4.217	0,000	1,1738	0,697	0,000	-
IT-01176	2025	2,8563	35,469	0,436	4.217	0,000	1,1737	0,697	0,000	-
IT-01177	2024	2,8530	34,624	0,432	4.217	0,000	1,1655	0,692	0,000	-
IT-01177	2025	2,8530	34,954	0,436	4.217	0,000	1,1653	0,692	0,000	-
IT-01178	2024	2,8497	34,166	0,433	4.217	0,000	1,1574	0,688	0,000	-
IT-01178	2025	2,8498	34,491	0,437	4.217	0,000	1,1571	0,687	0,000	-
IT-01179	2024	2,8465	33,750	0,433	4.217	0,000	1,1494	0,683	0,000	-
IT-01179	2025	2,8465	34,072	0,437	4.217	0,000	1,1490	0,682	0,000	-
IT-01180	2024	2,8432	33,373	0,433	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-01180	2025	2,8432	33,690	0,437	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-01181	2024	2,8400	33,027	0,434	4.218	0,000	1,1331	0,673	0,000	-
IT-01181	2025	2,8400	33,341	0,438	4.218	0,000	1,1325	0,673	0,000	-
IT-01182	2024	2,8367	32,710	0,434	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-01182	2025	2,8367	33,021	0,438	4.218	0,000	1,1247	0,668	0,000	-
IT-01183	2024	2,8366	32,418	0,434	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-01183	2025	2,8367	32,726	0,438	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-01184	2024	2,8364	32,416	0,434	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-01184	2025	2,8366	32,724	0,438	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-01185	2024	2,8362	32,416	0,433	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-01185	2025	2,8364	32,724	0,437	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-01186	2024	2,8358	32,416	0,433	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-01186	2025	2,8362	32,724	0,437	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-01187	2024	2,8352	32,416	0,433	4.220	0,000	1,1299	0,671	0,000	-
IT-01187	2025	2,8358	32,724	0,437	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-01194	2024	2,7215	34,603	0,415	5.157	0,000	1,0881	0,646	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-01195	2024	2,7183	33,869	0,416	5.157	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-01195	2025	2,7183	34,193	0,419	5.157	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-01196	2024	2,7152	33,239	0,416	5.157	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-01196	2025	2,7152	33,557	0,419	5.157	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-01197	2024	2,7121	32,693	0,416	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-01197	2025	2,7121	33,005	0,420	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-01198	2024	2,7090	32,215	0,416	5.158	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-01198	2025	2,7090	32,523	0,420	5.158	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-01199	2024	2,7059	31,794	0,417	5.158	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-01199	2025	2,7059	32,097	0,420	5.158	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-01200	2024	2,7028	31,419	0,417	5.158	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-01200	2025	2,7028	31,718	0,421	5.158	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-01201	2024	2,6997	31,083	0,417	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-01201	2025	2,6997	31,379	0,421	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-01202	2024	2,6966	30,781	0,418	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-01202	2025	2,6966	31,074	0,421	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-01203	2024	2,6935	30,507	0,418	5.159	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-01203	2025	2,6935	30,797	0,421	5.159	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-01204	2024	2,6905	30,258	0,418	5.160	0,000	1,0125	0,601	0,000	-
IT-01204	2025	2,6905	30,546	0,422	5.160	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-01205	2024	2,6874	30,030	0,418	5.160	0,000	1,0055	0,597	0,000	-
IT-01205	2025	2,6874	30,315	0,422	5.160	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-01206	2024	2,6843	29,820	0,419	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01206	2025	2,6843	30,104	0,422	5.160	0,000	0,9981	0,593	0,000	-
IT-01207	2024	2,6843	29,628	0,419	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01207	2025	2,6843	29,910	0,422	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01208	2024	2,6842	29,627	0,418	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01208	2025	2,6843	29,909	0,422	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01209	2024	2,6842	29,627	0,418	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-01209	2025	2,6842	29,909	0,422	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01210	2024	2,6840	29,627	0,418	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-01210	2025	2,6842	29,908	0,422	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-01211	2024	2,6838	29,627	0,418	5.161	0,000	1,0018	0,595	0,000	-
IT-01211	2025	2,6840	29,908	0,422	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-01218	2024	2,7215	30,892	0,415	5.626	0,000	1,0881	0,646	0,000	-
IT-01219	2024	2,7183	30,296	0,416	5.626	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-01219	2025	2,7183	30,584	0,419	5.626	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-01220	2024	2,7152	29,785	0,416	5.626	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-01220	2025	2,7152	30,068	0,419	5.626	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-01221	2024	2,7121	29,342	0,416	5.627	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-01221	2025	2,7121	29,621	0,420	5.627	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-01222	2024	2,7090	28,954	0,416	5.627	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-01222	2025	2,7090	29,229	0,420	5.627	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-01223	2024	2,7028	28,307	0,417	5.627	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-01223	2025	2,7028	28,576	0,421	5.627	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-01224	2024	2,6997	28,035	0,417	5.628	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-01224	2025	2,6997	28,301	0,421	5.628	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-01225	2024	2,6935	27,567	0,418	5.628	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-01225	2025	2,6935	27,828	0,421	5.628	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-01226	2024	2,6905	27,365	0,418	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-01226	2025	2,6905	27,624	0,422	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-01227	2024	2,6874	27,180	0,418	5.629	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-01227	2025	2,6874	27,437	0,422	5.629	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-01228	2024	2,6843	27,010	0,419	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-01228	2025	2,6844	27,266	0,422	5.629	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-01229	2024	2,6843	26,854	0,419	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01229	2025	2,6843	27,108	0,422	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-01230	2024	2,6843	26,853	0,419	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01230	2025	2,6843	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01231	2024	2,6842	26,853	0,418	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01231	2025	2,6843	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01232	2024	2,6842	26,853	0,418	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-01232	2025	2,6842	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01233	2024	2,6840	26,853	0,418	5.630	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-01233	2025	2,6842	27,107	0,422	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-01240	2024	2,7183	29,747	0,416	6.095	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-01240	2025	2,7183	30,030	0,419	6.095	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-01241	2024	2,7152	29,276	0,416	6.095	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-01241	2025	2,7152	29,554	0,419	6.095	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-01242	2024	2,7121	28,866	0,416	6.095	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-01242	2025	2,7121	29,140	0,420	6.095	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-01243	2024	2,7090	28,508	0,416	6.096	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-01243	2025	2,7090	28,779	0,420	6.096	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-01244	2024	2,7059	28,192	0,417	6.096	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-01244	2025	2,7059	28,460	0,420	6.096	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-01245	2024	2,6997	27,660	0,417	6.097	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-01245	2025	2,6997	27,922	0,421	6.097	0,000	1,0349	0,615	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-01246	2024	2,6935	27,228	0,418	6.097	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-01246	2025	2,6935	27,486	0,421	6.097	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-01247	2024	2,6905	27,041	0,418	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-01247	2025	2,6905	27,297	0,422	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-01248	2024	2,6874	26,871	0,418	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-01248	2025	2,6874	27,125	0,422	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-01249	2024	2,6844	26,714	0,419	6.098	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-01249	2025	2,6844	26,966	0,422	6.098	0,000	0,9975	0,593	0,000	-
IT-01250	2024	2,6843	26,569	0,419	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01250	2025	2,6843	26,820	0,422	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01251	2024	2,6842	26,569	0,418	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01251	2025	2,6843	26,820	0,422	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01252	2024	2,6840	26,569	0,418	6.099	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-01252	2025	2,6842	26,820	0,422	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01253	2024	2,9353	50,469	0,654	3.883	0,000	0,9866	2,890	0,000	-
IT-01253	2025	2,9353	50,957	0,657	3.883	0,000	0,9866	2,890	0,000	-
IT-01254	2024	2,9319	49,053	0,653	3.883	0,000	0,9834	2,880	0,000	-
IT-01254	2025	2,9319	49,527	0,657	3.883	0,000	0,9834	2,880	0,000	-
IT-01255	2024	2,9217	45,804	0,652	3.884	0,000	0,9738	2,852	0,000	-
IT-01255	2025	2,9217	46,245	0,655	3.884	0,000	0,9737	2,852	0,000	-
IT-01256	2024	2,9047	42,350	0,649	3.885	0,000	0,9592	2,810	0,000	-
IT-01256	2025	2,9047	42,758	0,652	3.885	0,000	0,9592	2,810	0,000	-
IT-01261	2024	2,8486	38,504	0,628	4.185	0,000	1,0136	2,969	0,000	-
IT-01262	2024	2,8453	37,458	0,628	4.185	0,000	1,0065	2,948	0,000	-
IT-01262	2025	2,8453	37,816	0,631	4.185	0,000	1,0065	2,948	0,000	-
IT-01263	2024	2,8387	35,784	0,628	4.186	0,000	0,9923	2,906	0,000	-
IT-01263	2025	2,8387	36,125	0,631	4.186	0,000	0,9923	2,906	0,000	-
IT-01264	2024	2,8354	35,104	0,628	4.186	0,000	0,9852	2,886	0,000	-
IT-01264	2025	2,8354	35,438	0,631	4.186	0,000	0,9852	2,886	0,000	-
IT-01265	2024	2,8289	33,969	0,628	4.186	0,000	0,9712	2,845	0,000	-
IT-01265	2025	2,8289	34,293	0,631	4.186	0,000	0,9711	2,844	0,000	-
IT-01266	2024	2,8158	32,317	0,628	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-
IT-01266	2025	2,8158	32,623	0,631	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-
IT-01267	2024	2,8126	31,992	0,627	4.188	0,000	0,9375	2,746	0,000	-
IT-01267	2025	2,8126	32,296	0,631	4.188	0,000	0,9370	2,745	0,000	-
IT-01268	2024	2,8093	31,694	0,627	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-01268	2025	2,8094	31,995	0,631	4.188	0,000	0,9305	2,725	0,000	-
IT-01269	2024	2,8092	31,421	0,627	4.188	0,000	0,9317	2,729	0,000	-
IT-01269	2025	2,8093	31,719	0,630	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-01274	2024	2,6717	32,591	0,595	5.173	0,000	0,8965	2,626	0,000	-
IT-01275	2024	2,6687	31,886	0,595	5.174	0,000	0,8902	2,607	0,000	-
IT-01275	2025	2,6687	32,190	0,598	5.174	0,000	0,8902	2,607	0,000	-
IT-01276	2024	2,6625	30,757	0,595	5.174	0,000	0,8776	2,571	0,000	-
IT-01276	2025	2,6625	31,050	0,598	5.174	0,000	0,8776	2,571	0,000	-
IT-01277	2024	2,6595	30,299	0,595	5.174	0,000	0,8714	2,552	0,000	-
IT-01277	2025	2,6595	30,587	0,598	5.174	0,000	0,8714	2,552	0,000	-
IT-01278	2024	2,6534	29,534	0,595	5.175	0,000	0,8589	2,516	0,000	-
IT-01278	2025	2,6534	29,815	0,598	5.175	0,000	0,8589	2,516	0,000	-
IT-01279	2024	2,6384	28,201	0,595	5.176	0,000	0,8285	2,427	0,000	-
IT-01279	2025	2,6384	28,469	0,597	5.176	0,000	0,8281	2,426	0,000	-
IT-01280	2024	2,6354	28,000	0,595	5.176	0,000	0,8227	2,410	0,000	-
IT-01280	2025	2,6354	28,266	0,597	5.176	0,000	0,8224	2,409	0,000	-
IT-01283	2024	2,9890	61,259	0,685	3.965	0,000	1,1201	1,204	0,000	-
IT-01287	2024	2,6885	46,306	0,630	4.265	0,000	0,8877	0,954	0,000	-
IT-01288	2024	2,6793	42,493	0,630	4.265	0,000	0,8691	0,934	0,000	-
IT-01288	2025	2,6793	42,902	0,633	4.265	0,000	0,8691	0,934	0,000	-
IT-01289	2024	2,6763	41,540	0,630	4.265	0,000	0,8629	0,928	0,000	-
IT-01289	2025	2,6763	41,939	0,633	4.265	0,000	0,8629	0,928	0,000	-
IT-01296	2024	2,5446	38,057	0,603	5.216	0,000	0,7886	0,848	0,000	-
IT-01297	2024	2,5417	37,176	0,603	5.216	0,000	0,7831	0,842	0,000	-
IT-01297	2025	2,5417	37,534	0,605	5.216	0,000	0,7831	0,842	0,000	-
IT-01298	2024	2,5388	36,422	0,603	5.217	0,000	0,7776	0,836	0,000	-
IT-01298	2025	2,5388	36,771	0,605	5.217	0,000	0,7776	0,836	0,000	-
IT-01299	2024	2,5359	35,768	0,602	5.217	0,000	0,7721	0,830	0,000	-
IT-01299	2025	2,5359	36,111	0,605	5.217	0,000	0,7721	0,830	0,000	-
IT-01300	2024	2,5330	35,195	0,602	5.217	0,000	0,7666	0,824	0,000	-
IT-01300	2025	2,5330	35,533	0,605	5.217	0,000	0,7666	0,824	0,000	-
IT-01301	2024	2,5159	32,851	0,601	5.218	0,000	0,7340	0,789	0,000	-
IT-01301	2025	2,5159	33,165	0,604	5.218	0,000	0,7339	0,789	0,000	-
IT-01302	2024	2,5131	32,578	0,601	5.218	0,000	0,7289	0,784	0,000	-
IT-01302	2025	2,5131	32,889	0,604	5.218	0,000	0,7286	0,783	0,000	-
IT-01303	2024	2,5102	32,327	0,601	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-
IT-01303	2025	2,5102	32,636	0,604	5.219	0,000	0,7235	0,778	0,000	-
IT-01304	2024	2,5102	32,097	0,601	5.219	0,000	0,7242	0,778	0,000	-
IT-01304	2025	2,5102	32,403	0,604	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-
IT-01309	2024	2,5100	33,657	0,595	5.709	0,000	0,7752	0,833	0,000	-
IT-01310	2024	2,5071	32,933	0,595	5.709	0,000	0,7697	0,827	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-01310	2025	2,5071	33,248	0,597	5.709	0,000	0,7697	0,827	0,000	-
IT-01311	2024	2,5015	31,775	0,595	5.709	0,000	0,7589	0,816	0,000	-
IT-01311	2025	2,5015	32,078	0,597	5.709	0,000	0,7589	0,816	0,000	-
IT-01312	2024	2,4986	31,304	0,594	5.709	0,000	0,7535	0,810	0,000	-
IT-01312	2025	2,4986	31,602	0,597	5.709	0,000	0,7535	0,810	0,000	-
IT-01313	2024	2,4790	29,152	0,593	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-01313	2025	2,4790	29,429	0,596	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-01314	2024	2,4762	28,946	0,593	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-01314	2025	2,4762	29,221	0,596	5.711	0,000	0,7108	0,764	0,000	-
IT-01315	2024	2,4762	28,756	0,593	5.711	0,000	0,7115	0,765	0,000	-
IT-01315	2025	2,4762	29,029	0,596	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-01319	2024	3,9232	45,242	0,533	4.779	0,000	2,1137	1,256	0,000	-
IT-01319	2025	3,9236	45,678	0,540	4.779	0,000	2,1135	1,255	0,000	-
IT-01320	2024	3,9061	44,583	0,531	4.780	0,000	2,0980	1,246	0,000	-
IT-01320	2025	3,9066	45,013	0,538	4.779	0,000	2,0976	1,246	0,000	-
IT-01321	2024	3,8891	43,981	0,530	4.781	0,000	2,0825	1,237	0,000	-
IT-01321	2025	3,8897	44,405	0,537	4.780	0,000	2,0820	1,237	0,000	-
IT-01322	2024	3,8720	43,427	0,528	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-01322	2025	3,8728	43,845	0,535	4.782	0,000	2,0667	1,228	0,000	-
IT-01323	2024	3,8709	42,919	0,528	4.784	0,000	2,0680	1,228	0,000	-
IT-01323	2025	3,8720	43,332	0,535	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-01324	2024	3,8678	42,915	0,527	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-01324	2025	3,8696	43,328	0,534	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-01325	2024	3,8656	42,915	0,526	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-01325	2025	3,8678	43,328	0,534	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-01326	2024	3,8627	42,914	0,526	4.794	0,000	2,0707	1,230	0,000	-
IT-01326	2025	3,8656	43,327	0,533	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-01327	2024	3,7008	33,797	0,515	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-01327	2025	3,7009	34,119	0,521	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-01328	2024	3,6376	31,335	0,509	5.257	0,000	1,8326	1,089	0,000	-
IT-01328	2025	3,6379	31,633	0,515	5.256	0,000	1,8325	1,089	0,000	-
IT-01329	2024	3,6215	30,851	0,508	5.258	0,000	1,8182	1,080	0,000	-
IT-01329	2025	3,6223	31,143	0,514	5.257	0,000	1,8177	1,080	0,000	-
IT-01330	2024	3,6057	30,406	0,506	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-01330	2025	3,6063	30,694	0,513	5.259	0,000	1,8035	1,071	0,000	-
IT-01331	2024	3,6050	29,998	0,506	5.261	0,000	1,8044	1,072	0,000	-
IT-01331	2025	3,6057	30,281	0,512	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-01332	2024	3,6027	29,995	0,505	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-01332	2025	3,6040	30,278	0,512	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-01333	2024	3,6011	29,994	0,505	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-01333	2025	3,6027	30,278	0,512	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-01334	2024	3,5990	29,994	0,505	5.270	0,000	1,8069	1,073	0,000	-
IT-01334	2025	3,6011	30,278	0,511	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-01335	2024	3,4004	27,180	0,464	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-01335	2025	3,4005	27,437	0,470	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-01336	2024	3,3569	26,144	0,462	5.968	0,000	1,7532	1,041	0,000	-
IT-01336	2025	3,3571	26,391	0,468	5.968	0,000	1,7533	1,041	0,000	-
IT-01337	2024	3,3426	25,858	0,462	5.969	0,000	1,7340	1,030	0,000	-
IT-01337	2025	3,3428	26,102	0,468	5.969	0,000	1,7341	1,030	0,000	-
IT-01338	2024	3,3281	25,595	0,461	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-01338	2025	3,3287	25,836	0,467	5.970	0,000	1,7151	1,019	0,000	-
IT-01339	2024	3,3276	25,354	0,461	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-01339	2025	3,3281	25,592	0,467	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-01340	2024	3,3264	25,352	0,461	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-01340	2025	3,3271	25,591	0,467	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-01341	2024	3,3243	25,351	0,460	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-01341	2025	3,3264	25,591	0,467	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-01342	2024	3,3228	25,351	0,460	5.980	0,000	1,7183	1,021	0,000	-
IT-01342	2025	3,3243	25,590	0,466	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-01343	2024	3,0605	24,566	0,433	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-01343	2025	3,0606	24,797	0,438	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-01344	2024	3,0474	24,162	0,432	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-01344	2025	3,0475	24,389	0,438	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-01345	2024	3,0084	23,167	0,430	6.056	0,000	1,4387	0,855	0,000	-
IT-01345	2025	3,0085	23,384	0,435	6.056	0,000	1,4388	0,855	0,000	-
IT-01346	2024	2,9956	22,892	0,430	6.057	0,000	1,4229	0,845	0,000	-
IT-01346	2025	2,9957	23,106	0,435	6.057	0,000	1,4230	0,845	0,000	-
IT-01347	2024	2,9828	22,639	0,429	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-01347	2025	2,9830	22,851	0,434	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-01348	2024	2,9821	22,407	0,429	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-01348	2025	2,9828	22,616	0,434	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-01349	2024	2,9816	22,405	0,429	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-01349	2025	2,9821	22,614	0,434	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-01350	2024	2,9810	22,405	0,429	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-01350	2025	2,9816	22,614	0,434	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-01351	2024	2,9791	22,405	0,428	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-01351	2025	2,9810	22,614	0,433	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-01352	2024	2,9777	22,404	0,428	6.069	0,000	1,4100	0,838	0,000	-
IT-01352	2025	2,9791	22,614	0,433	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-01353	2024	2,6280	20,671	0,401	6.812	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-01353	2025	2,6281	20,863	0,404	6.811	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-01354	2024	2,6169	20,479	0,400	6.813	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-01354	2025	2,6170	20,669	0,404	6.812	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-01355	2024	2,6058	20,303	0,399	6.814	0,000	1,0288	0,611	0,000	-
IT-01355	2025	2,6059	20,491	0,403	6.813	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-01356	2024	2,6044	20,140	0,399	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-01356	2025	2,6051	20,327	0,403	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-01357	2024	2,6038	20,140	0,399	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-01357	2025	2,6044	20,327	0,402	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-01358	2024	2,6022	20,140	0,398	6.823	0,000	1,0303	0,612	0,000	-
IT-01358	2025	2,6038	20,327	0,402	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-01359	2024	3,1649	47,479	0,461	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-01359	2025	3,1649	47,938	0,466	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-01360	2024	3,1612	46,912	0,462	3.917	0,000	1,4324	0,851	0,000	-
IT-01360	2025	3,1612	47,364	0,467	3.917	0,000	1,4315	0,850	0,000	-
IT-01361	2024	3,1575	46,390	0,462	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-01361	2025	3,1576	46,838	0,467	3.917	0,000	1,4217	0,845	0,000	-
IT-01362	2024	3,1573	45,911	0,462	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-01362	2025	3,1575	46,354	0,467	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-01363	2024	3,1566	45,907	0,462	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-01363	2025	3,1571	46,350	0,467	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-01364	2024	3,1566	45,907	0,462	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-01364	2025	3,1566	46,350	0,467	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-01365	2024	3,1559	45,907	0,461	3.919	0,000	1,4275	0,848	0,000	-
IT-01365	2025	3,1566	46,350	0,467	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-01366	2024	2,8497	34,166	0,433	4.217	0,000	1,1574	0,688	0,000	-
IT-01366	2025	2,8498	34,491	0,437	4.217	0,000	1,1571	0,687	0,000	-
IT-01367	2024	2,8465	33,750	0,433	4.217	0,000	1,1494	0,683	0,000	-
IT-01367	2025	2,8465	34,072	0,437	4.217	0,000	1,1490	0,682	0,000	-
IT-01368	2024	2,8432	33,373	0,433	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-01368	2025	2,8432	33,690	0,437	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-01369	2024	2,8400	33,027	0,434	4.218	0,000	1,1331	0,673	0,000	-
IT-01369	2025	2,8400	33,341	0,438	4.218	0,000	1,1325	0,673	0,000	-
IT-01370	2024	2,8367	32,710	0,434	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-01370	2025	2,8367	33,021	0,438	4.218	0,000	1,1247	0,668	0,000	-
IT-01371	2024	2,8366	32,418	0,434	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-01371	2025	2,8367	32,726	0,438	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-01372	2024	2,8364	32,416	0,434	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-01372	2025	2,8366	32,724	0,438	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-01373	2024	2,8362	32,416	0,433	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-01373	2025	2,8364	32,724	0,437	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-01374	2024	2,8358	32,416	0,433	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-01374	2025	2,8362	32,724	0,437	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-01375	2024	2,8352	32,416	0,433	4.220	0,000	1,1299	0,671	0,000	-
IT-01375	2025	2,8358	32,724	0,437	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-01376	2024	2,6905	30,258	0,418	5.160	0,000	1,0125	0,601	0,000	-
IT-01376	2025	2,6905	30,546	0,422	5.160	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-01377	2024	2,6874	30,030	0,418	5.160	0,000	1,0055	0,597	0,000	-
IT-01377	2025	2,6874	30,315	0,422	5.160	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-01378	2024	2,6843	29,820	0,419	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01378	2025	2,6843	30,104	0,422	5.160	0,000	0,9981	0,593	0,000	-
IT-01379	2024	2,6843	29,628	0,419	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01379	2025	2,6843	29,910	0,422	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01380	2024	2,6842	29,627	0,418	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01380	2025	2,6843	29,909	0,422	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01381	2024	2,6842	29,627	0,418	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-01381	2025	2,6842	29,909	0,422	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01382	2024	2,6840	29,627	0,418	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-01382	2025	2,6842	29,908	0,422	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-01383	2024	2,6838	29,627	0,418	5.161	0,000	1,0018	0,595	0,000	-
IT-01383	2025	2,6840	29,908	0,422	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-01384	2024	2,6905	27,365	0,418	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-01384	2025	2,6905	27,624	0,422	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-01385	2024	2,6874	27,180	0,418	5.629	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-01385	2025	2,6874	27,437	0,422	5.629	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-01386	2024	2,6843	27,010	0,419	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-01386	2025	2,6844	27,266	0,422	5.629	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-01387	2024	2,6843	26,854	0,419	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01387	2025	2,6843	27,108	0,422	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-01388	2024	2,6843	26,853	0,419	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01388	2025	2,6843	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01389	2024	2,6842	26,853	0,418	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01389	2025	2,6843	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01390	2024	2,6842	26,853	0,418	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-01390	2025	2,6842	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01391	2024	2,6840	26,853	0,418	5.630	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-01391	2025	2,6842	27,107	0,422	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-01392	2024	2,6905	27,041	0,418	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-01392	2025	2,6905	27,297	0,422	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-01393	2024	2,6874	26,871	0,418	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-01393	2025	2,6874	27,125	0,422	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-01394	2024	2,6844	26,714	0,419	6.098	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-01394	2025	2,6844	26,966	0,422	6.098	0,000	0,9975	0,593	0,000	-
IT-01395	2024	2,6843	26,569	0,419	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01395	2025	2,6843	26,820	0,422	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01396	2024	2,6842	26,569	0,418	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01396	2025	2,6843	26,820	0,422	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01397	2024	2,6840	26,569	0,418	6.099	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-01397	2025	2,6842	26,820	0,422	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01398	2024	2,8224	33,061	0,628	4.187	0,000	0,9576	2,805	0,000	-
IT-01398	2025	2,8224	33,375	0,631	4.187	0,000	0,9573	2,804	0,000	-
IT-01399	2024	2,8158	32,317	0,628	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-
IT-01399	2025	2,8158	32,623	0,631	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-
IT-01400	2024	2,8126	31,992	0,627	4.188	0,000	0,9375	2,746	0,000	-
IT-01400	2025	2,8126	32,296	0,631	4.188	0,000	0,9370	2,745	0,000	-
IT-01401	2024	2,8093	31,694	0,627	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-01401	2025	2,8094	31,995	0,631	4.188	0,000	0,9305	2,725	0,000	-
IT-01402	2024	2,8092	31,421	0,627	4.188	0,000	0,9317	2,729	0,000	-
IT-01402	2025	2,8093	31,719	0,630	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-01403	2024	2,6384	28,201	0,595	5.176	0,000	0,8285	2,427	0,000	-
IT-01403	2025	2,6384	28,469	0,597	5.176	0,000	0,8281	2,426	0,000	-
IT-01404	2024	2,6354	28,000	0,595	5.176	0,000	0,8227	2,410	0,000	-
IT-01404	2025	2,6354	28,266	0,597	5.176	0,000	0,8224	2,409	0,000	-
IT-01405	2024	2,5159	32,851	0,601	5.218	0,000	0,7340	0,789	0,000	-
IT-01405	2025	2,5159	33,165	0,604	5.218	0,000	0,7339	0,789	0,000	-
IT-01406	2024	2,5131	32,578	0,601	5.218	0,000	0,7289	0,784	0,000	-
IT-01406	2025	2,5131	32,889	0,604	5.218	0,000	0,7286	0,783	0,000	-
IT-01407	2024	2,5102	32,327	0,601	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-
IT-01407	2025	2,5102	32,636	0,604	5.219	0,000	0,7235	0,778	0,000	-
IT-01408	2024	2,5102	32,097	0,601	5.219	0,000	0,7242	0,778	0,000	-
IT-01408	2025	2,5102	32,403	0,604	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-
IT-01409	2024	2,4790	29,152	0,593	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-01409	2025	2,4790	29,429	0,596	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-01410	2024	2,4762	28,946	0,593	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-01410	2025	2,4762	29,221	0,596	5.711	0,000	0,7108	0,764	0,000	-
IT-01411	2024	2,4762	28,756	0,593	5.711	0,000	0,7115	0,765	0,000	-
IT-01411	2025	2,4762	29,029	0,596	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-01412	2024	2,7045	31,980	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01412	2025	2,7045	32,288	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-01413	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01413	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-01414	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01414	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-01415	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01415	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-01416	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01416	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-01417	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01417	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-01418	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01418	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-01419	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01420	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01420	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-01421	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01421	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-01422	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01422	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-01423	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01423	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-01424	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01424	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-01425	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01425	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-01426	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01426	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-01427	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-01427	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-01428	2024	3,4597	28,364	0,466	6.536	0,000	2,3650	0,000	0,000	-
IT-01428	2025	3,4598	28,633	0,473	6.536	0,000	2,3650	0,000	0,000	-
IT-01429	2024	3,0872	25,078	0,435	6.385	0,000	1,9199	0,000	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-01429	2025	3,0872	25,314	0,440	6.385	0,000	1,9200	0,000	0,000	-
IT-01430	2024	3,0606	24,169	0,433	6.387	0,000	1,8788	0,000	0,000	-
IT-01430	2025	3,0606	24,396	0,438	6.386	0,000	1,8788	0,000	0,000	-
IT-01431	2024	3,0475	23,785	0,432	6.387	0,000	1,8585	0,000	0,000	-
IT-01431	2025	3,0475	24,008	0,438	6.387	0,000	1,8585	0,000	0,000	-
IT-01432	2024	3,0214	23,127	0,431	6.389	0,000	1,8183	0,000	0,000	-
IT-01432	2025	3,0216	23,344	0,436	6.389	0,000	1,8184	0,000	0,000	-
IT-01433	2024	3,0085	22,842	0,430	6.390	0,000	1,7985	0,000	0,000	-
IT-01433	2025	3,0086	23,056	0,435	6.390	0,000	1,7985	0,000	0,000	-
IT-01434	2024	2,7121	31,376	0,416	6.236	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-01434	2025	2,7121	31,675	0,420	6.236	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-01435	2024	2,7059	30,632	0,417	6.237	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-01435	2025	2,7059	30,923	0,420	6.237	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-01436	2024	2,6997	30,044	0,417	6.237	0,000	1,2937	0,000	0,000	-
IT-01436	2025	2,6997	30,329	0,421	6.237	0,000	1,2937	0,000	0,000	-
IT-01437	2024	2,7121	28,041	0,416	7.127	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-01437	2025	2,7121	28,307	0,420	7.127	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-01438	2024	2,7090	27,735	0,416	7.127	0,000	1,3220	0,000	0,000	-
IT-01438	2025	2,7090	27,997	0,420	7.127	0,000	1,3220	0,000	0,000	-
IT-01439	2024	2,6966	26,814	0,418	7.129	0,000	1,2843	0,000	0,000	-
IT-01439	2025	2,6966	27,068	0,421	7.129	0,000	1,2843	0,000	0,000	-
IT-01440	2024	2,6905	26,479	0,418	7.130	0,000	1,2655	0,000	0,000	-
IT-01440	2025	2,6905	26,729	0,422	7.130	0,000	1,2655	0,000	0,000	-
IT-01442	2024	2,7121	32,693	0,416	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-01442	2025	2,7121	33,005	0,420	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-01452	2024	2,7323	15,688	0,409	7.042	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-01452	2025	2,7323	15,830	0,413	7.042	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-01453	2024	2,7203	15,686	0,408	7.043	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-01453	2025	2,7203	15,829	0,412	7.043	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-01454	2024	2,7085	15,685	0,407	7.044	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-01454	2025	2,7085	15,827	0,411	7.044	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-01455	2024	2,6170	15,673	0,400	7.050	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-01455	2025	2,6170	15,815	0,404	7.050	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-01457	2024	3,8696	42,916	0,527	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-01457	2025	3,8709	43,329	0,535	4.784	0,000	2,0680	1,228	0,000	-
IT-01458	2024	3,8678	42,916	0,527	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-01458	2025	3,8696	43,329	0,534	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-01459	2024	3,8656	42,915	0,526	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-01459	2025	3,8678	43,328	0,534	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-01460	2024	3,6040	29,995	0,506	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-01460	2025	3,6050	30,279	0,512	5.261	0,000	1,8044	1,072	0,000	-
IT-01461	2024	3,6027	29,995	0,505	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-01461	2025	3,6040	30,279	0,512	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-01462	2024	3,6011	29,995	0,505	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-01462	2025	3,6027	30,279	0,512	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-01463	2024	3,3271	25,352	0,461	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-01463	2025	3,3276	25,591	0,467	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-01464	2024	3,3264	25,352	0,461	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-01464	2025	3,3271	25,591	0,467	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-01465	2024	3,3243	25,352	0,460	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-01465	2025	3,3264	25,591	0,467	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-01466	2024	2,9816	22,405	0,429	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-01466	2025	2,9821	22,615	0,434	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-01467	2024	2,9810	22,405	0,429	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-01467	2025	2,9816	22,615	0,434	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-01468	2024	2,9791	22,405	0,428	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-01468	2025	2,9810	22,615	0,433	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-01469	2024	2,6051	20,141	0,399	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-01469	2025	2,6054	20,327	0,403	6.815	0,000	1,0288	0,611	0,000	-
IT-01470	2024	2,6044	20,140	0,399	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-01470	2025	2,6051	20,327	0,403	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-01471	2024	2,6038	20,140	0,399	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-01471	2025	2,6044	20,327	0,402	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-01472	2024	3,1571	45,908	0,462	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-01472	2025	3,1573	46,351	0,467	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-01473	2024	3,1566	45,908	0,462	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-01473	2025	3,1571	46,351	0,467	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-01474	2024	3,1566	45,908	0,462	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-01474	2025	3,1566	46,351	0,467	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-01475	2024	2,8364	32,417	0,434	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-01475	2025	2,8366	32,725	0,438	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-01476	2024	2,8362	32,416	0,433	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-01476	2025	2,8364	32,724	0,437	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-01477	2024	2,8358	32,416	0,433	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-01477	2025	2,8362	32,724	0,437	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-01478	2024	2,6842	29,627	0,418	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01478	2025	2,6843	29,909	0,422	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-01479	2024	2,6842	29,627	0,418	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-01479	2025	2,6842	29,909	0,422	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01480	2024	2,6840	29,627	0,418	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-01480	2025	2,6842	29,909	0,422	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-01481	2024	2,6843	26,853	0,419	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01481	2025	2,6843	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01482	2024	2,6842	26,853	0,418	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01482	2025	2,6843	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01483	2024	2,6842	26,853	0,418	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-01483	2025	2,6842	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01484	2024	2,6843	26,569	0,419	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01484	2025	2,6843	26,820	0,422	6.098	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-01485	2024	2,6843	26,569	0,419	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01485	2025	2,6843	26,820	0,422	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01486	2024	2,6842	26,569	0,418	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01486	2025	2,6843	26,820	0,422	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01487	2024	3,8696	42,916	0,527	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-01487	2025	3,8709	43,329	0,535	4.784	0,000	2,0680	1,228	0,000	-
IT-01488	2024	3,8678	42,916	0,527	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-01488	2025	3,8696	43,329	0,534	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-01489	2024	3,8656	42,915	0,526	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-01489	2025	3,8678	43,328	0,534	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-01490	2024	3,6040	29,995	0,506	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-01490	2025	3,6050	30,279	0,512	5.261	0,000	1,8044	1,072	0,000	-
IT-01491	2024	3,6027	29,995	0,505	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-01491	2025	3,6040	30,279	0,512	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-01492	2024	3,6011	29,995	0,505	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-01492	2025	3,6027	30,279	0,512	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-01493	2024	3,3271	25,352	0,461	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-01493	2025	3,3276	25,591	0,467	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-01494	2024	3,3264	25,352	0,461	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-01494	2025	3,3271	25,591	0,467	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-01495	2024	3,3243	25,352	0,460	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-01495	2025	3,3264	25,591	0,467	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-01496	2024	2,9816	22,405	0,429	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-01496	2025	2,9821	22,615	0,434	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-01497	2024	2,9810	22,405	0,429	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-01497	2025	2,9816	22,615	0,434	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-01498	2024	2,9791	22,405	0,428	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-01498	2025	2,9810	22,615	0,433	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-01499	2024	2,6051	20,141	0,399	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-01499	2025	2,6054	20,327	0,403	6.815	0,000	1,0288	0,611	0,000	-
IT-01500	2024	2,6044	20,140	0,399	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-01500	2025	2,6051	20,327	0,403	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-01501	2024	2,6038	20,140	0,399	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-01501	2025	2,6044	20,327	0,402	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-01502	2024	3,1571	45,908	0,462	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-01502	2025	3,1573	46,351	0,467	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-01503	2024	3,1566	45,908	0,462	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-01503	2025	3,1571	46,351	0,467	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-01504	2024	3,1566	45,908	0,462	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-01504	2025	3,1566	46,351	0,467	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-01505	2024	2,8364	32,417	0,434	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-01505	2025	2,8366	32,725	0,438	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-01506	2024	2,8362	32,416	0,433	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-01506	2025	2,8364	32,724	0,437	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-01507	2024	2,8358	32,416	0,433	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-01507	2025	2,8362	32,724	0,437	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-01508	2024	2,6842	29,627	0,418	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01508	2025	2,6843	29,909	0,422	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01509	2024	2,6842	29,627	0,418	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-01509	2025	2,6842	29,909	0,422	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01510	2024	2,6840	29,627	0,418	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-01510	2025	2,6842	29,909	0,422	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-01511	2024	2,6843	26,853	0,419	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01511	2025	2,6843	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01512	2024	2,6842	26,853	0,418	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01512	2025	2,6843	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01513	2024	2,6842	26,853	0,418	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-01513	2025	2,6842	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01514	2024	2,6843	26,569	0,419	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01514	2025	2,6843	26,820	0,422	6.098	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-01515	2024	2,6843	26,569	0,419	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01515	2025	2,6843	26,820	0,422	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-01516	2024	2,6842	26,569	0,418	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-01516	2025	2,6843	26,820	0,422	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-01517	2024	2,6905	29,361	0,418	6.238	0,000	1,2655	0,000	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-01517	2025	2,6905	29,640	0,422	6.238	0,000	1,2655	0,000	0,000	-
IT-01519	2024	3,1571	45,908	0,462	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-01519	2025	3,1573	46,351	0,467	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-01523	2024	3,1758	49,537	0,460	3.916	0,000	1,4730	0,875	0,000	-
IT-01523	2025	3,1759	50,016	0,465	3.916	0,000	1,4725	0,875	0,000	-
IT-01524	2024	2,6656	31,281	0,595	5.174	0,000	0,8839	2,589	0,000	-
IT-01524	2025	2,6656	31,579	0,598	5.174	0,000	0,8839	2,589	0,000	-
IT-01525	2024	2,6997	31,083	0,417	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-01525	2025	2,6997	31,379	0,421	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-01526	2024	2,6966	30,781	0,418	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-01526	2025	2,6966	31,074	0,421	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-01527	2024	2,7059	27,464	0,417	7.128	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-01527	2025	2,7059	27,724	0,420	7.128	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-01529	2024	3,1559	45,907	0,461	3.919	0,000	1,4275	0,848	0,000	-
IT-01529	2025	3,1566	46,351	0,467	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-01530	2024	3,1548	45,906	0,461	3.920	0,000	1,4287	0,849	0,000	-
IT-01530	2025	3,1559	46,350	0,466	3.919	0,000	1,4275	0,848	0,000	-
IT-11044	2024	4,0802	56,046	0,738	4.773	0,000	2,2653	1,346	0,000	-
IT-11045	2024	4,0622	54,110	0,735	4.774	0,000	2,2478	1,335	0,000	-
IT-11045	2025	4,0623	54,634	0,737	4.774	0,000	2,2479	1,335	0,000	-
IT-11046	2024	4,0445	52,450	0,732	4.774	0,000	2,2306	1,325	0,000	-
IT-11046	2025	4,0445	52,958	0,734	4.774	0,000	2,2306	1,325	0,000	-
IT-11047	2024	4,0093	49,751	0,726	4.775	0,000	2,1964	1,305	0,000	-
IT-11047	2025	4,0094	50,232	0,728	4.775	0,000	2,1965	1,305	0,000	-
IT-11048	2024	3,9919	48,639	0,723	4.776	0,000	2,1795	1,295	0,000	-
IT-11048	2025	3,9920	49,109	0,725	4.776	0,000	2,1796	1,295	0,000	-
IT-11049	2024	3,9402	45,965	0,715	4.778	0,000	2,1298	1,265	0,000	-
IT-11049	2025	3,9405	46,409	0,717	4.778	0,000	2,1297	1,265	0,000	-
IT-11050	2024	3,9232	45,242	0,712	4.779	0,000	2,1137	1,256	0,000	-
IT-11050	2025	3,9236	45,678	0,714	4.779	0,000	2,1135	1,255	0,000	-
IT-11051	2024	3,9061	44,583	0,709	4.780	0,000	2,0980	1,246	0,000	-
IT-11051	2025	3,9066	45,013	0,711	4.779	0,000	2,0976	1,246	0,000	-
IT-11052	2024	3,8891	43,981	0,706	4.781	0,000	2,0825	1,237	0,000	-
IT-11052	2025	3,8897	44,405	0,708	4.780	0,000	2,0820	1,237	0,000	-
IT-11053	2024	3,8720	43,427	0,703	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-11053	2025	3,8728	43,845	0,705	4.782	0,000	2,0667	1,228	0,000	-
IT-11054	2024	3,8709	42,919	0,703	4.784	0,000	2,0680	1,228	0,000	-
IT-11054	2025	3,8720	43,332	0,705	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-11055	2024	3,8678	42,915	0,702	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-11055	2025	3,8696	43,328	0,705	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-11056	2024	3,8656	42,915	0,702	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-11056	2025	3,8678	43,328	0,704	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-11057	2024	3,8627	42,914	0,701	4.794	0,000	2,0707	1,230	0,000	-
IT-11057	2025	3,8656	43,327	0,704	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-11064	2024	3,7989	40,543	0,691	5.250	0,000	1,9887	1,181	0,000	-
IT-11065	2024	3,7822	38,987	0,689	5.251	0,000	1,9725	1,172	0,000	-
IT-11065	2025	3,7822	39,361	0,691	5.251	0,000	1,9726	1,172	0,000	-
IT-11066	2024	3,7656	37,653	0,686	5.251	0,000	1,9565	1,162	0,000	-
IT-11066	2025	3,7657	38,014	0,688	5.251	0,000	1,9565	1,162	0,000	-
IT-11067	2024	3,7492	36,497	0,683	5.252	0,000	1,9405	1,153	0,000	-
IT-11067	2025	3,7493	36,846	0,685	5.252	0,000	1,9405	1,153	0,000	-
IT-11068	2024	3,7330	35,485	0,680	5.253	0,000	1,9247	1,143	0,000	-
IT-11068	2025	3,7330	35,824	0,682	5.252	0,000	1,9247	1,143	0,000	-
IT-11069	2024	3,7168	34,592	0,678	5.253	0,000	1,9090	1,134	0,000	-
IT-11069	2025	3,7169	34,921	0,680	5.253	0,000	1,9091	1,134	0,000	-
IT-11070	2024	3,7008	33,797	0,675	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-11070	2025	3,7009	34,119	0,677	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-11071	2024	3,6848	33,086	0,672	5.254	0,000	1,8780	1,116	0,000	-
IT-11071	2025	3,6850	33,400	0,674	5.254	0,000	1,8781	1,116	0,000	-
IT-11072	2024	3,6690	32,445	0,670	5.255	0,000	1,8627	1,106	0,000	-
IT-11072	2025	3,6692	32,753	0,672	5.255	0,000	1,8628	1,107	0,000	-
IT-11073	2024	3,6533	31,865	0,667	5.256	0,000	1,8475	1,097	0,000	-
IT-11073	2025	3,6535	32,167	0,669	5.256	0,000	1,8476	1,097	0,000	-
IT-11074	2024	3,6376	31,335	0,665	5.257	0,000	1,8326	1,089	0,000	-
IT-11074	2025	3,6379	31,633	0,666	5.256	0,000	1,8325	1,089	0,000	-
IT-11075	2024	3,6215	30,851	0,662	5.258	0,000	1,8182	1,080	0,000	-
IT-11075	2025	3,6223	31,143	0,664	5.257	0,000	1,8177	1,080	0,000	-
IT-11076	2024	3,6057	30,406	0,659	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-11076	2025	3,6063	30,694	0,661	5.259	0,000	1,8035	1,071	0,000	-
IT-11077	2024	3,6050	29,998	0,659	5.261	0,000	1,8044	1,072	0,000	-
IT-11077	2025	3,6057	30,281	0,661	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-11078	2024	3,6027	29,995	0,659	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-11078	2025	3,6040	30,278	0,661	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-11079	2024	3,6011	29,994	0,658	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-11079	2025	3,6027	30,278	0,660	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-11080	2024	3,5990	29,994	0,658	5.270	0,000	1,8069	1,073	0,000	-
IT-11080	2025	3,6011	30,278	0,660	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-11087	2024	3,5055	31,589	0,634	5.961	0,000	1,9539	1,161	0,000	-
IT-11088	2024	3,4901	30,670	0,631	5.962	0,000	1,9331	1,148	0,000	-
IT-11088	2025	3,4901	30,962	0,633	5.962	0,000	1,9331	1,148	0,000	-
IT-11089	2024	3,4748	29,881	0,629	5.963	0,000	1,9124	1,136	0,000	-
IT-11089	2025	3,4748	30,165	0,631	5.963	0,000	1,9124	1,136	0,000	-
IT-11090	2024	3,4597	29,198	0,627	5.963	0,000	1,8920	1,124	0,000	-
IT-11090	2025	3,4597	29,475	0,629	5.963	0,000	1,8920	1,124	0,000	-
IT-11091	2024	3,4447	28,599	0,624	5.964	0,000	1,8716	1,112	0,000	-
IT-11091	2025	3,4447	28,871	0,626	5.964	0,000	1,8717	1,112	0,000	-
IT-11092	2024	3,4298	28,071	0,622	5.965	0,000	1,8515	1,100	0,000	-
IT-11092	2025	3,4299	28,337	0,624	5.964	0,000	1,8515	1,100	0,000	-
IT-11093	2024	3,4151	27,601	0,620	5.965	0,000	1,8315	1,088	0,000	-
IT-11093	2025	3,4151	27,862	0,622	5.965	0,000	1,8316	1,088	0,000	-
IT-11094	2024	3,4004	27,180	0,618	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-11094	2025	3,4005	27,437	0,620	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-11095	2024	3,3858	26,801	0,615	5.967	0,000	1,7921	1,064	0,000	-
IT-11095	2025	3,3860	27,054	0,617	5.966	0,000	1,7922	1,065	0,000	-
IT-11096	2024	3,3713	26,457	0,613	5.967	0,000	1,7726	1,053	0,000	-
IT-11096	2025	3,3714	26,707	0,615	5.967	0,000	1,7726	1,053	0,000	-
IT-11097	2024	3,3569	26,144	0,611	5.968	0,000	1,7532	1,041	0,000	-
IT-11097	2025	3,3571	26,391	0,613	5.968	0,000	1,7533	1,041	0,000	-
IT-11098	2024	3,3426	25,858	0,609	5.969	0,000	1,7340	1,030	0,000	-
IT-11098	2025	3,3428	26,102	0,611	5.969	0,000	1,7341	1,030	0,000	-
IT-11099	2024	3,3281	25,595	0,607	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-11099	2025	3,3287	25,836	0,608	5.970	0,000	1,7151	1,019	0,000	-
IT-11100	2024	3,3276	25,354	0,607	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-11100	2025	3,3281	25,592	0,608	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-11101	2024	3,3271	25,352	0,606	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-11101	2025	3,3276	25,591	0,608	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-11102	2024	3,3264	25,352	0,606	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-11102	2025	3,3271	25,591	0,608	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-11103	2024	3,3243	25,351	0,606	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-11103	2025	3,3264	25,591	0,608	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-11104	2024	3,3228	25,351	0,605	5.980	0,000	1,7183	1,021	0,000	-
IT-11104	2025	3,3243	25,590	0,608	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-11111	2024	3,1417	28,400	0,573	6.049	0,000	1,6035	0,952	0,000	-
IT-11112	2024	3,1279	27,516	0,571	6.050	0,000	1,5864	0,942	0,000	-
IT-11112	2025	3,1279	27,777	0,573	6.050	0,000	1,5864	0,942	0,000	-
IT-11113	2024	3,1142	26,758	0,569	6.050	0,000	1,5694	0,932	0,000	-
IT-11113	2025	3,1142	27,011	0,571	6.050	0,000	1,5694	0,932	0,000	-
IT-11114	2024	3,1006	26,101	0,567	6.051	0,000	1,5526	0,922	0,000	-
IT-11114	2025	3,1006	26,348	0,568	6.051	0,000	1,5526	0,922	0,000	-
IT-11115	2024	3,0872	25,526	0,565	6.052	0,000	1,5359	0,912	0,000	-
IT-11115	2025	3,0872	25,767	0,566	6.052	0,000	1,5360	0,912	0,000	-
IT-11116	2024	3,0738	25,018	0,563	6.052	0,000	1,5194	0,903	0,000	-
IT-11116	2025	3,0738	25,254	0,564	6.052	0,000	1,5194	0,903	0,000	-
IT-11117	2024	3,0605	24,566	0,561	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-11117	2025	3,0606	24,797	0,562	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-11118	2024	3,0474	24,162	0,559	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-11118	2025	3,0475	24,389	0,560	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-11119	2024	3,0344	23,798	0,556	6.054	0,000	1,4706	0,874	0,000	-
IT-11119	2025	3,0344	24,021	0,558	6.054	0,000	1,4707	0,874	0,000	-
IT-11120	2024	3,0213	23,467	0,554	6.055	0,000	1,4546	0,864	0,000	-
IT-11120	2025	3,0215	23,687	0,556	6.055	0,000	1,4547	0,864	0,000	-
IT-11121	2024	3,0084	23,167	0,552	6.056	0,000	1,4387	0,855	0,000	-
IT-11121	2025	3,0085	23,384	0,554	6.056	0,000	1,4388	0,855	0,000	-
IT-11122	2024	2,9956	22,892	0,550	6.057	0,000	1,4229	0,845	0,000	-
IT-11122	2025	2,9957	23,106	0,552	6.057	0,000	1,4230	0,845	0,000	-
IT-11123	2024	2,9828	22,639	0,548	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-11123	2025	2,9830	22,851	0,550	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-11124	2024	2,9821	22,407	0,548	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-11124	2025	2,9828	22,616	0,550	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-11125	2024	2,9816	22,405	0,548	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-11125	2025	2,9821	22,614	0,550	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-11126	2024	2,9810	22,405	0,548	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-11126	2025	2,9816	22,614	0,550	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-11127	2024	2,9791	22,405	0,548	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-11127	2025	2,9810	22,614	0,549	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-11128	2024	2,9777	22,404	0,547	6.069	0,000	1,4100	0,838	0,000	-
IT-11128	2025	2,9791	22,614	0,549	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-11135	2024	2,7323	23,699	0,507	6.804	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-11135	2025	2,7323	23,921	0,508	6.804	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-11136	2024	2,7203	23,171	0,505	6.805	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-11136	2025	2,7203	23,388	0,506	6.805	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-11137	2024	2,7085	22,714	0,503	6.806	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-11137	2025	2,7085	22,927	0,504	6.806	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-11138	2024	2,6967	22,314	0,501	6.807	0,000	1,1228	0,667	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-11138	2025	2,6967	22,522	0,502	6.807	0,000	1,1228	0,667	0,000	-
IT-11139	2024	2,6851	21,960	0,499	6.807	0,000	1,1107	0,660	0,000	-
IT-11139	2025	2,6851	22,165	0,500	6.807	0,000	1,1107	0,660	0,000	-
IT-11140	2024	2,6620	21,364	0,496	6.809	0,000	1,0869	0,646	0,000	-
IT-11140	2025	2,6620	21,563	0,497	6.809	0,000	1,0869	0,646	0,000	-
IT-11141	2024	2,6393	20,880	0,492	6.811	0,000	1,0634	0,632	0,000	-
IT-11141	2025	2,6394	21,075	0,493	6.810	0,000	1,0634	0,632	0,000	-
IT-11142	2024	2,6280	20,671	0,490	6.812	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-11142	2025	2,6281	20,863	0,491	6.811	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-11143	2024	2,6169	20,479	0,488	6.813	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-11143	2025	2,6170	20,669	0,489	6.812	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-11144	2024	2,6058	20,303	0,486	6.814	0,000	1,0288	0,611	0,000	-
IT-11144	2025	2,6059	20,491	0,487	6.813	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-11145	2024	2,6044	20,140	0,486	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-11145	2025	2,6051	20,327	0,487	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-11146	2024	2,6038	20,140	0,486	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-11146	2025	2,6044	20,327	0,487	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-11147	2024	2,6022	20,140	0,486	6.823	0,000	1,0303	0,612	0,000	-
IT-11147	2025	2,6038	20,327	0,487	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-11150	2024	3,2016	58,315	0,587	3.914	0,000	1,5478	0,919	0,000	-
IT-11151	2024	3,1979	56,483	0,587	3.914	0,000	1,5369	0,913	0,000	-
IT-11151	2025	3,1979	57,032	0,589	3.914	0,000	1,5369	0,913	0,000	-
IT-11152	2024	3,1942	54,913	0,587	3.914	0,000	1,5260	0,906	0,000	-
IT-11152	2025	3,1942	55,446	0,588	3.914	0,000	1,5260	0,906	0,000	-
IT-11153	2024	3,1869	52,360	0,586	3.915	0,000	1,5044	0,894	0,000	-
IT-11153	2025	3,1869	52,867	0,587	3.915	0,000	1,5044	0,894	0,000	-
IT-11154	2024	3,1832	51,309	0,586	3.915	0,000	1,4937	0,887	0,000	-
IT-11154	2025	3,1832	51,806	0,587	3.915	0,000	1,4936	0,887	0,000	-
IT-11155	2024	3,1722	48,783	0,584	3.916	0,000	1,4628	0,869	0,000	-
IT-11155	2025	3,1722	49,255	0,586	3.916	0,000	1,4623	0,869	0,000	-
IT-11156	2024	3,1685	48,101	0,584	3.916	0,000	1,4529	0,863	0,000	-
IT-11156	2025	3,1685	48,565	0,586	3.916	0,000	1,4521	0,863	0,000	-
IT-11157	2024	3,1649	47,479	0,584	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-11157	2025	3,1649	47,938	0,585	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-11158	2024	3,1612	46,912	0,583	3.917	0,000	1,4324	0,851	0,000	-
IT-11158	2025	3,1612	47,364	0,585	3.917	0,000	1,4315	0,850	0,000	-
IT-11159	2024	3,1575	46,390	0,583	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-11159	2025	3,1576	46,838	0,584	3.917	0,000	1,4217	0,845	0,000	-
IT-11160	2024	3,1573	45,911	0,583	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-11160	2025	3,1575	46,354	0,584	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-11161	2024	3,1566	45,907	0,583	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-11161	2025	3,1571	46,350	0,584	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-11162	2024	3,1566	45,907	0,583	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-11162	2025	3,1566	46,350	0,584	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-11163	2024	3,1559	45,907	0,582	3.919	0,000	1,4275	0,848	0,000	-
IT-11163	2025	3,1566	46,350	0,584	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-11170	2024	2,8761	39,966	0,534	4.215	0,000	1,2250	0,728	0,000	-
IT-11171	2024	2,8727	38,851	0,533	4.215	0,000	1,2164	0,723	0,000	-
IT-11171	2025	2,8727	39,224	0,534	4.215	0,000	1,2164	0,723	0,000	-
IT-11172	2024	2,8694	37,896	0,533	4.216	0,000	1,2078	0,717	0,000	-
IT-11172	2025	2,8694	38,258	0,534	4.216	0,000	1,2078	0,717	0,000	-
IT-11173	2024	2,8661	37,067	0,533	4.216	0,000	1,1993	0,712	0,000	-
IT-11173	2025	2,8661	37,422	0,534	4.216	0,000	1,1993	0,712	0,000	-
IT-11174	2024	2,8629	36,342	0,532	4.216	0,000	1,1907	0,707	0,000	-
IT-11174	2025	2,8629	36,690	0,533	4.216	0,000	1,1907	0,707	0,000	-
IT-11175	2024	2,8596	35,703	0,532	4.216	0,000	1,1822	0,702	0,000	-
IT-11175	2025	2,8596	36,043	0,533	4.216	0,000	1,1822	0,702	0,000	-
IT-11176	2024	2,8563	35,134	0,531	4.217	0,000	1,1738	0,697	0,000	-
IT-11176	2025	2,8563	35,469	0,533	4.217	0,000	1,1737	0,697	0,000	-
IT-11177	2024	2,8530	34,624	0,531	4.217	0,000	1,1655	0,692	0,000	-
IT-11177	2025	2,8530	34,954	0,532	4.217	0,000	1,1653	0,692	0,000	-
IT-11178	2024	2,8497	34,166	0,531	4.217	0,000	1,1574	0,688	0,000	-
IT-11178	2025	2,8498	34,491	0,532	4.217	0,000	1,1571	0,687	0,000	-
IT-11179	2024	2,8465	33,750	0,530	4.217	0,000	1,1494	0,683	0,000	-
IT-11179	2025	2,8465	34,072	0,532	4.217	0,000	1,1490	0,682	0,000	-
IT-11180	2024	2,8432	33,373	0,530	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-11180	2025	2,8432	33,690	0,531	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-11181	2024	2,8400	33,027	0,530	4.218	0,000	1,1331	0,673	0,000	-
IT-11181	2025	2,8400	33,341	0,531	4.218	0,000	1,1325	0,673	0,000	-
IT-11182	2024	2,8367	32,710	0,529	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-11182	2025	2,8367	33,021	0,530	4.218	0,000	1,1247	0,668	0,000	-
IT-11183	2024	2,8366	32,418	0,529	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-11183	2025	2,8367	32,726	0,530	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-11184	2024	2,8364	32,416	0,529	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-11184	2025	2,8366	32,724	0,530	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-11185	2024	2,8362	32,416	0,529	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-11185	2025	2,8364	32,724	0,530	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-11186	2024	2,8358	32,416	0,529	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-11186	2025	2,8362	32,724	0,530	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-11187	2024	2,8352	32,416	0,529	4.220	0,000	1,1299	0,671	0,000	-
IT-11187	2025	2,8358	32,724	0,530	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-11194	2024	2,7215	34,603	0,507	5.157	0,000	1,0881	0,646	0,000	-
IT-11195	2024	2,7183	33,869	0,507	5.157	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-11195	2025	2,7183	34,193	0,508	5.157	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-11196	2024	2,7152	33,239	0,507	5.157	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-11196	2025	2,7152	33,557	0,508	5.157	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-11197	2024	2,7121	32,693	0,506	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-11197	2025	2,7121	33,005	0,508	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-11198	2024	2,7090	32,215	0,506	5.158	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-11198	2025	2,7090	32,523	0,507	5.158	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-11199	2024	2,7059	31,794	0,506	5.158	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-11199	2025	2,7059	32,097	0,507	5.158	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-11200	2024	2,7028	31,419	0,505	5.158	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-11200	2025	2,7028	31,718	0,506	5.158	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-11201	2024	2,6997	31,083	0,505	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-11201	2025	2,6997	31,379	0,506	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-11202	2024	2,6966	30,781	0,505	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-11202	2025	2,6966	31,074	0,506	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-11203	2024	2,6935	30,507	0,504	5.159	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-11203	2025	2,6935	30,797	0,505	5.159	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-11204	2024	2,6905	30,258	0,504	5.160	0,000	1,0125	0,601	0,000	-
IT-11204	2025	2,6905	30,546	0,505	5.160	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-11205	2024	2,6874	30,030	0,504	5.160	0,000	1,0055	0,597	0,000	-
IT-11205	2025	2,6874	30,315	0,505	5.160	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-11206	2024	2,6843	29,820	0,503	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11206	2025	2,6843	30,104	0,504	5.160	0,000	0,9981	0,593	0,000	-
IT-11207	2024	2,6843	29,628	0,503	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11207	2025	2,6843	29,910	0,504	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11208	2024	2,6842	29,627	0,503	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11208	2025	2,6843	29,909	0,504	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11209	2024	2,6842	29,627	0,503	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-11209	2025	2,6842	29,909	0,504	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11210	2024	2,6840	29,627	0,503	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-11210	2025	2,6842	29,908	0,504	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-11211	2024	2,6838	29,627	0,503	5.161	0,000	1,0018	0,595	0,000	-
IT-11211	2025	2,6840	29,908	0,504	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-11218	2024	2,7215	30,892	0,507	5.626	0,000	1,0881	0,646	0,000	-
IT-11219	2024	2,7183	30,296	0,507	5.626	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-11219	2025	2,7183	30,584	0,508	5.626	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-11220	2024	2,7152	29,785	0,507	5.626	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-11220	2025	2,7152	30,068	0,508	5.626	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-11221	2024	2,7121	29,342	0,506	5.627	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-11221	2025	2,7121	29,621	0,508	5.627	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-11222	2024	2,7090	28,954	0,506	5.627	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-11222	2025	2,7090	29,229	0,507	5.627	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-11223	2024	2,7028	28,307	0,505	5.627	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-11223	2025	2,7028	28,576	0,506	5.627	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-11224	2024	2,6997	28,035	0,505	5.628	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-11224	2025	2,6997	28,301	0,506	5.628	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-11225	2024	2,6935	27,567	0,504	5.628	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-11225	2025	2,6935	27,828	0,505	5.628	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-11226	2024	2,6905	27,365	0,504	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-11226	2025	2,6905	27,624	0,505	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-11227	2024	2,6874	27,180	0,504	5.629	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-11227	2025	2,6874	27,437	0,505	5.629	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-11228	2024	2,6843	27,010	0,503	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-11228	2025	2,6844	27,266	0,504	5.629	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-11229	2024	2,6843	26,854	0,503	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11229	2025	2,6843	27,108	0,504	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-11230	2024	2,6843	26,853	0,503	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11230	2025	2,6843	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11231	2024	2,6842	26,853	0,503	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11231	2025	2,6843	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11232	2024	2,6842	26,853	0,503	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-11232	2025	2,6842	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11233	2024	2,6840	26,853	0,503	5.630	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-11233	2025	2,6842	27,107	0,504	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-11240	2024	2,7183	29,747	0,507	6.095	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-11240	2025	2,7183	30,030	0,508	6.095	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-11241	2024	2,7152	29,276	0,507	6.095	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-11241	2025	2,7152	29,554	0,508	6.095	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-11242	2024	2,7121	28,866	0,506	6.095	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-11242	2025	2,7121	29,140	0,508	6.095	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-11243	2024	2,7090	28,508	0,506	6.096	0,000	1,0576	0,628	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-11243	2025	2,7090	28,779	0,507	6.096	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-11244	2024	2,7059	28,192	0,506	6.096	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-11244	2025	2,7059	28,460	0,507	6.096	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-11245	2024	2,6997	27,660	0,505	6.097	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-11245	2025	2,6997	27,922	0,506	6.097	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-11246	2024	2,6935	27,228	0,504	6.097	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-11246	2025	2,6935	27,486	0,505	6.097	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-11247	2024	2,6905	27,041	0,504	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-11247	2025	2,6905	27,297	0,505	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-11248	2024	2,6874	26,871	0,504	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-11248	2025	2,6874	27,125	0,505	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-11249	2024	2,6844	26,714	0,503	6.098	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-11249	2025	2,6844	26,966	0,504	6.098	0,000	0,9975	0,593	0,000	-
IT-11250	2024	2,6843	26,569	0,503	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11250	2025	2,6843	26,820	0,504	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11251	2024	2,6842	26,569	0,503	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11251	2025	2,6843	26,820	0,504	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11252	2024	2,6840	26,569	0,503	6.099	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-11252	2025	2,6842	26,820	0,504	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11253	2024	2,9353	50,469	0,737	3.883	0,000	0,9866	2,890	0,000	-
IT-11253	2025	2,9353	50,957	0,738	3.883	0,000	0,9866	2,890	0,000	-
IT-11254	2024	2,9319	49,053	0,736	3.883	0,000	0,9834	2,880	0,000	-
IT-11254	2025	2,9319	49,527	0,737	3.883	0,000	0,9834	2,880	0,000	-
IT-11255	2024	2,9217	45,804	0,733	3.884	0,000	0,9738	2,852	0,000	-
IT-11255	2025	2,9217	46,245	0,734	3.884	0,000	0,9737	2,852	0,000	-
IT-11256	2024	2,9047	42,350	0,729	3.885	0,000	0,9592	2,810	0,000	-
IT-11256	2025	2,9047	42,758	0,730	3.885	0,000	0,9592	2,810	0,000	-
IT-11261	2024	2,8486	38,504	0,713	4.185	0,000	1,0136	2,969	0,000	-
IT-11262	2024	2,8453	37,458	0,712	4.185	0,000	1,0065	2,948	0,000	-
IT-11262	2025	2,8453	37,816	0,713	4.185	0,000	1,0065	2,948	0,000	-
IT-11263	2024	2,8387	35,784	0,711	4.186	0,000	0,9923	2,906	0,000	-
IT-11263	2025	2,8387	36,125	0,712	4.186	0,000	0,9923	2,906	0,000	-
IT-11264	2024	2,8354	35,104	0,710	4.186	0,000	0,9852	2,886	0,000	-
IT-11264	2025	2,8354	35,438	0,711	4.186	0,000	0,9852	2,886	0,000	-
IT-11265	2024	2,8289	33,969	0,709	4.186	0,000	0,9712	2,845	0,000	-
IT-11265	2025	2,8289	34,293	0,710	4.186	0,000	0,9711	2,844	0,000	-
IT-11266	2024	2,8158	32,317	0,707	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-
IT-11266	2025	2,8158	32,623	0,708	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-
IT-11267	2024	2,8126	31,992	0,706	4.188	0,000	0,9375	2,746	0,000	-
IT-11267	2025	2,8126	32,296	0,707	4.188	0,000	0,9370	2,745	0,000	-
IT-11268	2024	2,8093	31,694	0,705	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-11268	2025	2,8094	31,995	0,706	4.188	0,000	0,9305	2,725	0,000	-
IT-11269	2024	2,8092	31,421	0,705	4.188	0,000	0,9317	2,729	0,000	-
IT-11269	2025	2,8093	31,719	0,706	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-11274	2024	2,6717	32,591	0,670	5.173	0,000	0,8965	2,626	0,000	-
IT-11275	2024	2,6687	31,886	0,670	5.174	0,000	0,8902	2,607	0,000	-
IT-11275	2025	2,6687	32,190	0,671	5.174	0,000	0,8902	2,607	0,000	-
IT-11276	2024	2,6625	30,757	0,669	5.174	0,000	0,8776	2,571	0,000	-
IT-11276	2025	2,6625	31,050	0,670	5.174	0,000	0,8776	2,571	0,000	-
IT-11277	2024	2,6595	30,299	0,668	5.174	0,000	0,8714	2,552	0,000	-
IT-11277	2025	2,6595	30,587	0,669	5.174	0,000	0,8714	2,552	0,000	-
IT-11278	2024	2,6534	29,534	0,667	5.175	0,000	0,8589	2,516	0,000	-
IT-11278	2025	2,6534	29,815	0,668	5.175	0,000	0,8589	2,516	0,000	-
IT-11279	2024	2,6384	28,201	0,664	5.176	0,000	0,8285	2,427	0,000	-
IT-11279	2025	2,6384	28,469	0,665	5.176	0,000	0,8281	2,426	0,000	-
IT-11280	2024	2,6354	28,000	0,664	5.176	0,000	0,8227	2,410	0,000	-
IT-11280	2025	2,6354	28,266	0,664	5.176	0,000	0,8224	2,409	0,000	-
IT-11283	2024	2,9890	61,259	0,779	3.965	0,000	1,1201	1,204	0,000	-
IT-11287	2024	2,6885	46,306	0,705	4.265	0,000	0,8877	0,954	0,000	-
IT-11288	2024	2,6793	42,493	0,703	4.265	0,000	0,8691	0,934	0,000	-
IT-11288	2025	2,6793	42,902	0,704	4.265	0,000	0,8691	0,934	0,000	-
IT-11289	2024	2,6763	41,540	0,702	4.265	0,000	0,8629	0,928	0,000	-
IT-11289	2025	2,6763	41,939	0,703	4.265	0,000	0,8629	0,928	0,000	-
IT-11296	2024	2,5446	38,057	0,669	5.216	0,000	0,7886	0,848	0,000	-
IT-11297	2024	2,5417	37,176	0,668	5.216	0,000	0,7831	0,842	0,000	-
IT-11297	2025	2,5417	37,534	0,669	5.216	0,000	0,7831	0,842	0,000	-
IT-11298	2024	2,5388	36,422	0,668	5.217	0,000	0,7776	0,836	0,000	-
IT-11298	2025	2,5388	36,771	0,668	5.217	0,000	0,7776	0,836	0,000	-
IT-11299	2024	2,5359	35,768	0,667	5.217	0,000	0,7721	0,830	0,000	-
IT-11299	2025	2,5359	36,111	0,668	5.217	0,000	0,7721	0,830	0,000	-
IT-11300	2024	2,5330	35,195	0,667	5.217	0,000	0,7666	0,824	0,000	-
IT-11300	2025	2,5330	35,533	0,667	5.217	0,000	0,7666	0,824	0,000	-
IT-11301	2024	2,5159	32,851	0,663	5.218	0,000	0,7340	0,789	0,000	-
IT-11301	2025	2,5159	33,165	0,664	5.218	0,000	0,7339	0,789	0,000	-
IT-11302	2024	2,5131	32,578	0,662	5.218	0,000	0,7289	0,784	0,000	-
IT-11302	2025	2,5131	32,889	0,663	5.218	0,000	0,7286	0,783	0,000	-
IT-11303	2024	2,5102	32,327	0,662	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-11303	2025	2,5102	32,636	0,663	5.219	0,000	0,7235	0,778	0,000	-
IT-11304	2024	2,5102	32,097	0,662	5.219	0,000	0,7242	0,778	0,000	-
IT-11304	2025	2,5102	32,403	0,663	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-
IT-11309	2024	2,5100	33,657	0,660	5.709	0,000	0,7752	0,833	0,000	-
IT-11310	2024	2,5071	32,933	0,659	5.709	0,000	0,7697	0,827	0,000	-
IT-11310	2025	2,5071	33,248	0,660	5.709	0,000	0,7697	0,827	0,000	-
IT-11311	2024	2,5015	31,775	0,658	5.709	0,000	0,7589	0,816	0,000	-
IT-11311	2025	2,5015	32,078	0,659	5.709	0,000	0,7589	0,816	0,000	-
IT-11312	2024	2,4986	31,304	0,658	5.709	0,000	0,7535	0,810	0,000	-
IT-11312	2025	2,4986	31,602	0,658	5.709	0,000	0,7535	0,810	0,000	-
IT-11313	2024	2,4790	29,152	0,654	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-11313	2025	2,4790	29,429	0,654	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-11314	2024	2,4762	28,946	0,653	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-11314	2025	2,4762	29,221	0,654	5.711	0,000	0,7108	0,764	0,000	-
IT-11315	2024	2,4762	28,756	0,653	5.711	0,000	0,7115	0,765	0,000	-
IT-11315	2025	2,4762	29,029	0,654	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-11319	2024	3,9232	45,242	0,712	4.779	0,000	2,1137	1,256	0,000	-
IT-11319	2025	3,9236	45,678	0,714	4.779	0,000	2,1135	1,255	0,000	-
IT-11320	2024	3,9061	44,583	0,709	4.780	0,000	2,0980	1,246	0,000	-
IT-11320	2025	3,9066	45,013	0,711	4.779	0,000	2,0976	1,246	0,000	-
IT-11321	2024	3,8891	43,981	0,706	4.781	0,000	2,0825	1,237	0,000	-
IT-11321	2025	3,8897	44,405	0,708	4.780	0,000	2,0820	1,237	0,000	-
IT-11322	2024	3,8720	43,427	0,703	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-11322	2025	3,8728	43,845	0,705	4.782	0,000	2,0667	1,228	0,000	-
IT-11323	2024	3,8709	42,919	0,703	4.784	0,000	2,0680	1,228	0,000	-
IT-11323	2025	3,8720	43,332	0,705	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-11324	2024	3,8678	42,915	0,702	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-11324	2025	3,8696	43,328	0,705	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-11325	2024	3,8656	42,915	0,702	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-11325	2025	3,8678	43,328	0,704	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-11326	2024	3,8627	42,914	0,701	4.794	0,000	2,0707	1,230	0,000	-
IT-11326	2025	3,8656	43,327	0,704	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-11327	2024	3,7008	33,797	0,675	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-11327	2025	3,7009	34,119	0,677	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-11328	2024	3,6376	31,335	0,665	5.257	0,000	1,8326	1,089	0,000	-
IT-11328	2025	3,6379	31,633	0,666	5.256	0,000	1,8325	1,089	0,000	-
IT-11329	2024	3,6215	30,851	0,662	5.258	0,000	1,8182	1,080	0,000	-
IT-11329	2025	3,6223	31,143	0,664	5.257	0,000	1,8177	1,080	0,000	-
IT-11330	2024	3,6057	30,406	0,659	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-11330	2025	3,6063	30,694	0,661	5.259	0,000	1,8035	1,071	0,000	-
IT-11331	2024	3,6050	29,998	0,659	5.261	0,000	1,8044	1,072	0,000	-
IT-11331	2025	3,6057	30,281	0,661	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-11332	2024	3,6027	29,995	0,659	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-11332	2025	3,6040	30,278	0,661	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-11333	2024	3,6011	29,994	0,658	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-11333	2025	3,6027	30,278	0,660	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-11334	2024	3,5990	29,994	0,658	5.270	0,000	1,8069	1,073	0,000	-
IT-11334	2025	3,6011	30,278	0,660	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-11335	2024	3,4004	27,180	0,618	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-11335	2025	3,4005	27,437	0,620	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-11336	2024	3,3569	26,144	0,611	5.968	0,000	1,7532	1,041	0,000	-
IT-11336	2025	3,3571	26,391	0,613	5.968	0,000	1,7533	1,041	0,000	-
IT-11337	2024	3,3426	25,858	0,609	5.969	0,000	1,7340	1,030	0,000	-
IT-11337	2025	3,3428	26,102	0,611	5.969	0,000	1,7341	1,030	0,000	-
IT-11338	2024	3,3281	25,595	0,607	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-11338	2025	3,3287	25,836	0,608	5.970	0,000	1,7151	1,019	0,000	-
IT-11339	2024	3,3276	25,354	0,607	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-11339	2025	3,3281	25,592	0,608	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-11340	2024	3,3264	25,352	0,606	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-11340	2025	3,3271	25,591	0,608	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-11341	2024	3,3243	25,351	0,606	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-11341	2025	3,3264	25,591	0,608	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-11342	2024	3,3228	25,351	0,605	5.980	0,000	1,7183	1,021	0,000	-
IT-11342	2025	3,3243	25,590	0,608	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-11343	2024	3,0605	24,566	0,561	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-11343	2025	3,0606	24,797	0,562	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-11344	2024	3,0474	24,162	0,559	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-11344	2025	3,0475	24,389	0,560	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-11345	2024	3,0084	23,167	0,552	6.056	0,000	1,4387	0,855	0,000	-
IT-11345	2025	3,0085	23,384	0,554	6.056	0,000	1,4388	0,855	0,000	-
IT-11346	2024	2,9956	22,892	0,550	6.057	0,000	1,4229	0,845	0,000	-
IT-11346	2025	2,9957	23,106	0,552	6.057	0,000	1,4230	0,845	0,000	-
IT-11347	2024	2,9828	22,639	0,548	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-11347	2025	2,9830	22,851	0,550	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-11348	2024	2,9821	22,407	0,548	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-11348	2025	2,9828	22,616	0,550	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-11349	2024	2,9816	22,405	0,548	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-11349	2025	2,9821	22,614	0,550	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-11350	2024	2,9810	22,405	0,548	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-11350	2025	2,9816	22,614	0,550	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-11351	2024	2,9791	22,405	0,548	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-11351	2025	2,9810	22,614	0,549	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-11352	2024	2,9777	22,404	0,547	6.069	0,000	1,4100	0,838	0,000	-
IT-11352	2025	2,9791	22,614	0,549	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-11353	2024	2,6280	20,671	0,490	6.812	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-11353	2025	2,6281	20,863	0,491	6.811	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-11354	2024	2,6169	20,479	0,488	6.813	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-11354	2025	2,6170	20,669	0,489	6.812	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-11355	2024	2,6058	20,303	0,486	6.814	0,000	1,0288	0,611	0,000	-
IT-11355	2025	2,6059	20,491	0,487	6.813	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-11356	2024	2,6044	20,140	0,486	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-11356	2025	2,6051	20,327	0,487	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-11357	2024	2,6038	20,140	0,486	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-11357	2025	2,6044	20,327	0,487	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-11358	2024	2,6022	20,140	0,486	6.823	0,000	1,0303	0,612	0,000	-
IT-11358	2025	2,6038	20,327	0,487	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-11359	2024	3,1649	47,479	0,584	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-11359	2025	3,1649	47,938	0,585	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-11360	2024	3,1612	46,912	0,583	3.917	0,000	1,4324	0,851	0,000	-
IT-11360	2025	3,1612	47,364	0,585	3.917	0,000	1,4315	0,850	0,000	-
IT-11361	2024	3,1575	46,390	0,583	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-11361	2025	3,1576	46,838	0,584	3.917	0,000	1,4217	0,845	0,000	-
IT-11362	2024	3,1573	45,911	0,583	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-11362	2025	3,1575	46,354	0,584	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-11363	2024	3,1566	45,907	0,583	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-11363	2025	3,1571	46,350	0,584	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-11364	2024	3,1566	45,907	0,583	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-11364	2025	3,1566	46,350	0,584	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-11365	2024	3,1559	45,907	0,582	3.919	0,000	1,4275	0,848	0,000	-
IT-11365	2025	3,1566	46,350	0,584	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-11366	2024	2,8497	34,166	0,531	4.217	0,000	1,1574	0,688	0,000	-
IT-11366	2025	2,8498	34,491	0,532	4.217	0,000	1,1571	0,687	0,000	-
IT-11367	2024	2,8465	33,750	0,530	4.217	0,000	1,1494	0,683	0,000	-
IT-11367	2025	2,8465	34,072	0,532	4.217	0,000	1,1490	0,682	0,000	-
IT-11368	2024	2,8432	33,373	0,530	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-11368	2025	2,8432	33,690	0,531	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-11369	2024	2,8400	33,027	0,530	4.218	0,000	1,1331	0,673	0,000	-
IT-11369	2025	2,8400	33,341	0,531	4.218	0,000	1,1325	0,673	0,000	-
IT-11370	2024	2,8367	32,710	0,529	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-11370	2025	2,8367	33,021	0,530	4.218	0,000	1,1247	0,668	0,000	-
IT-11371	2024	2,8366	32,418	0,529	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-11371	2025	2,8367	32,726	0,530	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-11372	2024	2,8364	32,416	0,529	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-11372	2025	2,8366	32,724	0,530	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-11373	2024	2,8362	32,416	0,529	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-11373	2025	2,8364	32,724	0,530	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-11374	2024	2,8358	32,416	0,529	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-11374	2025	2,8362	32,724	0,530	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-11375	2024	2,8352	32,416	0,529	4.220	0,000	1,1299	0,671	0,000	-
IT-11375	2025	2,8358	32,724	0,530	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-11376	2024	2,6905	30,258	0,504	5.160	0,000	1,0125	0,601	0,000	-
IT-11376	2025	2,6905	30,546	0,505	5.160	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-11377	2024	2,6874	30,030	0,504	5.160	0,000	1,0055	0,597	0,000	-
IT-11377	2025	2,6874	30,315	0,505	5.160	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-11378	2024	2,6843	29,820	0,503	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11378	2025	2,6843	30,104	0,504	5.160	0,000	0,9981	0,593	0,000	-
IT-11379	2024	2,6843	29,628	0,503	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11379	2025	2,6843	29,910	0,504	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11380	2024	2,6842	29,627	0,503	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11380	2025	2,6843	29,909	0,504	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11381	2024	2,6842	29,627	0,503	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-11381	2025	2,6842	29,909	0,504	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11382	2024	2,6840	29,627	0,503	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-11382	2025	2,6842	29,908	0,504	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-11383	2024	2,6838	29,627	0,503	5.161	0,000	1,0018	0,595	0,000	-
IT-11383	2025	2,6840	29,908	0,504	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-11384	2024	2,6905	27,365	0,504	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-11384	2025	2,6905	27,624	0,505	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-11385	2024	2,6874	27,180	0,504	5.629	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-11385	2025	2,6874	27,437	0,505	5.629	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-11386	2024	2,6843	27,010	0,503	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-11386	2025	2,6844	27,266	0,504	5.629	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-11387	2024	2,6843	26,854	0,503	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11387	2025	2,6843	27,108	0,504	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-11388	2024	2,6843	26,853	0,503	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11388	2025	2,6843	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11389	2024	2,6842	26,853	0,503	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11389	2025	2,6843	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11390	2024	2,6842	26,853	0,503	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-11390	2025	2,6842	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11391	2024	2,6840	26,853	0,503	5.630	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-11391	2025	2,6842	27,107	0,504	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-11392	2024	2,6905	27,041	0,504	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-11392	2025	2,6905	27,297	0,505	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-11393	2024	2,6874	26,871	0,504	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-11393	2025	2,6874	27,125	0,505	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-11394	2024	2,6844	26,714	0,503	6.098	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-11394	2025	2,6844	26,966	0,504	6.098	0,000	0,9975	0,593	0,000	-
IT-11395	2024	2,6843	26,569	0,503	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11395	2025	2,6843	26,820	0,504	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11396	2024	2,6842	26,569	0,503	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11396	2025	2,6843	26,820	0,504	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11397	2024	2,6840	26,569	0,503	6.099	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-11397	2025	2,6842	26,820	0,504	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11398	2024	2,8224	33,061	0,708	4.187	0,000	0,9576	2,805	0,000	-
IT-11398	2025	2,8224	33,375	0,709	4.187	0,000	0,9573	2,804	0,000	-
IT-11399	2024	2,8158	32,317	0,707	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-
IT-11399	2025	2,8158	32,623	0,708	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-
IT-11400	2024	2,8126	31,992	0,706	4.188	0,000	0,9375	2,746	0,000	-
IT-11400	2025	2,8126	32,296	0,707	4.188	0,000	0,9370	2,745	0,000	-
IT-11401	2024	2,8093	31,694	0,705	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-11401	2025	2,8094	31,995	0,706	4.188	0,000	0,9305	2,725	0,000	-
IT-11402	2024	2,8092	31,421	0,705	4.188	0,000	0,9317	2,729	0,000	-
IT-11402	2025	2,8093	31,719	0,706	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-11403	2024	2,6384	28,201	0,664	5.176	0,000	0,8285	2,427	0,000	-
IT-11403	2025	2,6384	28,469	0,665	5.176	0,000	0,8281	2,426	0,000	-
IT-11404	2024	2,6354	28,000	0,664	5.176	0,000	0,8227	2,410	0,000	-
IT-11404	2025	2,6354	28,266	0,664	5.176	0,000	0,8224	2,409	0,000	-
IT-11405	2024	2,5159	32,851	0,663	5.218	0,000	0,7340	0,789	0,000	-
IT-11405	2025	2,5159	33,165	0,664	5.218	0,000	0,7339	0,789	0,000	-
IT-11406	2024	2,5131	32,578	0,662	5.218	0,000	0,7289	0,784	0,000	-
IT-11406	2025	2,5131	32,889	0,663	5.218	0,000	0,7286	0,783	0,000	-
IT-11407	2024	2,5102	32,327	0,662	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-
IT-11407	2025	2,5102	32,636	0,663	5.219	0,000	0,7235	0,778	0,000	-
IT-11408	2024	2,5102	32,097	0,662	5.219	0,000	0,7242	0,778	0,000	-
IT-11408	2025	2,5102	32,403	0,663	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-
IT-11409	2024	2,4790	29,152	0,654	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-11409	2025	2,4790	29,429	0,654	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-11410	2024	2,4762	28,946	0,653	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-11410	2025	2,4762	29,221	0,654	5.711	0,000	0,7108	0,764	0,000	-
IT-11411	2024	2,4762	28,756	0,653	5.711	0,000	0,7115	0,765	0,000	-
IT-11411	2025	2,4762	29,029	0,654	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-11412	2024	2,7045	31,980	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11412	2025	2,7045	32,288	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-11413	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11413	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-11414	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11414	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-11415	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11415	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-11416	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11416	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-11417	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11417	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-11418	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11418	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-11419	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11420	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11420	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-11421	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11421	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-11422	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11422	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-11423	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11423	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-11424	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11424	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-11425	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11425	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-11426	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11426	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-11427	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-11427	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-11428	2024	3,4597	28,364	0,627	6.536	0,000	2,3650	0,000	0,000	-
IT-11428	2025	3,4598	28,633	0,629	6.536	0,000	2,3650	0,000	0,000	-
IT-11429	2024	3,0872	25,078	0,565	6.385	0,000	1,9199	0,000	0,000	-
IT-11429	2025	3,0872	25,314	0,566	6.385	0,000	1,9200	0,000	0,000	-
IT-11430	2024	3,0606	24,169	0,561	6.387	0,000	1,8788	0,000	0,000	-
IT-11430	2025	3,0606	24,396	0,562	6.386	0,000	1,8788	0,000	0,000	-
IT-11431	2024	3,0475	23,785	0,559	6.387	0,000	1,8585	0,000	0,000	-
IT-11431	2025	3,0475	24,008	0,560	6.387	0,000	1,8585	0,000	0,000	-
IT-11432	2024	3,0214	23,127	0,554	6.389	0,000	1,8183	0,000	0,000	-
IT-11432	2025	3,0216	23,344	0,556	6.389	0,000	1,8184	0,000	0,000	-
IT-11433	2024	3,0085	22,842	0,552	6.390	0,000	1,7985	0,000	0,000	-
IT-11433	2025	3,0086	23,056	0,554	6.390	0,000	1,7985	0,000	0,000	-
IT-11434	2024	2,7121	31,376	0,506	6.236	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-11434	2025	2,7121	31,675	0,508	6.236	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-11435	2024	2,7059	30,632	0,506	6.237	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-11435	2025	2,7059	30,923	0,507	6.237	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-11436	2024	2,6997	30,044	0,505	6.237	0,000	1,2937	0,000	0,000	-
IT-11436	2025	2,6997	30,329	0,506	6.237	0,000	1,2937	0,000	0,000	-
IT-11437	2024	2,7121	28,041	0,506	7.127	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-11437	2025	2,7121	28,307	0,508	7.127	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-11438	2024	2,7090	27,735	0,506	7.127	0,000	1,3220	0,000	0,000	-
IT-11438	2025	2,7090	27,997	0,507	7.127	0,000	1,3220	0,000	0,000	-
IT-11439	2024	2,6966	26,814	0,505	7.129	0,000	1,2843	0,000	0,000	-
IT-11439	2025	2,6966	27,068	0,506	7.129	0,000	1,2843	0,000	0,000	-
IT-11440	2024	2,6905	26,479	0,504	7.130	0,000	1,2655	0,000	0,000	-
IT-11440	2025	2,6905	26,729	0,505	7.130	0,000	1,2655	0,000	0,000	-
IT-11442	2024	2,7121	32,693	0,506	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-11442	2025	2,7121	33,005	0,508	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-11452	2024	2,7323	15,688	0,507	7.042	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-11452	2025	2,7323	15,830	0,508	7.042	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-11453	2024	2,7203	15,686	0,505	7.043	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-11453	2025	2,7203	15,829	0,506	7.043	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-11454	2024	2,7085	15,685	0,503	7.044	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-11454	2025	2,7085	15,827	0,504	7.044	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-11455	2024	2,6170	15,673	0,488	7.050	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-11455	2025	2,6170	15,815	0,489	7.050	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-11457	2024	3,8696	42,916	0,703	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-11457	2025	3,8709	43,329	0,705	4.784	0,000	2,0680	1,228	0,000	-
IT-11458	2024	3,8678	42,916	0,702	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-11458	2025	3,8696	43,329	0,705	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-11459	2024	3,8656	42,915	0,702	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-11459	2025	3,8678	43,328	0,704	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-11460	2024	3,6040	29,995	0,659	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-11460	2025	3,6050	30,279	0,661	5.261	0,000	1,8044	1,072	0,000	-
IT-11461	2024	3,6027	29,995	0,659	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-11461	2025	3,6040	30,279	0,661	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-11462	2024	3,6011	29,995	0,658	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-11462	2025	3,6027	30,279	0,660	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-11463	2024	3,3271	25,352	0,606	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-11463	2025	3,3276	25,591	0,608	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-11464	2024	3,3264	25,352	0,606	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-11464	2025	3,3271	25,591	0,608	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-11465	2024	3,3243	25,352	0,606	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-11465	2025	3,3264	25,591	0,608	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-11466	2024	2,9816	22,405	0,548	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-11466	2025	2,9821	22,615	0,550	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-11467	2024	2,9810	22,405	0,548	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-11467	2025	2,9816	22,615	0,550	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-11468	2024	2,9791	22,405	0,548	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-11468	2025	2,9810	22,615	0,549	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-11469	2024	2,6051	20,141	0,486	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-11469	2025	2,6054	20,327	0,487	6.815	0,000	1,0288	0,611	0,000	-
IT-11470	2024	2,6044	20,140	0,486	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-11470	2025	2,6051	20,327	0,487	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-11471	2024	2,6038	20,140	0,486	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-11471	2025	2,6044	20,327	0,487	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-11472	2024	3,1571	45,908	0,583	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-11472	2025	3,1573	46,351	0,584	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-11473	2024	3,1566	45,908	0,583	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-11473	2025	3,1571	46,351	0,584	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-11474	2024	3,1566	45,908	0,583	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-11474	2025	3,1566	46,351	0,584	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-11475	2024	2,8364	32,417	0,529	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-11475	2025	2,8366	32,725	0,530	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-11476	2024	2,8362	32,416	0,529	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-11476	2025	2,8364	32,724	0,530	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-11477	2024	2,8358	32,416	0,529	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-11477	2025	2,8362	32,724	0,530	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-11478	2024	2,6842	29,627	0,503	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11478	2025	2,6843	29,909	0,504	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11479	2024	2,6842	29,627	0,503	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-11479	2025	2,6842	29,909	0,504	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11480	2024	2,6840	29,627	0,503	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-11480	2025	2,6842	29,909	0,504	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-11481	2024	2,6843	26,853	0,503	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11481	2025	2,6843	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11482	2024	2,6842	26,853	0,503	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11482	2025	2,6843	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11483	2024	2,6842	26,853	0,503	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-11483	2025	2,6842	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11484	2024	2,6843	26,569	0,503	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11484	2025	2,6843	26,820	0,504	6.098	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-11485	2024	2,6843	26,569	0,503	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11485	2025	2,6843	26,820	0,504	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11486	2024	2,6842	26,569	0,503	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11486	2025	2,6843	26,820	0,504	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11487	2024	3,8696	42,916	0,703	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-11487	2025	3,8709	43,329	0,705	4.784	0,000	2,0680	1,228	0,000	-
IT-11488	2024	3,8678	42,916	0,702	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-11488	2025	3,8696	43,329	0,705	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-11489	2024	3,8656	42,915	0,702	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-11489	2025	3,8678	43,328	0,704	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-11490	2024	3,6040	29,995	0,659	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-11490	2025	3,6050	30,279	0,661	5.261	0,000	1,8044	1,072	0,000	-
IT-11491	2024	3,6027	29,995	0,659	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-11491	2025	3,6040	30,279	0,661	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-11492	2024	3,6011	29,995	0,658	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-11492	2025	3,6027	30,279	0,660	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-11493	2024	3,3271	25,352	0,606	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-11493	2025	3,3276	25,591	0,608	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-11494	2024	3,3264	25,352	0,606	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-11494	2025	3,3271	25,591	0,608	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-11495	2024	3,3243	25,352	0,606	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-11495	2025	3,3264	25,591	0,608	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-11496	2024	2,9816	22,405	0,548	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-11496	2025	2,9821	22,615	0,550	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-11497	2024	2,9810	22,405	0,548	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-11497	2025	2,9816	22,615	0,550	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-11498	2024	2,9791	22,405	0,548	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-11498	2025	2,9810	22,615	0,549	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-11499	2024	2,6051	20,141	0,486	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-11499	2025	2,6054	20,327	0,487	6.815	0,000	1,0288	0,611	0,000	-
IT-11500	2024	2,6044	20,140	0,486	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-11500	2025	2,6051	20,327	0,487	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-11501	2024	2,6038	20,140	0,486	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-11501	2025	2,6044	20,327	0,487	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-11502	2024	3,1571	45,908	0,583	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-11502	2025	3,1573	46,351	0,584	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-11503	2024	3,1566	45,908	0,583	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-11503	2025	3,1571	46,351	0,584	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-11504	2024	3,1566	45,908	0,583	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-11504	2025	3,1566	46,351	0,584	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-11505	2024	2,8364	32,417	0,529	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-11505	2025	2,8366	32,725	0,530	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-11506	2024	2,8362	32,416	0,529	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-11506	2025	2,8364	32,724	0,530	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-11507	2024	2,8358	32,416	0,529	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-11507	2025	2,8362	32,724	0,530	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-11508	2024	2,6842	29,627	0,503	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11508	2025	2,6843	29,909	0,504	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11509	2024	2,6842	29,627	0,503	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-11509	2025	2,6842	29,909	0,504	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11510	2024	2,6840	29,627	0,503	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-11510	2025	2,6842	29,909	0,504	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-11511	2024	2,6843	26,853	0,503	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11511	2025	2,6843	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11512	2024	2,6842	26,853	0,503	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11512	2025	2,6843	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11513	2024	2,6842	26,853	0,503	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-11513	2025	2,6842	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11514	2024	2,6843	26,569	0,503	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11514	2025	2,6843	26,820	0,504	6.098	0,000	0,9978	0,593	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-11515	2024	2,6843	26,569	0,503	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11515	2025	2,6843	26,820	0,504	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-11516	2024	2,6842	26,569	0,503	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-11516	2025	2,6843	26,820	0,504	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-11517	2024	2,6905	29,361	0,504	6.238	0,000	1,2655	0,000	0,000	-
IT-11517	2025	2,6905	29,640	0,505	6.238	0,000	1,2655	0,000	0,000	-
IT-11519	2024	3,1571	45,908	0,583	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-11519	2025	3,1573	46,351	0,584	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-11523	2024	3,1758	49,537	0,585	3.916	0,000	1,4730	0,875	0,000	-
IT-11523	2025	3,1759	50,016	0,586	3.916	0,000	1,4725	0,875	0,000	-
IT-11524	2024	2,6656	31,281	0,669	5.174	0,000	0,8839	2,589	0,000	-
IT-11524	2025	2,6656	31,579	0,670	5.174	0,000	0,8839	2,589	0,000	-
IT-11525	2024	2,6997	31,083	0,505	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-11525	2025	2,6997	31,379	0,506	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-11526	2024	2,6966	30,781	0,505	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-11526	2025	2,6966	31,074	0,506	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-11527	2024	2,7059	27,464	0,506	7.128	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-11527	2025	2,7059	27,724	0,507	7.128	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-11529	2024	3,1559	45,907	0,582	3.919	0,000	1,4275	0,848	0,000	-
IT-11529	2025	3,1566	46,351	0,584	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-11530	2024	3,1548	45,906	0,582	3.920	0,000	1,4287	0,849	0,000	-
IT-11530	2025	3,1559	46,350	0,584	3.919	0,000	1,4275	0,848	0,000	-
IT-31044	2024	4,0802	56,046	0,546	4.773	0,000	2,2653	1,346	0,000	-
IT-31045	2024	4,0622	54,110	0,544	4.774	0,000	2,2478	1,335	0,000	-
IT-31045	2025	4,0623	54,634	0,552	4.774	0,000	2,2479	1,335	0,000	-
IT-31046	2024	4,0445	52,450	0,543	4.774	0,000	2,2306	1,325	0,000	-
IT-31046	2025	4,0445	52,958	0,550	4.774	0,000	2,2306	1,325	0,000	-
IT-31047	2024	4,0093	49,751	0,540	4.775	0,000	2,1964	1,305	0,000	-
IT-31047	2025	4,0094	50,232	0,547	4.775	0,000	2,1965	1,305	0,000	-
IT-31048	2024	3,9919	48,639	0,538	4.776	0,000	2,1795	1,295	0,000	-
IT-31048	2025	3,9920	49,109	0,546	4.776	0,000	2,1796	1,295	0,000	-
IT-31049	2024	3,9402	45,965	0,534	4.778	0,000	2,1298	1,265	0,000	-
IT-31049	2025	3,9405	46,409	0,541	4.778	0,000	2,1297	1,265	0,000	-
IT-31050	2024	3,9232	45,242	0,533	4.779	0,000	2,1137	1,256	0,000	-
IT-31050	2025	3,9236	45,678	0,540	4.779	0,000	2,1135	1,255	0,000	-
IT-31051	2024	3,9061	44,583	0,531	4.780	0,000	2,0980	1,246	0,000	-
IT-31051	2025	3,9066	45,013	0,538	4.779	0,000	2,0976	1,246	0,000	-
IT-31052	2024	3,8891	43,981	0,530	4.781	0,000	2,0825	1,237	0,000	-
IT-31052	2025	3,8897	44,405	0,537	4.780	0,000	2,0820	1,237	0,000	-
IT-31053	2024	3,8720	43,427	0,528	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-31053	2025	3,8728	43,845	0,535	4.782	0,000	2,0667	1,228	0,000	-
IT-31054	2024	3,8709	42,919	0,528	4.784	0,000	2,0680	1,228	0,000	-
IT-31054	2025	3,8720	43,332	0,535	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-31055	2024	3,8678	42,915	0,527	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-31055	2025	3,8696	43,328	0,534	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-31056	2024	3,8656	42,915	0,526	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-31056	2025	3,8678	43,328	0,534	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-31057	2024	3,8627	42,914	0,526	4.794	0,000	2,0707	1,230	0,000	-
IT-31057	2025	3,8656	43,327	0,533	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-31064	2024	3,7989	40,543	0,523	5.250	0,000	1,9887	1,181	0,000	-
IT-31065	2024	3,7822	38,987	0,521	5.251	0,000	1,9725	1,172	0,000	-
IT-31065	2025	3,7822	39,361	0,528	5.251	0,000	1,9726	1,172	0,000	-
IT-31066	2024	3,7656	37,653	0,520	5.251	0,000	1,9565	1,162	0,000	-
IT-31066	2025	3,7657	38,014	0,527	5.251	0,000	1,9565	1,162	0,000	-
IT-31067	2024	3,7492	36,497	0,519	5.252	0,000	1,9405	1,153	0,000	-
IT-31067	2025	3,7493	36,846	0,525	5.252	0,000	1,9405	1,153	0,000	-
IT-31068	2024	3,7330	35,485	0,517	5.253	0,000	1,9247	1,143	0,000	-
IT-31068	2025	3,7330	35,824	0,524	5.252	0,000	1,9247	1,143	0,000	-
IT-31069	2024	3,7168	34,592	0,516	5.253	0,000	1,9090	1,134	0,000	-
IT-31069	2025	3,7169	34,921	0,522	5.253	0,000	1,9091	1,134	0,000	-
IT-31070	2024	3,7008	33,797	0,515	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-31070	2025	3,7009	34,119	0,521	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-31071	2024	3,6848	33,086	0,513	5.254	0,000	1,8780	1,116	0,000	-
IT-31071	2025	3,6850	33,400	0,520	5.254	0,000	1,8781	1,116	0,000	-
IT-31072	2024	3,6690	32,445	0,512	5.255	0,000	1,8627	1,106	0,000	-
IT-31072	2025	3,6692	32,753	0,518	5.255	0,000	1,8628	1,107	0,000	-
IT-31073	2024	3,6533	31,865	0,511	5.256	0,000	1,8475	1,097	0,000	-
IT-31073	2025	3,6535	32,167	0,517	5.256	0,000	1,8476	1,097	0,000	-
IT-31074	2024	3,6376	31,335	0,509	5.257	0,000	1,8326	1,089	0,000	-
IT-31074	2025	3,6379	31,633	0,515	5.256	0,000	1,8325	1,089	0,000	-
IT-31075	2024	3,6215	30,851	0,508	5.258	0,000	1,8182	1,080	0,000	-
IT-31075	2025	3,6223	31,143	0,514	5.257	0,000	1,8177	1,080	0,000	-
IT-31076	2024	3,6057	30,406	0,506	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-31076	2025	3,6063	30,694	0,513	5.259	0,000	1,8035	1,071	0,000	-
IT-31077	2024	3,6050	29,998	0,506	5.261	0,000	1,8044	1,072	0,000	-
IT-31077	2025	3,6057	30,281	0,512	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-31078	2024	3,6027	29,995	0,505	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-31078	2025	3,6040	30,278	0,512	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-31079	2024	3,6011	29,994	0,505	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-31079	2025	3,6027	30,278	0,512	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-31080	2024	3,5990	29,994	0,505	5.270	0,000	1,8069	1,073	0,000	-
IT-31080	2025	3,6011	30,278	0,511	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-31087	2024	3,5055	31,589	0,468	5.961	0,000	1,9539	1,161	0,000	-
IT-31088	2024	3,4901	30,670	0,467	5.962	0,000	1,9331	1,148	0,000	-
IT-31088	2025	3,4901	30,962	0,474	5.962	0,000	1,9331	1,148	0,000	-
IT-31089	2024	3,4748	29,881	0,467	5.963	0,000	1,9124	1,136	0,000	-
IT-31089	2025	3,4748	30,165	0,473	5.963	0,000	1,9124	1,136	0,000	-
IT-31090	2024	3,4597	29,198	0,466	5.963	0,000	1,8920	1,124	0,000	-
IT-31090	2025	3,4597	29,475	0,473	5.963	0,000	1,8920	1,124	0,000	-
IT-31091	2024	3,4447	28,599	0,466	5.964	0,000	1,8716	1,112	0,000	-
IT-31091	2025	3,4447	28,871	0,472	5.964	0,000	1,8717	1,112	0,000	-
IT-31092	2024	3,4298	28,071	0,465	5.965	0,000	1,8515	1,100	0,000	-
IT-31092	2025	3,4299	28,337	0,471	5.964	0,000	1,8515	1,100	0,000	-
IT-31093	2024	3,4151	27,601	0,465	5.965	0,000	1,8315	1,088	0,000	-
IT-31093	2025	3,4151	27,862	0,471	5.965	0,000	1,8316	1,088	0,000	-
IT-31094	2024	3,4004	27,180	0,464	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-31094	2025	3,4005	27,437	0,470	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-31095	2024	3,3858	26,801	0,464	5.967	0,000	1,7921	1,064	0,000	-
IT-31095	2025	3,3860	27,054	0,470	5.966	0,000	1,7922	1,065	0,000	-
IT-31096	2024	3,3713	26,457	0,463	5.967	0,000	1,7726	1,053	0,000	-
IT-31096	2025	3,3714	26,707	0,469	5.967	0,000	1,7726	1,053	0,000	-
IT-31097	2024	3,3569	26,144	0,462	5.968	0,000	1,7532	1,041	0,000	-
IT-31097	2025	3,3571	26,391	0,468	5.968	0,000	1,7533	1,041	0,000	-
IT-31098	2024	3,3426	25,858	0,462	5.969	0,000	1,7340	1,030	0,000	-
IT-31098	2025	3,3428	26,102	0,468	5.969	0,000	1,7341	1,030	0,000	-
IT-31099	2024	3,3281	25,595	0,461	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-31099	2025	3,3287	25,836	0,467	5.970	0,000	1,7151	1,019	0,000	-
IT-31100	2024	3,3276	25,354	0,461	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-31100	2025	3,3281	25,592	0,467	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-31101	2024	3,3271	25,352	0,461	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-31101	2025	3,3276	25,591	0,467	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-31102	2024	3,3264	25,352	0,461	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-31102	2025	3,3271	25,591	0,467	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-31103	2024	3,3243	25,351	0,460	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-31103	2025	3,3264	25,591	0,467	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-31104	2024	3,3228	25,351	0,460	5.980	0,000	1,7183	1,021	0,000	-
IT-31104	2025	3,3243	25,590	0,466	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-31111	2024	3,1417	28,400	0,437	6.049	0,000	1,6035	0,952	0,000	-
IT-31112	2024	3,1279	27,516	0,437	6.050	0,000	1,5864	0,942	0,000	-
IT-31112	2025	3,1279	27,777	0,442	6.050	0,000	1,5864	0,942	0,000	-
IT-31113	2024	3,1142	26,758	0,436	6.050	0,000	1,5694	0,932	0,000	-
IT-31113	2025	3,1142	27,011	0,441	6.050	0,000	1,5694	0,932	0,000	-
IT-31114	2024	3,1006	26,101	0,435	6.051	0,000	1,5526	0,922	0,000	-
IT-31114	2025	3,1006	26,348	0,440	6.051	0,000	1,5526	0,922	0,000	-
IT-31115	2024	3,0872	25,526	0,435	6.052	0,000	1,5359	0,912	0,000	-
IT-31115	2025	3,0872	25,767	0,440	6.052	0,000	1,5360	0,912	0,000	-
IT-31116	2024	3,0738	25,018	0,434	6.052	0,000	1,5194	0,903	0,000	-
IT-31116	2025	3,0738	25,254	0,439	6.052	0,000	1,5194	0,903	0,000	-
IT-31117	2024	3,0605	24,566	0,433	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-31117	2025	3,0606	24,797	0,438	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-31118	2024	3,0474	24,162	0,432	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-31118	2025	3,0475	24,389	0,438	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-31119	2024	3,0344	23,798	0,432	6.054	0,000	1,4706	0,874	0,000	-
IT-31119	2025	3,0344	24,021	0,437	6.054	0,000	1,4707	0,874	0,000	-
IT-31120	2024	3,0213	23,467	0,431	6.055	0,000	1,4546	0,864	0,000	-
IT-31120	2025	3,0215	23,687	0,436	6.055	0,000	1,4547	0,864	0,000	-
IT-31121	2024	3,0084	23,167	0,430	6.056	0,000	1,4387	0,855	0,000	-
IT-31121	2025	3,0085	23,384	0,435	6.056	0,000	1,4388	0,855	0,000	-
IT-31122	2024	2,9956	22,892	0,430	6.057	0,000	1,4229	0,845	0,000	-
IT-31122	2025	2,9957	23,106	0,435	6.057	0,000	1,4230	0,845	0,000	-
IT-31123	2024	2,9828	22,639	0,429	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-31123	2025	2,9830	22,851	0,434	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-31124	2024	2,9821	22,407	0,429	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-31124	2025	2,9828	22,616	0,434	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-31125	2024	2,9816	22,405	0,429	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-31125	2025	2,9821	22,614	0,434	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-31126	2024	2,9810	22,405	0,429	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-31126	2025	2,9816	22,614	0,434	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-31127	2024	2,9791	22,405	0,428	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-31127	2025	2,9810	22,614	0,433	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-31128	2024	2,9777	22,404	0,428	6.069	0,000	1,4100	0,838	0,000	-
IT-31128	2025	2,9791	22,614	0,433	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-31135	2024	2,7323	23,699	0,409	6.804	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-31135	2025	2,7323	23,921	0,413	6.804	0,000	1,1597	0,689	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-31136	2024	2,7203	23,171	0,408	6.805	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-31136	2025	2,7203	23,388	0,412	6.805	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-31137	2024	2,7085	22,714	0,407	6.806	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-31137	2025	2,7085	22,927	0,411	6.806	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-31138	2024	2,6967	22,314	0,406	6.807	0,000	1,1228	0,667	0,000	-
IT-31138	2025	2,6967	22,522	0,410	6.807	0,000	1,1228	0,667	0,000	-
IT-31139	2024	2,6851	21,960	0,405	6.807	0,000	1,1107	0,660	0,000	-
IT-31139	2025	2,6851	22,165	0,409	6.807	0,000	1,1107	0,660	0,000	-
IT-31140	2024	2,6620	21,364	0,403	6.809	0,000	1,0869	0,646	0,000	-
IT-31140	2025	2,6620	21,563	0,407	6.809	0,000	1,0869	0,646	0,000	-
IT-31141	2024	2,6393	20,880	0,402	6.811	0,000	1,0634	0,632	0,000	-
IT-31141	2025	2,6394	21,075	0,405	6.810	0,000	1,0634	0,632	0,000	-
IT-31142	2024	2,6280	20,671	0,401	6.812	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-31142	2025	2,6281	20,863	0,404	6.811	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-31143	2024	2,6169	20,479	0,400	6.813	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-31143	2025	2,6170	20,669	0,404	6.812	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-31144	2024	2,6058	20,303	0,399	6.814	0,000	1,0288	0,611	0,000	-
IT-31144	2025	2,6059	20,491	0,403	6.813	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-31145	2024	2,6044	20,140	0,399	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-31145	2025	2,6051	20,327	0,403	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-31146	2024	2,6038	20,140	0,399	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-31146	2025	2,6044	20,327	0,402	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-31147	2024	2,6022	20,140	0,398	6.823	0,000	1,0303	0,612	0,000	-
IT-31147	2025	2,6038	20,327	0,402	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-31150	2024	3,2016	58,315	0,456	3.914	0,000	1,5478	0,919	0,000	-
IT-31151	2024	3,1979	56,483	0,457	3.914	0,000	1,5369	0,913	0,000	-
IT-31151	2025	3,1979	57,032	0,462	3.914	0,000	1,5369	0,913	0,000	-
IT-31152	2024	3,1942	54,913	0,457	3.914	0,000	1,5260	0,906	0,000	-
IT-31152	2025	3,1942	55,446	0,462	3.914	0,000	1,5260	0,906	0,000	-
IT-31153	2024	3,1869	52,360	0,458	3.915	0,000	1,5044	0,894	0,000	-
IT-31153	2025	3,1869	52,867	0,463	3.915	0,000	1,5044	0,894	0,000	-
IT-31154	2024	3,1832	51,309	0,459	3.915	0,000	1,4937	0,887	0,000	-
IT-31154	2025	3,1832	51,806	0,464	3.915	0,000	1,4936	0,887	0,000	-
IT-31155	2024	3,1722	48,783	0,460	3.916	0,000	1,4628	0,869	0,000	-
IT-31155	2025	3,1722	49,255	0,465	3.916	0,000	1,4623	0,869	0,000	-
IT-31156	2024	3,1685	48,101	0,461	3.916	0,000	1,4529	0,863	0,000	-
IT-31156	2025	3,1685	48,565	0,466	3.916	0,000	1,4521	0,863	0,000	-
IT-31157	2024	3,1649	47,479	0,461	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-31157	2025	3,1649	47,938	0,466	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-31158	2024	3,1612	46,912	0,462	3.917	0,000	1,4324	0,851	0,000	-
IT-31158	2025	3,1612	47,364	0,467	3.917	0,000	1,4315	0,850	0,000	-
IT-31159	2024	3,1575	46,390	0,462	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-31159	2025	3,1576	46,838	0,467	3.917	0,000	1,4217	0,845	0,000	-
IT-31160	2024	3,1573	45,911	0,462	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-31160	2025	3,1575	46,354	0,467	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-31161	2024	3,1566	45,907	0,462	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-31161	2025	3,1571	46,350	0,467	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-31162	2024	3,1566	45,907	0,462	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-31162	2025	3,1566	46,350	0,467	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-31163	2024	3,1559	45,907	0,461	3.919	0,000	1,4275	0,848	0,000	-
IT-31163	2025	3,1566	46,350	0,467	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-31170	2024	2,8761	39,966	0,430	4.215	0,000	1,2250	0,728	0,000	-
IT-31171	2024	2,8727	38,851	0,430	4.215	0,000	1,2164	0,723	0,000	-
IT-31171	2025	2,8727	39,224	0,434	4.215	0,000	1,2164	0,723	0,000	-
IT-31172	2024	2,8694	37,896	0,430	4.216	0,000	1,2078	0,717	0,000	-
IT-31172	2025	2,8694	38,258	0,435	4.216	0,000	1,2078	0,717	0,000	-
IT-31173	2024	2,8661	37,067	0,431	4.216	0,000	1,1993	0,712	0,000	-
IT-31173	2025	2,8661	37,422	0,435	4.216	0,000	1,1993	0,712	0,000	-
IT-31174	2024	2,8629	36,342	0,431	4.216	0,000	1,1907	0,707	0,000	-
IT-31174	2025	2,8629	36,690	0,435	4.216	0,000	1,1907	0,707	0,000	-
IT-31175	2024	2,8596	35,703	0,432	4.216	0,000	1,1822	0,702	0,000	-
IT-31175	2025	2,8596	36,043	0,436	4.216	0,000	1,1822	0,702	0,000	-
IT-31176	2024	2,8563	35,134	0,432	4.217	0,000	1,1738	0,697	0,000	-
IT-31176	2025	2,8563	35,469	0,436	4.217	0,000	1,1737	0,697	0,000	-
IT-31177	2024	2,8530	34,624	0,432	4.217	0,000	1,1655	0,692	0,000	-
IT-31177	2025	2,8530	34,954	0,436	4.217	0,000	1,1653	0,692	0,000	-
IT-31178	2024	2,8497	34,166	0,433	4.217	0,000	1,1574	0,688	0,000	-
IT-31178	2025	2,8498	34,491	0,437	4.217	0,000	1,1571	0,687	0,000	-
IT-31179	2024	2,8465	33,750	0,433	4.217	0,000	1,1494	0,683	0,000	-
IT-31179	2025	2,8465	34,072	0,437	4.217	0,000	1,1490	0,682	0,000	-
IT-31180	2024	2,8432	33,373	0,433	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-31180	2025	2,8432	33,690	0,437	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-31181	2024	2,8400	33,027	0,434	4.218	0,000	1,1331	0,673	0,000	-
IT-31181	2025	2,8400	33,341	0,438	4.218	0,000	1,1325	0,673	0,000	-
IT-31182	2024	2,8367	32,710	0,434	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-31182	2025	2,8367	33,021	0,438	4.218	0,000	1,1247	0,668	0,000	-
IT-31183	2024	2,8366	32,418	0,434	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-31183	2025	2,8367	32,726	0,438	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-31184	2024	2,8364	32,416	0,434	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-31184	2025	2,8366	32,724	0,438	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-31185	2024	2,8362	32,416	0,433	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-31185	2025	2,8364	32,724	0,437	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-31186	2024	2,8358	32,416	0,433	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-31186	2025	2,8362	32,724	0,437	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-31187	2024	2,8352	32,416	0,433	4.220	0,000	1,1299	0,671	0,000	-
IT-31187	2025	2,8358	32,724	0,437	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-31194	2024	2,7215	34,603	0,415	5.157	0,000	1,0881	0,646	0,000	-
IT-31195	2024	2,7183	33,869	0,416	5.157	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-31195	2025	2,7183	34,193	0,419	5.157	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-31196	2024	2,7152	33,239	0,416	5.157	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-31196	2025	2,7152	33,557	0,419	5.157	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-31197	2024	2,7121	32,693	0,416	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-31197	2025	2,7121	33,005	0,420	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-31198	2024	2,7090	32,215	0,416	5.158	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-31198	2025	2,7090	32,523	0,420	5.158	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-31199	2024	2,7059	31,794	0,417	5.158	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-31199	2025	2,7059	32,097	0,420	5.158	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-31200	2024	2,7028	31,419	0,417	5.158	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-31200	2025	2,7028	31,718	0,421	5.158	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-31201	2024	2,6997	31,083	0,417	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-31201	2025	2,6997	31,379	0,421	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-31202	2024	2,6966	30,781	0,418	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-31202	2025	2,6966	31,074	0,421	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-31203	2024	2,6935	30,507	0,418	5.159	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-31203	2025	2,6935	30,797	0,421	5.159	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-31204	2024	2,6905	30,258	0,418	5.160	0,000	1,0125	0,601	0,000	-
IT-31204	2025	2,6905	30,546	0,422	5.160	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-31205	2024	2,6874	30,030	0,418	5.160	0,000	1,0055	0,597	0,000	-
IT-31205	2025	2,6874	30,315	0,422	5.160	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-31206	2024	2,6843	29,820	0,419	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-31206	2025	2,6843	30,104	0,422	5.160	0,000	0,9981	0,593	0,000	-
IT-31207	2024	2,6843	29,628	0,419	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-31207	2025	2,6843	29,910	0,422	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-31208	2024	2,6842	29,627	0,418	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-31208	2025	2,6843	29,909	0,422	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-31209	2024	2,6842	29,627	0,418	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-31209	2025	2,6842	29,909	0,422	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-31210	2024	2,6840	29,627	0,418	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-31210	2025	2,6842	29,908	0,422	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-31211	2024	2,6838	29,627	0,418	5.161	0,000	1,0018	0,595	0,000	-
IT-31211	2025	2,6840	29,908	0,422	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-31218	2024	2,7215	30,892	0,415	5.626	0,000	1,0881	0,646	0,000	-
IT-31219	2024	2,7183	30,296	0,416	5.626	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-31219	2025	2,7183	30,584	0,419	5.626	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-31220	2024	2,7152	29,785	0,416	5.626	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-31220	2025	2,7152	30,068	0,419	5.626	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-31221	2024	2,7121	29,342	0,416	5.627	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-31221	2025	2,7121	29,621	0,420	5.627	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-31222	2024	2,7090	28,954	0,416	5.627	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-31222	2025	2,7090	29,229	0,420	5.627	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-31223	2024	2,7028	28,307	0,417	5.627	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-31223	2025	2,7028	28,576	0,421	5.627	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-31224	2024	2,6997	28,035	0,417	5.628	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-31224	2025	2,6997	28,301	0,421	5.628	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-31225	2024	2,6935	27,567	0,418	5.628	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-31225	2025	2,6935	27,828	0,421	5.628	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-31226	2024	2,6905	27,365	0,418	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-31226	2025	2,6905	27,624	0,422	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-31227	2024	2,6874	27,180	0,418	5.629	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-31227	2025	2,6874	27,437	0,422	5.629	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-31228	2024	2,6843	27,010	0,419	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-31228	2025	2,6844	27,266	0,422	5.629	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-31229	2024	2,6843	26,854	0,419	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-31229	2025	2,6843	27,108	0,422	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-31230	2024	2,6843	26,853	0,419	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-31230	2025	2,6843	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-31231	2024	2,6842	26,853	0,418	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-31231	2025	2,6843	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-31232	2024	2,6842	26,853	0,418	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-31232	2025	2,6842	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-31233	2024	2,6840	26,853	0,418	5.630	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-31233	2025	2,6842	27,107	0,422	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-31240	2024	2,7183	29,747	0,416	6.095	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-31240	2025	2,7183	30,030	0,419	6.095	0,000	1,0804	0,642	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-31241	2024	2,7152	29,276	0,416	6.095	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-31241	2025	2,7152	29,554	0,419	6.095	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-31242	2024	2,7121	28,866	0,416	6.095	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-31242	2025	2,7121	29,140	0,420	6.095	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-31243	2024	2,7090	28,508	0,416	6.096	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-31243	2025	2,7090	28,779	0,420	6.096	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-31244	2024	2,7059	28,192	0,417	6.096	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-31244	2025	2,7059	28,460	0,420	6.096	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-31245	2024	2,6997	27,660	0,417	6.097	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-31245	2025	2,6997	27,922	0,421	6.097	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-31246	2024	2,6935	27,228	0,418	6.097	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-31246	2025	2,6935	27,486	0,421	6.097	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-31247	2024	2,6905	27,041	0,418	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-31247	2025	2,6905	27,297	0,422	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-31248	2024	2,6874	26,871	0,418	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-31248	2025	2,6874	27,125	0,422	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-31249	2024	2,6844	26,714	0,419	6.098	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-31249	2025	2,6844	26,966	0,422	6.098	0,000	0,9975	0,593	0,000	-
IT-31250	2024	2,6843	26,569	0,419	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-31250	2025	2,6843	26,820	0,422	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-31251	2024	2,6842	26,569	0,418	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-31251	2025	2,6843	26,820	0,422	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-31252	2024	2,6840	26,569	0,418	6.099	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-31252	2025	2,6842	26,820	0,422	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-31253	2024	2,9353	50,469	0,654	3.883	0,000	0,9866	2,890	0,000	-
IT-31253	2025	2,9353	50,957	0,657	3.883	0,000	0,9866	2,890	0,000	-
IT-31254	2024	2,9319	49,053	0,653	3.883	0,000	0,9834	2,880	0,000	-
IT-31254	2025	2,9319	49,527	0,657	3.883	0,000	0,9834	2,880	0,000	-
IT-31255	2024	2,9217	45,804	0,652	3.884	0,000	0,9738	2,852	0,000	-
IT-31255	2025	2,9217	46,245	0,655	3.884	0,000	0,9737	2,852	0,000	-
IT-31256	2024	2,9047	42,350	0,649	3.885	0,000	0,9592	2,810	0,000	-
IT-31256	2025	2,9047	42,758	0,652	3.885	0,000	0,9592	2,810	0,000	-
IT-31261	2024	2,8486	38,504	0,628	4.185	0,000	1,0136	2,969	0,000	-
IT-31262	2024	2,8453	37,458	0,628	4.185	0,000	1,0065	2,948	0,000	-
IT-31262	2025	2,8453	37,816	0,631	4.185	0,000	1,0065	2,948	0,000	-
IT-31263	2024	2,8387	35,784	0,628	4.186	0,000	0,9923	2,906	0,000	-
IT-31263	2025	2,8387	36,125	0,631	4.186	0,000	0,9923	2,906	0,000	-
IT-31264	2024	2,8354	35,104	0,628	4.186	0,000	0,9852	2,886	0,000	-
IT-31264	2025	2,8354	35,438	0,631	4.186	0,000	0,9852	2,886	0,000	-
IT-31265	2024	2,8289	33,969	0,628	4.186	0,000	0,9712	2,845	0,000	-
IT-31265	2025	2,8289	34,293	0,631	4.186	0,000	0,9711	2,844	0,000	-
IT-31266	2024	2,8158	32,317	0,628	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-
IT-31266	2025	2,8158	32,623	0,631	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-
IT-31267	2024	2,8126	31,992	0,627	4.188	0,000	0,9375	2,746	0,000	-
IT-31267	2025	2,8126	32,296	0,631	4.188	0,000	0,9370	2,745	0,000	-
IT-31268	2024	2,8093	31,694	0,627	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-31268	2025	2,8094	31,995	0,631	4.188	0,000	0,9305	2,725	0,000	-
IT-31269	2024	2,8092	31,421	0,627	4.188	0,000	0,9317	2,729	0,000	-
IT-31269	2025	2,8093	31,719	0,630	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-31274	2024	2,6717	32,591	0,595	5.173	0,000	0,8965	2,626	0,000	-
IT-31275	2024	2,6687	31,886	0,595	5.174	0,000	0,8902	2,607	0,000	-
IT-31275	2025	2,6687	32,190	0,598	5.174	0,000	0,8902	2,607	0,000	-
IT-31276	2024	2,6625	30,757	0,595	5.174	0,000	0,8776	2,571	0,000	-
IT-31276	2025	2,6625	31,050	0,598	5.174	0,000	0,8776	2,571	0,000	-
IT-31277	2024	2,6595	30,299	0,595	5.174	0,000	0,8714	2,552	0,000	-
IT-31277	2025	2,6595	30,587	0,598	5.174	0,000	0,8714	2,552	0,000	-
IT-31278	2024	2,6534	29,534	0,595	5.175	0,000	0,8589	2,516	0,000	-
IT-31278	2025	2,6534	29,815	0,598	5.175	0,000	0,8589	2,516	0,000	-
IT-31279	2024	2,6384	28,201	0,595	5.176	0,000	0,8285	2,427	0,000	-
IT-31279	2025	2,6384	28,469	0,597	5.176	0,000	0,8281	2,426	0,000	-
IT-31280	2024	2,6354	28,000	0,595	5.176	0,000	0,8227	2,410	0,000	-
IT-31280	2025	2,6354	28,266	0,597	5.176	0,000	0,8224	2,409	0,000	-
IT-31283	2024	2,9890	61,259	0,685	3.965	0,000	1,1201	1,204	0,000	-
IT-31287	2024	2,6885	46,306	0,630	4.265	0,000	0,8877	0,954	0,000	-
IT-31288	2024	2,6793	42,493	0,630	4.265	0,000	0,8691	0,934	0,000	-
IT-31288	2025	2,6793	42,902	0,633	4.265	0,000	0,8691	0,934	0,000	-
IT-31289	2024	2,6763	41,540	0,630	4.265	0,000	0,8629	0,928	0,000	-
IT-31289	2025	2,6763	41,939	0,633	4.265	0,000	0,8629	0,928	0,000	-
IT-31296	2024	2,5446	38,057	0,603	5.216	0,000	0,7886	0,848	0,000	-
IT-31297	2024	2,5417	37,176	0,603	5.216	0,000	0,7831	0,842	0,000	-
IT-31297	2025	2,5417	37,534	0,605	5.216	0,000	0,7831	0,842	0,000	-
IT-31298	2024	2,5388	36,422	0,603	5.217	0,000	0,7776	0,836	0,000	-
IT-31298	2025	2,5388	36,771	0,605	5.217	0,000	0,7776	0,836	0,000	-
IT-31299	2024	2,5359	35,768	0,602	5.217	0,000	0,7721	0,830	0,000	-
IT-31299	2025	2,5359	36,111	0,605	5.217	0,000	0,7721	0,830	0,000	-
IT-31300	2024	2,5330	35,195	0,602	5.217	0,000	0,7666	0,824	0,000	-
IT-31300	2025	2,5330	35,533	0,605	5.217	0,000	0,7666	0,824	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-31301	2024	2,5159	32,851	0,601	5.218	0,000	0,7340	0,789	0,000	-
IT-31301	2025	2,5159	33,165	0,604	5.218	0,000	0,7339	0,789	0,000	-
IT-31302	2024	2,5131	32,578	0,601	5.218	0,000	0,7289	0,784	0,000	-
IT-31302	2025	2,5131	32,889	0,604	5.218	0,000	0,7286	0,783	0,000	-
IT-31303	2024	2,5102	32,327	0,601	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-
IT-31303	2025	2,5102	32,636	0,604	5.219	0,000	0,7235	0,778	0,000	-
IT-31304	2024	2,5102	32,097	0,601	5.219	0,000	0,7242	0,778	0,000	-
IT-31304	2025	2,5102	32,403	0,604	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-
IT-31309	2024	2,5100	33,657	0,595	5.709	0,000	0,7752	0,833	0,000	-
IT-31310	2024	2,5071	32,933	0,595	5.709	0,000	0,7697	0,827	0,000	-
IT-31310	2025	2,5071	33,248	0,597	5.709	0,000	0,7697	0,827	0,000	-
IT-31311	2024	2,5015	31,775	0,595	5.709	0,000	0,7589	0,816	0,000	-
IT-31311	2025	2,5015	32,078	0,597	5.709	0,000	0,7589	0,816	0,000	-
IT-31312	2024	2,4986	31,304	0,594	5.709	0,000	0,7535	0,810	0,000	-
IT-31312	2025	2,4986	31,602	0,597	5.709	0,000	0,7535	0,810	0,000	-
IT-31313	2024	2,4790	29,152	0,593	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-31313	2025	2,4790	29,429	0,596	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-31314	2024	2,4762	28,946	0,593	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-31314	2025	2,4762	29,221	0,596	5.711	0,000	0,7108	0,764	0,000	-
IT-31315	2024	2,4762	28,756	0,593	5.711	0,000	0,7115	0,765	0,000	-
IT-31315	2025	2,4762	29,029	0,596	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-31319	2024	3,9232	45,242	0,533	4.779	0,000	2,1137	1,256	0,000	-
IT-31319	2025	3,9236	45,678	0,540	4.779	0,000	2,1135	1,255	0,000	-
IT-31320	2024	3,9061	44,583	0,531	4.780	0,000	2,0980	1,246	0,000	-
IT-31320	2025	3,9066	45,013	0,538	4.779	0,000	2,0976	1,246	0,000	-
IT-31321	2024	3,8891	43,981	0,530	4.781	0,000	2,0825	1,237	0,000	-
IT-31321	2025	3,8897	44,405	0,537	4.780	0,000	2,0820	1,237	0,000	-
IT-31322	2024	3,8720	43,427	0,528	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-31322	2025	3,8728	43,845	0,535	4.782	0,000	2,0667	1,228	0,000	-
IT-31323	2024	3,8709	42,919	0,528	4.784	0,000	2,0680	1,228	0,000	-
IT-31323	2025	3,8720	43,332	0,535	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-31324	2024	3,8678	42,915	0,527	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-31324	2025	3,8696	43,328	0,534	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-31325	2024	3,8656	42,915	0,526	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-31325	2025	3,8678	43,328	0,534	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-31326	2024	3,8627	42,914	0,526	4.794	0,000	2,0707	1,230	0,000	-
IT-31326	2025	3,8656	43,327	0,533	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-31327	2024	3,7008	33,797	0,515	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-31327	2025	3,7009	34,119	0,521	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-31328	2024	3,6376	31,335	0,509	5.257	0,000	1,8326	1,089	0,000	-
IT-31328	2025	3,6379	31,633	0,515	5.256	0,000	1,8325	1,089	0,000	-
IT-31329	2024	3,6215	30,851	0,508	5.258	0,000	1,8182	1,080	0,000	-
IT-31329	2025	3,6223	31,143	0,514	5.257	0,000	1,8177	1,080	0,000	-
IT-31330	2024	3,6057	30,406	0,506	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-31330	2025	3,6063	30,694	0,513	5.259	0,000	1,8035	1,071	0,000	-
IT-31331	2024	3,6050	29,998	0,506	5.261	0,000	1,8044	1,072	0,000	-
IT-31331	2025	3,6057	30,281	0,512	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-31332	2024	3,6027	29,995	0,505	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-31332	2025	3,6040	30,278	0,512	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-31333	2024	3,6011	29,994	0,505	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-31333	2025	3,6027	30,278	0,512	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-31334	2024	3,5990	29,994	0,505	5.270	0,000	1,8069	1,073	0,000	-
IT-31334	2025	3,6011	30,278	0,511	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-31335	2024	3,4004	27,180	0,464	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-31335	2025	3,4005	27,437	0,470	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-31336	2024	3,3569	26,144	0,462	5.968	0,000	1,7532	1,041	0,000	-
IT-31336	2025	3,3571	26,391	0,468	5.968	0,000	1,7533	1,041	0,000	-
IT-31337	2024	3,3426	25,858	0,462	5.969	0,000	1,7340	1,030	0,000	-
IT-31337	2025	3,3428	26,102	0,468	5.969	0,000	1,7341	1,030	0,000	-
IT-31338	2024	3,3281	25,595	0,461	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-31338	2025	3,3287	25,836	0,467	5.970	0,000	1,7151	1,019	0,000	-
IT-31339	2024	3,3276	25,354	0,461	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-31339	2025	3,3281	25,592	0,467	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-31340	2024	3,3264	25,352	0,461	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-31340	2025	3,3271	25,591	0,467	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-31341	2024	3,3243	25,351	0,460	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-31341	2025	3,3264	25,591	0,467	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-31342	2024	3,3228	25,351	0,460	5.980	0,000	1,7183	1,021	0,000	-
IT-31342	2025	3,3243	25,590	0,466	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-31343	2024	3,0605	24,566	0,433	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-31343	2025	3,0606	24,797	0,438	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-31344	2024	3,0474	24,162	0,432	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-31344	2025	3,0475	24,389	0,438	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-31345	2024	3,0084	23,167	0,430	6.056	0,000	1,4387	0,855	0,000	-
IT-31345	2025	3,0085	23,384	0,435	6.056	0,000	1,4388	0,855	0,000	-
IT-31346	2024	2,9956	22,892	0,430	6.057	0,000	1,4229	0,845	0,000	-
IT-31346	2025	2,9957	23,106	0,435	6.057	0,000	1,4230	0,845	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-31347	2024	2,9828	22,639	0,429	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-31347	2025	2,9830	22,851	0,434	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-31348	2024	2,9821	22,407	0,429	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-31348	2025	2,9828	22,616	0,434	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-31349	2024	2,9816	22,405	0,429	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-31349	2025	2,9821	22,614	0,434	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-31350	2024	2,9810	22,405	0,429	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-31350	2025	2,9816	22,614	0,434	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-31351	2024	2,9791	22,405	0,428	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-31351	2025	2,9810	22,614	0,433	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-31352	2024	2,9777	22,404	0,428	6.069	0,000	1,4100	0,838	0,000	-
IT-31352	2025	2,9791	22,614	0,433	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-31353	2024	2,6280	20,671	0,401	6.812	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-31353	2025	2,6281	20,863	0,404	6.811	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-31354	2024	2,6169	20,479	0,400	6.813	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-31354	2025	2,6170	20,669	0,404	6.812	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-31355	2024	2,6058	20,303	0,399	6.814	0,000	1,0288	0,611	0,000	-
IT-31355	2025	2,6059	20,491	0,403	6.813	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-31356	2024	2,6044	20,140	0,399	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-31356	2025	2,6051	20,327	0,403	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-31357	2024	2,6038	20,140	0,399	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-31357	2025	2,6044	20,327	0,402	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-31358	2024	2,6022	20,140	0,398	6.823	0,000	1,0303	0,612	0,000	-
IT-31358	2025	2,6038	20,327	0,402	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-31359	2024	3,1649	47,479	0,461	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-31359	2025	3,1649	47,938	0,466	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-31360	2024	3,1612	46,912	0,462	3.917	0,000	1,4324	0,851	0,000	-
IT-31360	2025	3,1612	47,364	0,467	3.917	0,000	1,4315	0,850	0,000	-
IT-31361	2024	3,1575	46,390	0,462	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-31361	2025	3,1576	46,838	0,467	3.917	0,000	1,4217	0,845	0,000	-
IT-31362	2024	3,1573	45,911	0,462	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-31362	2025	3,1575	46,354	0,467	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-31363	2024	3,1566	45,907	0,462	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-31363	2025	3,1571	46,350	0,467	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-31364	2024	3,1566	45,907	0,462	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-31364	2025	3,1566	46,350	0,467	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-31365	2024	3,1559	45,907	0,461	3.919	0,000	1,4275	0,848	0,000	-
IT-31365	2025	3,1566	46,350	0,467	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-31366	2024	2,8497	34,166	0,433	4.217	0,000	1,1574	0,688	0,000	-
IT-31366	2025	2,8498	34,491	0,437	4.217	0,000	1,1571	0,687	0,000	-
IT-31367	2024	2,8465	33,750	0,433	4.217	0,000	1,1494	0,683	0,000	-
IT-31367	2025	2,8465	34,072	0,437	4.217	0,000	1,1490	0,682	0,000	-
IT-31368	2024	2,8432	33,373	0,433	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-31368	2025	2,8432	33,690	0,437	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-31369	2024	2,8400	33,027	0,434	4.218	0,000	1,1331	0,673	0,000	-
IT-31369	2025	2,8400	33,341	0,438	4.218	0,000	1,1325	0,673	0,000	-
IT-31370	2024	2,8367	32,710	0,434	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-31370	2025	2,8367	33,021	0,438	4.218	0,000	1,1247	0,668	0,000	-
IT-31371	2024	2,8366	32,418	0,434	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-31371	2025	2,8367	32,726	0,438	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-31372	2024	2,8364	32,416	0,434	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-31372	2025	2,8366	32,724	0,438	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-31373	2024	2,8362	32,416	0,433	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-31373	2025	2,8364	32,724	0,437	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-31374	2024	2,8358	32,416	0,433	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-31374	2025	2,8362	32,724	0,437	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-31375	2024	2,8352	32,416	0,433	4.220	0,000	1,1299	0,671	0,000	-
IT-31375	2025	2,8358	32,724	0,437	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-31376	2024	2,6905	30,258	0,418	5.160	0,000	1,0125	0,601	0,000	-
IT-31376	2025	2,6905	30,546	0,422	5.160	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-31377	2024	2,6874	30,030	0,418	5.160	0,000	1,0055	0,597	0,000	-
IT-31377	2025	2,6874	30,315	0,422	5.160	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-31378	2024	2,6843	29,820	0,419	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-31378	2025	2,6843	30,104	0,422	5.160	0,000	0,9981	0,593	0,000	-
IT-31379	2024	2,6843	29,628	0,419	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-31379	2025	2,6843	29,910	0,422	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-31380	2024	2,6842	29,627	0,418	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-31380	2025	2,6843	29,909	0,422	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-31381	2024	2,6842	29,627	0,418	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-31381	2025	2,6842	29,909	0,422	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-31382	2024	2,6840	29,627	0,418	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-31382	2025	2,6842	29,908	0,422	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-31383	2024	2,6838	29,627	0,418	5.161	0,000	1,0018	0,595	0,000	-
IT-31383	2025	2,6840	29,908	0,422	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-31384	2024	2,6905	27,365	0,418	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-31384	2025	2,6905	27,624	0,422	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-31385	2024	2,6874	27,180	0,418	5.629	0,000	1,0050	0,597	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-31385	2025	2,6874	27,437	0,422	5.629	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-31386	2024	2,6843	27,010	0,419	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-31386	2025	2,6844	27,266	0,422	5.629	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-31387	2024	2,6843	26,854	0,419	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-31387	2025	2,6843	27,108	0,422	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-31388	2024	2,6843	26,853	0,419	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-31388	2025	2,6843	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-31389	2024	2,6842	26,853	0,418	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-31389	2025	2,6843	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-31390	2024	2,6842	26,853	0,418	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-31390	2025	2,6842	27,107	0,422	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-31391	2024	2,6840	26,853	0,418	5.630	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-31391	2025	2,6842	27,107	0,422	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-31392	2024	2,6905	27,041	0,418	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-31392	2025	2,6905	27,297	0,422	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-31393	2024	2,6874	26,871	0,418	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-31393	2025	2,6874	27,125	0,422	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-31394	2024	2,6844	26,714	0,419	6.098	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-31394	2025	2,6844	26,966	0,422	6.098	0,000	0,9975	0,593	0,000	-
IT-31395	2024	2,6843	26,569	0,419	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-31395	2025	2,6843	26,820	0,422	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-31396	2024	2,6842	26,569	0,418	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-31396	2025	2,6843	26,820	0,422	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-31397	2024	2,6840	26,569	0,418	6.099	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-31397	2025	2,6842	26,820	0,422	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-31398	2024	2,8224	33,061	0,628	4.187	0,000	0,9576	2,805	0,000	-
IT-31398	2025	2,8224	33,375	0,631	4.187	0,000	0,9573	2,804	0,000	-
IT-31399	2024	2,8158	32,317	0,628	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-
IT-31399	2025	2,8158	32,623	0,631	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-
IT-31400	2024	2,8126	31,992	0,627	4.188	0,000	0,9375	2,746	0,000	-
IT-31400	2025	2,8126	32,296	0,631	4.188	0,000	0,9370	2,745	0,000	-
IT-31401	2024	2,8093	31,694	0,627	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-31401	2025	2,8094	31,995	0,631	4.188	0,000	0,9305	2,725	0,000	-
IT-31402	2024	2,8092	31,421	0,627	4.188	0,000	0,9317	2,729	0,000	-
IT-31402	2025	2,8093	31,719	0,630	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-31403	2024	2,6384	28,201	0,595	5.176	0,000	0,8285	2,427	0,000	-
IT-31403	2025	2,6384	28,469	0,597	5.176	0,000	0,8281	2,426	0,000	-
IT-31404	2024	2,6354	28,000	0,595	5.176	0,000	0,8227	2,410	0,000	-
IT-31404	2025	2,6354	28,266	0,597	5.176	0,000	0,8224	2,409	0,000	-
IT-31405	2024	2,5159	32,851	0,601	5.218	0,000	0,7340	0,789	0,000	-
IT-31405	2025	2,5159	33,165	0,604	5.218	0,000	0,7339	0,789	0,000	-
IT-31406	2024	2,5131	32,578	0,601	5.218	0,000	0,7289	0,784	0,000	-
IT-31406	2025	2,5131	32,889	0,604	5.218	0,000	0,7286	0,783	0,000	-
IT-31407	2024	2,5102	32,327	0,601	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-
IT-31407	2025	2,5102	32,636	0,604	5.219	0,000	0,7235	0,778	0,000	-
IT-31408	2024	2,5102	32,097	0,601	5.219	0,000	0,7242	0,778	0,000	-
IT-31408	2025	2,5102	32,403	0,604	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-
IT-31409	2024	2,4790	29,152	0,593	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-31409	2025	2,4790	29,429	0,596	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-31410	2024	2,4762	28,946	0,593	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-31410	2025	2,4762	29,221	0,596	5.711	0,000	0,7108	0,764	0,000	-
IT-31411	2024	2,4762	28,756	0,593	5.711	0,000	0,7115	0,765	0,000	-
IT-31411	2025	2,4762	29,029	0,596	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-31412	2024	2,7045	31,980	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-31412	2025	2,7045	32,288	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-31413	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-31413	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-31414	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-31414	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-31415	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-31415	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-31416	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-31416	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-31417	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-31417	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-31418	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-31418	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-31419	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-31420	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-31420	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-31421	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-31421	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-31422	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-31422	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-31423	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-31423	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-31424	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-31424	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-31425	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-31425	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-31426	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-31426	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-31427	2024	2,7045	31,820	0,449	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-31427	2025	2,7045	32,128	0,452	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-31428	2024	3,4597	28,364	0,466	6.536	0,000	2,3650	0,000	0,000	-
IT-31428	2025	3,4598	28,633	0,473	6.536	0,000	2,3650	0,000	0,000	-
IT-31429	2024	3,0872	25,078	0,435	6.385	0,000	1,9199	0,000	0,000	-
IT-31429	2025	3,0872	25,314	0,440	6.385	0,000	1,9200	0,000	0,000	-
IT-31430	2024	3,0606	24,169	0,433	6.387	0,000	1,8788	0,000	0,000	-
IT-31430	2025	3,0606	24,396	0,438	6.386	0,000	1,8788	0,000	0,000	-
IT-31431	2024	3,0475	23,785	0,432	6.387	0,000	1,8585	0,000	0,000	-
IT-31431	2025	3,0475	24,008	0,438	6.387	0,000	1,8585	0,000	0,000	-
IT-31432	2024	3,0214	23,127	0,431	6.389	0,000	1,8183	0,000	0,000	-
IT-31432	2025	3,0216	23,344	0,436	6.389	0,000	1,8184	0,000	0,000	-
IT-31433	2024	3,0085	22,842	0,430	6.390	0,000	1,7985	0,000	0,000	-
IT-31433	2025	3,0086	23,056	0,435	6.390	0,000	1,7985	0,000	0,000	-
IT-31434	2024	2,7121	31,376	0,416	6.236	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-31434	2025	2,7121	31,675	0,420	6.236	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-31435	2024	2,7059	30,632	0,417	6.237	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-31435	2025	2,7059	30,923	0,420	6.237	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-31436	2024	2,6997	30,044	0,417	6.237	0,000	1,2937	0,000	0,000	-
IT-31436	2025	2,6997	30,329	0,421	6.237	0,000	1,2937	0,000	0,000	-
IT-31437	2024	2,7121	28,041	0,416	7.127	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-31437	2025	2,7121	28,307	0,420	7.127	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-31438	2024	2,7090	27,735	0,416	7.127	0,000	1,3220	0,000	0,000	-
IT-31438	2025	2,7090	27,997	0,420	7.127	0,000	1,3220	0,000	0,000	-
IT-31439	2024	2,6966	26,814	0,418	7.129	0,000	1,2843	0,000	0,000	-
IT-31439	2025	2,6966	27,068	0,421	7.129	0,000	1,2843	0,000	0,000	-
IT-31440	2024	2,6905	26,479	0,418	7.130	0,000	1,2655	0,000	0,000	-
IT-31440	2025	2,6905	26,729	0,422	7.130	0,000	1,2655	0,000	0,000	-
IT-31442	2024	2,7121	32,693	0,416	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-31442	2025	2,7121	33,005	0,420	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-31452	2024	2,7323	15,688	0,409	7.042	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-31452	2025	2,7323	15,830	0,413	7.042	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-31453	2024	2,7203	15,686	0,408	7.043	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-31453	2025	2,7203	15,829	0,412	7.043	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-31454	2024	2,7085	15,685	0,407	7.044	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-31454	2025	2,7085	15,827	0,411	7.044	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-31455	2024	2,6170	15,673	0,400	7.050	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-31455	2025	2,6170	15,815	0,404	7.050	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-31517	2024	2,6905	29,361	0,418	6.238	0,000	1,2655	0,000	0,000	-
IT-31517	2025	2,6905	29,640	0,422	6.238	0,000	1,2655	0,000	0,000	-
IT-31519	2024	3,1571	45,908	0,462	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-31519	2025	3,1573	46,351	0,467	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-31523	2024	3,1758	49,537	0,460	3.916	0,000	1,4730	0,875	0,000	-
IT-31523	2025	3,1759	50,016	0,465	3.916	0,000	1,4725	0,875	0,000	-
IT-31524	2024	2,6656	31,281	0,595	5.174	0,000	0,8839	2,589	0,000	-
IT-31524	2025	2,6656	31,579	0,598	5.174	0,000	0,8839	2,589	0,000	-
IT-31525	2024	2,6997	31,083	0,417	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-31525	2025	2,6997	31,379	0,421	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-31526	2024	2,6966	30,781	0,418	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-31526	2025	2,6966	31,074	0,421	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-31527	2024	2,7059	27,464	0,417	7.128	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-31527	2025	2,7059	27,724	0,420	7.128	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-41044	2024	4,0802	56,046	0,738	4.773	0,000	2,2653	1,346	0,000	-
IT-41045	2024	4,0622	54,110	0,735	4.774	0,000	2,2478	1,335	0,000	-
IT-41045	2025	4,0623	54,634	0,737	4.774	0,000	2,2479	1,335	0,000	-
IT-41046	2024	4,0445	52,450	0,732	4.774	0,000	2,2306	1,325	0,000	-
IT-41046	2025	4,0445	52,958	0,734	4.774	0,000	2,2306	1,325	0,000	-
IT-41047	2024	4,0093	49,751	0,726	4.775	0,000	2,1964	1,305	0,000	-
IT-41047	2025	4,0094	50,232	0,728	4.775	0,000	2,1965	1,305	0,000	-
IT-41048	2024	3,9919	48,639	0,723	4.776	0,000	2,1795	1,295	0,000	-
IT-41048	2025	3,9920	49,109	0,725	4.776	0,000	2,1796	1,295	0,000	-
IT-41049	2024	3,9402	45,965	0,715	4.778	0,000	2,1298	1,265	0,000	-
IT-41049	2025	3,9405	46,409	0,717	4.778	0,000	2,1297	1,265	0,000	-
IT-41050	2024	3,9232	45,242	0,712	4.779	0,000	2,1137	1,256	0,000	-
IT-41050	2025	3,9236	45,678	0,714	4.779	0,000	2,1135	1,255	0,000	-
IT-41051	2024	3,9061	44,583	0,709	4.780	0,000	2,0980	1,246	0,000	-
IT-41051	2025	3,9066	45,013	0,711	4.779	0,000	2,0976	1,246	0,000	-
IT-41052	2024	3,8891	43,981	0,706	4.781	0,000	2,0825	1,237	0,000	-
IT-41052	2025	3,8897	44,405	0,708	4.780	0,000	2,0820	1,237	0,000	-
IT-41053	2024	3,8720	43,427	0,703	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-41053	2025	3,8728	43,845	0,705	4.782	0,000	2,0667	1,228	0,000	-
IT-41054	2024	3,8709	42,919	0,703	4.784	0,000	2,0680	1,228	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-41054	2025	3,8720	43,332	0,705	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-41055	2024	3,8678	42,915	0,702	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-41055	2025	3,8696	43,328	0,705	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-41056	2024	3,8656	42,915	0,702	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-41056	2025	3,8678	43,328	0,704	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-41057	2024	3,8627	42,914	0,701	4.794	0,000	2,0707	1,230	0,000	-
IT-41057	2025	3,8656	43,327	0,704	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-41064	2024	3,7989	40,543	0,691	5.250	0,000	1,9887	1,181	0,000	-
IT-41065	2024	3,7822	38,987	0,689	5.251	0,000	1,9725	1,172	0,000	-
IT-41065	2025	3,7822	39,361	0,691	5.251	0,000	1,9726	1,172	0,000	-
IT-41066	2024	3,7656	37,653	0,686	5.251	0,000	1,9565	1,162	0,000	-
IT-41066	2025	3,7657	38,014	0,688	5.251	0,000	1,9565	1,162	0,000	-
IT-41067	2024	3,7492	36,497	0,683	5.252	0,000	1,9405	1,153	0,000	-
IT-41067	2025	3,7493	36,846	0,685	5.252	0,000	1,9405	1,153	0,000	-
IT-41068	2024	3,7330	35,485	0,680	5.253	0,000	1,9247	1,143	0,000	-
IT-41068	2025	3,7330	35,824	0,682	5.252	0,000	1,9247	1,143	0,000	-
IT-41069	2024	3,7168	34,592	0,678	5.253	0,000	1,9090	1,134	0,000	-
IT-41069	2025	3,7169	34,921	0,680	5.253	0,000	1,9091	1,134	0,000	-
IT-41070	2024	3,7008	33,797	0,675	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-41070	2025	3,7009	34,119	0,677	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-41071	2024	3,6848	33,086	0,672	5.254	0,000	1,8780	1,116	0,000	-
IT-41071	2025	3,6850	33,400	0,674	5.254	0,000	1,8781	1,116	0,000	-
IT-41072	2024	3,6690	32,445	0,670	5.255	0,000	1,8627	1,106	0,000	-
IT-41072	2025	3,6692	32,753	0,672	5.255	0,000	1,8628	1,107	0,000	-
IT-41073	2024	3,6533	31,865	0,667	5.256	0,000	1,8475	1,097	0,000	-
IT-41073	2025	3,6535	32,167	0,669	5.256	0,000	1,8476	1,097	0,000	-
IT-41074	2024	3,6376	31,335	0,665	5.257	0,000	1,8326	1,089	0,000	-
IT-41074	2025	3,6379	31,633	0,666	5.256	0,000	1,8325	1,089	0,000	-
IT-41075	2024	3,6215	30,851	0,662	5.258	0,000	1,8182	1,080	0,000	-
IT-41075	2025	3,6223	31,143	0,664	5.257	0,000	1,8177	1,080	0,000	-
IT-41076	2024	3,6057	30,406	0,659	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-41076	2025	3,6063	30,694	0,661	5.259	0,000	1,8035	1,071	0,000	-
IT-41077	2024	3,6050	29,998	0,659	5.261	0,000	1,8044	1,072	0,000	-
IT-41077	2025	3,6057	30,281	0,661	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-41078	2024	3,6027	29,995	0,659	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-41078	2025	3,6040	30,278	0,661	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-41079	2024	3,6011	29,994	0,658	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-41079	2025	3,6027	30,278	0,660	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-41080	2024	3,5990	29,994	0,658	5.270	0,000	1,8069	1,073	0,000	-
IT-41080	2025	3,6011	30,278	0,660	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-41087	2024	3,5055	31,589	0,634	5.961	0,000	1,9539	1,161	0,000	-
IT-41088	2024	3,4901	30,670	0,631	5.962	0,000	1,9331	1,148	0,000	-
IT-41088	2025	3,4901	30,962	0,633	5.962	0,000	1,9331	1,148	0,000	-
IT-41089	2024	3,4748	29,881	0,629	5.963	0,000	1,9124	1,136	0,000	-
IT-41089	2025	3,4748	30,165	0,631	5.963	0,000	1,9124	1,136	0,000	-
IT-41090	2024	3,4597	29,198	0,627	5.963	0,000	1,8920	1,124	0,000	-
IT-41090	2025	3,4597	29,475	0,629	5.963	0,000	1,8920	1,124	0,000	-
IT-41091	2024	3,4447	28,599	0,624	5.964	0,000	1,8716	1,112	0,000	-
IT-41091	2025	3,4447	28,871	0,626	5.964	0,000	1,8717	1,112	0,000	-
IT-41092	2024	3,4298	28,071	0,622	5.965	0,000	1,8515	1,100	0,000	-
IT-41092	2025	3,4299	28,337	0,624	5.964	0,000	1,8515	1,100	0,000	-
IT-41093	2024	3,4151	27,601	0,620	5.965	0,000	1,8315	1,088	0,000	-
IT-41093	2025	3,4151	27,862	0,622	5.965	0,000	1,8316	1,088	0,000	-
IT-41094	2024	3,4004	27,180	0,618	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-41094	2025	3,4005	27,437	0,620	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-41095	2024	3,3858	26,801	0,615	5.967	0,000	1,7921	1,064	0,000	-
IT-41095	2025	3,3860	27,054	0,617	5.966	0,000	1,7922	1,065	0,000	-
IT-41096	2024	3,3713	26,457	0,613	5.967	0,000	1,7726	1,053	0,000	-
IT-41096	2025	3,3714	26,707	0,615	5.967	0,000	1,7726	1,053	0,000	-
IT-41097	2024	3,3569	26,144	0,611	5.968	0,000	1,7532	1,041	0,000	-
IT-41097	2025	3,3571	26,391	0,613	5.968	0,000	1,7533	1,041	0,000	-
IT-41098	2024	3,3426	25,858	0,609	5.969	0,000	1,7340	1,030	0,000	-
IT-41098	2025	3,3428	26,102	0,611	5.969	0,000	1,7341	1,030	0,000	-
IT-41099	2024	3,3281	25,595	0,607	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-41099	2025	3,3287	25,836	0,608	5.970	0,000	1,7151	1,019	0,000	-
IT-41100	2024	3,3276	25,354	0,607	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-41100	2025	3,3281	25,592	0,608	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-41101	2024	3,3271	25,352	0,606	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-41101	2025	3,3276	25,591	0,608	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-41102	2024	3,3264	25,352	0,606	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-41102	2025	3,3271	25,591	0,608	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-41103	2024	3,3243	25,351	0,606	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-41103	2025	3,3264	25,591	0,608	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-41104	2024	3,3228	25,351	0,605	5.980	0,000	1,7183	1,021	0,000	-
IT-41104	2025	3,3243	25,590	0,608	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-41111	2024	3,1417	28,400	0,573	6.049	0,000	1,6035	0,952	0,000	-
IT-41112	2024	3,1279	27,516	0,571	6.050	0,000	1,5864	0,942	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-41112	2025	3,1279	27,777	0,573	6.050	0,000	1,5864	0,942	0,000	-
IT-41113	2024	3,1142	26,758	0,569	6.050	0,000	1,5694	0,932	0,000	-
IT-41113	2025	3,1142	27,011	0,571	6.050	0,000	1,5694	0,932	0,000	-
IT-41114	2024	3,1006	26,101	0,567	6.051	0,000	1,5526	0,922	0,000	-
IT-41114	2025	3,1006	26,348	0,568	6.051	0,000	1,5526	0,922	0,000	-
IT-41115	2024	3,0872	25,526	0,565	6.052	0,000	1,5359	0,912	0,000	-
IT-41115	2025	3,0872	25,767	0,566	6.052	0,000	1,5360	0,912	0,000	-
IT-41116	2024	3,0738	25,018	0,563	6.052	0,000	1,5194	0,903	0,000	-
IT-41116	2025	3,0738	25,254	0,564	6.052	0,000	1,5194	0,903	0,000	-
IT-41117	2024	3,0605	24,566	0,561	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-41117	2025	3,0606	24,797	0,562	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-41118	2024	3,0474	24,162	0,559	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-41118	2025	3,0475	24,389	0,560	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-41119	2024	3,0344	23,798	0,556	6.054	0,000	1,4706	0,874	0,000	-
IT-41119	2025	3,0344	24,021	0,558	6.054	0,000	1,4707	0,874	0,000	-
IT-41120	2024	3,0213	23,467	0,554	6.055	0,000	1,4546	0,864	0,000	-
IT-41120	2025	3,0215	23,687	0,556	6.055	0,000	1,4547	0,864	0,000	-
IT-41121	2024	3,0084	23,167	0,552	6.056	0,000	1,4387	0,855	0,000	-
IT-41121	2025	3,0085	23,384	0,554	6.056	0,000	1,4388	0,855	0,000	-
IT-41122	2024	2,9956	22,892	0,550	6.057	0,000	1,4229	0,845	0,000	-
IT-41122	2025	2,9957	23,106	0,552	6.057	0,000	1,4230	0,845	0,000	-
IT-41123	2024	2,9828	22,639	0,548	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-41123	2025	2,9830	22,851	0,550	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-41124	2024	2,9821	22,407	0,548	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-41124	2025	2,9828	22,616	0,550	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-41125	2024	2,9816	22,405	0,548	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-41125	2025	2,9821	22,614	0,550	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-41126	2024	2,9810	22,405	0,548	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-41126	2025	2,9816	22,614	0,550	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-41127	2024	2,9791	22,405	0,548	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-41127	2025	2,9810	22,614	0,549	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-41128	2024	2,9777	22,404	0,547	6.069	0,000	1,4100	0,838	0,000	-
IT-41128	2025	2,9791	22,614	0,549	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-41135	2024	2,7323	23,699	0,507	6.804	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-41135	2025	2,7323	23,921	0,508	6.804	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-41136	2024	2,7203	23,171	0,505	6.805	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-41136	2025	2,7203	23,388	0,506	6.805	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-41137	2024	2,7085	22,714	0,503	6.806	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-41137	2025	2,7085	22,927	0,504	6.806	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-41138	2024	2,6967	22,314	0,501	6.807	0,000	1,1228	0,667	0,000	-
IT-41138	2025	2,6967	22,522	0,502	6.807	0,000	1,1228	0,667	0,000	-
IT-41139	2024	2,6851	21,960	0,499	6.807	0,000	1,1107	0,660	0,000	-
IT-41139	2025	2,6851	22,165	0,500	6.807	0,000	1,1107	0,660	0,000	-
IT-41140	2024	2,6620	21,364	0,496	6.809	0,000	1,0869	0,646	0,000	-
IT-41140	2025	2,6620	21,563	0,497	6.809	0,000	1,0869	0,646	0,000	-
IT-41141	2024	2,6393	20,880	0,492	6.811	0,000	1,0634	0,632	0,000	-
IT-41141	2025	2,6394	21,075	0,493	6.810	0,000	1,0634	0,632	0,000	-
IT-41142	2024	2,6280	20,671	0,490	6.812	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-41142	2025	2,6281	20,863	0,491	6.811	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-41143	2024	2,6169	20,479	0,488	6.813	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-41143	2025	2,6170	20,669	0,489	6.812	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-41144	2024	2,6058	20,303	0,486	6.814	0,000	1,0288	0,611	0,000	-
IT-41144	2025	2,6059	20,491	0,487	6.813	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-41145	2024	2,6044	20,140	0,486	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-41145	2025	2,6051	20,327	0,487	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-41146	2024	2,6038	20,140	0,486	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-41146	2025	2,6044	20,327	0,487	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-41147	2024	2,6022	20,140	0,486	6.823	0,000	1,0303	0,612	0,000	-
IT-41147	2025	2,6038	20,327	0,487	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-41150	2024	3,2016	58,315	0,587	3.914	0,000	1,5478	0,919	0,000	-
IT-41151	2024	3,1979	56,483	0,587	3.914	0,000	1,5369	0,913	0,000	-
IT-41151	2025	3,1979	57,032	0,589	3.914	0,000	1,5369	0,913	0,000	-
IT-41152	2024	3,1942	54,913	0,587	3.914	0,000	1,5260	0,906	0,000	-
IT-41152	2025	3,1942	55,446	0,588	3.914	0,000	1,5260	0,906	0,000	-
IT-41153	2024	3,1869	52,360	0,586	3.915	0,000	1,5044	0,894	0,000	-
IT-41153	2025	3,1869	52,867	0,587	3.915	0,000	1,5044	0,894	0,000	-
IT-41154	2024	3,1832	51,309	0,586	3.915	0,000	1,4937	0,887	0,000	-
IT-41154	2025	3,1832	51,806	0,587	3.915	0,000	1,4936	0,887	0,000	-
IT-41155	2024	3,1722	48,783	0,584	3.916	0,000	1,4628	0,869	0,000	-
IT-41155	2025	3,1722	49,255	0,586	3.916	0,000	1,4623	0,869	0,000	-
IT-41156	2024	3,1685	48,101	0,584	3.916	0,000	1,4529	0,863	0,000	-
IT-41156	2025	3,1685	48,565	0,586	3.916	0,000	1,4521	0,863	0,000	-
IT-41157	2024	3,1649	47,479	0,584	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-41157	2025	3,1649	47,938	0,585	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-41158	2024	3,1612	46,912	0,583	3.917	0,000	1,4324	0,851	0,000	-
IT-41158	2025	3,1612	47,364	0,585	3.917	0,000	1,4315	0,850	0,000	-
IT-41159	2024	3,1575	46,390	0,583	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-41159	2025	3,1576	46,838	0,584	3.917	0,000	1,4217	0,845	0,000	-
IT-41160	2024	3,1573	45,911	0,583	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-41160	2025	3,1575	46,354	0,584	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-41161	2024	3,1566	45,907	0,583	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-41161	2025	3,1571	46,350	0,584	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-41162	2024	3,1566	45,907	0,583	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-41162	2025	3,1566	46,350	0,584	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-41163	2024	3,1559	45,907	0,582	3.919	0,000	1,4275	0,848	0,000	-
IT-41163	2025	3,1566	46,350	0,584	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-41170	2024	2,8761	39,966	0,534	4.215	0,000	1,2250	0,728	0,000	-
IT-41171	2024	2,8727	38,851	0,533	4.215	0,000	1,2164	0,723	0,000	-
IT-41171	2025	2,8727	39,224	0,534	4.215	0,000	1,2164	0,723	0,000	-
IT-41172	2024	2,8694	37,896	0,533	4.216	0,000	1,2078	0,717	0,000	-
IT-41172	2025	2,8694	38,258	0,534	4.216	0,000	1,2078	0,717	0,000	-
IT-41173	2024	2,8661	37,067	0,533	4.216	0,000	1,1993	0,712	0,000	-
IT-41173	2025	2,8661	37,422	0,534	4.216	0,000	1,1993	0,712	0,000	-
IT-41174	2024	2,8629	36,342	0,532	4.216	0,000	1,1907	0,707	0,000	-
IT-41174	2025	2,8629	36,690	0,533	4.216	0,000	1,1907	0,707	0,000	-
IT-41175	2024	2,8596	35,703	0,532	4.216	0,000	1,1822	0,702	0,000	-
IT-41175	2025	2,8596	36,043	0,533	4.216	0,000	1,1822	0,702	0,000	-
IT-41176	2024	2,8563	35,134	0,531	4.217	0,000	1,1738	0,697	0,000	-
IT-41176	2025	2,8563	35,469	0,533	4.217	0,000	1,1737	0,697	0,000	-
IT-41177	2024	2,8530	34,624	0,531	4.217	0,000	1,1655	0,692	0,000	-
IT-41177	2025	2,8530	34,954	0,532	4.217	0,000	1,1653	0,692	0,000	-
IT-41178	2024	2,8497	34,166	0,531	4.217	0,000	1,1574	0,688	0,000	-
IT-41178	2025	2,8498	34,491	0,532	4.217	0,000	1,1571	0,687	0,000	-
IT-41179	2024	2,8465	33,750	0,530	4.217	0,000	1,1494	0,683	0,000	-
IT-41179	2025	2,8465	34,072	0,532	4.217	0,000	1,1490	0,682	0,000	-
IT-41180	2024	2,8432	33,373	0,530	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-41180	2025	2,8432	33,690	0,531	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-41181	2024	2,8400	33,027	0,530	4.218	0,000	1,1331	0,673	0,000	-
IT-41181	2025	2,8400	33,341	0,531	4.218	0,000	1,1325	0,673	0,000	-
IT-41182	2024	2,8367	32,710	0,529	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-41182	2025	2,8367	33,021	0,530	4.218	0,000	1,1247	0,668	0,000	-
IT-41183	2024	2,8366	32,418	0,529	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-41183	2025	2,8367	32,726	0,530	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-41184	2024	2,8364	32,416	0,529	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-41184	2025	2,8366	32,724	0,530	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-41185	2024	2,8362	32,416	0,529	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-41185	2025	2,8364	32,724	0,530	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-41186	2024	2,8358	32,416	0,529	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-41186	2025	2,8362	32,724	0,530	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-41187	2024	2,8352	32,416	0,529	4.220	0,000	1,1299	0,671	0,000	-
IT-41187	2025	2,8358	32,724	0,530	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-41194	2024	2,7215	34,603	0,507	5.157	0,000	1,0881	0,646	0,000	-
IT-41195	2024	2,7183	33,869	0,507	5.157	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-41195	2025	2,7183	34,193	0,508	5.157	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-41196	2024	2,7152	33,239	0,507	5.157	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-41196	2025	2,7152	33,557	0,508	5.157	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-41197	2024	2,7121	32,693	0,506	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-41197	2025	2,7121	33,005	0,508	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-41198	2024	2,7090	32,215	0,506	5.158	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-41198	2025	2,7090	32,523	0,507	5.158	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-41199	2024	2,7059	31,794	0,506	5.158	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-41199	2025	2,7059	32,097	0,507	5.158	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-41200	2024	2,7028	31,419	0,505	5.158	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-41200	2025	2,7028	31,718	0,506	5.158	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-41201	2024	2,6997	31,083	0,505	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-41201	2025	2,6997	31,379	0,506	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-41202	2024	2,6966	30,781	0,505	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-41202	2025	2,6966	31,074	0,506	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-41203	2024	2,6935	30,507	0,504	5.159	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-41203	2025	2,6935	30,797	0,505	5.159	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-41204	2024	2,6905	30,258	0,504	5.160	0,000	1,0125	0,601	0,000	-
IT-41204	2025	2,6905	30,546	0,505	5.160	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-41205	2024	2,6874	30,030	0,504	5.160	0,000	1,0055	0,597	0,000	-
IT-41205	2025	2,6874	30,315	0,505	5.160	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-41206	2024	2,6843	29,820	0,503	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-41206	2025	2,6843	30,104	0,504	5.160	0,000	0,9981	0,593	0,000	-
IT-41207	2024	2,6843	29,628	0,503	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-41207	2025	2,6843	29,910	0,504	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-41208	2024	2,6842	29,627	0,503	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-41208	2025	2,6843	29,909	0,504	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-41209	2024	2,6842	29,627	0,503	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-41209	2025	2,6842	29,909	0,504	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-41210	2024	2,6840	29,627	0,503	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-41210	2025	2,6842	29,908	0,504	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-41211	2024	2,6838	29,627	0,503	5.161	0,000	1,0018	0,595	0,000	-
IT-41211	2025	2,6840	29,908	0,504	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-41218	2024	2,7215	30,892	0,507	5.626	0,000	1,0881	0,646	0,000	-
IT-41219	2024	2,7183	30,296	0,507	5.626	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-41219	2025	2,7183	30,584	0,508	5.626	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-41220	2024	2,7152	29,785	0,507	5.626	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-41220	2025	2,7152	30,068	0,508	5.626	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-41221	2024	2,7121	29,342	0,506	5.627	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-41221	2025	2,7121	29,621	0,508	5.627	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-41222	2024	2,7090	28,954	0,506	5.627	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-41222	2025	2,7090	29,229	0,507	5.627	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-41223	2024	2,7028	28,307	0,505	5.627	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-41223	2025	2,7028	28,576	0,506	5.627	0,000	1,0425	0,619	0,000	-
IT-41224	2024	2,6997	28,035	0,505	5.628	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-41224	2025	2,6997	28,301	0,506	5.628	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-41225	2024	2,6935	27,567	0,504	5.628	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-41225	2025	2,6935	27,828	0,505	5.628	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-41226	2024	2,6905	27,365	0,504	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-41226	2025	2,6905	27,624	0,505	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-41227	2024	2,6874	27,180	0,504	5.629	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-41227	2025	2,6874	27,437	0,505	5.629	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-41228	2024	2,6843	27,010	0,503	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-41228	2025	2,6844	27,266	0,504	5.629	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-41229	2024	2,6843	26,854	0,503	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-41229	2025	2,6843	27,108	0,504	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-41230	2024	2,6843	26,853	0,503	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-41230	2025	2,6843	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-41231	2024	2,6842	26,853	0,503	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-41231	2025	2,6843	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-41232	2024	2,6842	26,853	0,503	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-41232	2025	2,6842	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-41233	2024	2,6840	26,853	0,503	5.630	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-41233	2025	2,6842	27,107	0,504	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-41240	2024	2,7183	29,747	0,507	6.095	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-41240	2025	2,7183	30,030	0,508	6.095	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-41241	2024	2,7152	29,276	0,507	6.095	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-41241	2025	2,7152	29,554	0,508	6.095	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-41242	2024	2,7121	28,866	0,506	6.095	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-41242	2025	2,7121	29,140	0,508	6.095	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-41243	2024	2,7090	28,508	0,506	6.096	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-41243	2025	2,7090	28,779	0,507	6.096	0,000	1,0576	0,628	0,000	-
IT-41244	2024	2,7059	28,192	0,506	6.096	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-41244	2025	2,7059	28,460	0,507	6.096	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-41245	2024	2,6997	27,660	0,505	6.097	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-41245	2025	2,6997	27,922	0,506	6.097	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-41246	2024	2,6935	27,228	0,504	6.097	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-41246	2025	2,6935	27,486	0,505	6.097	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-41247	2024	2,6905	27,041	0,504	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-41247	2025	2,6905	27,297	0,505	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-41248	2024	2,6874	26,871	0,504	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-41248	2025	2,6874	27,125	0,505	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-41249	2024	2,6844	26,714	0,503	6.098	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-41249	2025	2,6844	26,966	0,504	6.098	0,000	0,9975	0,593	0,000	-
IT-41250	2024	2,6843	26,569	0,503	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-41250	2025	2,6843	26,820	0,504	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-41251	2024	2,6842	26,569	0,503	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-41251	2025	2,6843	26,820	0,504	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-41252	2024	2,6840	26,569	0,503	6.099	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-41252	2025	2,6842	26,820	0,504	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-41253	2024	2,9353	50,469	0,737	3.883	0,000	0,9866	2,890	0,000	-
IT-41253	2025	2,9353	50,957	0,738	3.883	0,000	0,9866	2,890	0,000	-
IT-41254	2024	2,9319	49,053	0,736	3.883	0,000	0,9834	2,880	0,000	-
IT-41254	2025	2,9319	49,527	0,737	3.883	0,000	0,9834	2,880	0,000	-
IT-41255	2024	2,9217	45,804	0,733	3.884	0,000	0,9738	2,852	0,000	-
IT-41255	2025	2,9217	46,245	0,734	3.884	0,000	0,9737	2,852	0,000	-
IT-41256	2024	2,9047	42,350	0,729	3.885	0,000	0,9592	2,810	0,000	-
IT-41256	2025	2,9047	42,758	0,730	3.885	0,000	0,9592	2,810	0,000	-
IT-41261	2024	2,8486	38,504	0,713	4.185	0,000	1,0136	2,969	0,000	-
IT-41262	2024	2,8453	37,458	0,712	4.185	0,000	1,0065	2,948	0,000	-
IT-41262	2025	2,8453	37,816	0,713	4.185	0,000	1,0065	2,948	0,000	-
IT-41263	2024	2,8387	35,784	0,711	4.186	0,000	0,9923	2,906	0,000	-
IT-41263	2025	2,8387	36,125	0,712	4.186	0,000	0,9923	2,906	0,000	-
IT-41264	2024	2,8354	35,104	0,710	4.186	0,000	0,9852	2,886	0,000	-
IT-41264	2025	2,8354	35,438	0,711	4.186	0,000	0,9852	2,886	0,000	-
IT-41265	2024	2,8289	33,969	0,709	4.186	0,000	0,9712	2,845	0,000	-
IT-41265	2025	2,8289	34,293	0,710	4.186	0,000	0,9711	2,844	0,000	-
IT-41266	2024	2,8158	32,317	0,707	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-41266	2025	2,8158	32,623	0,708	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-
IT-41267	2024	2,8126	31,992	0,706	4.188	0,000	0,9375	2,746	0,000	-
IT-41267	2025	2,8126	32,296	0,707	4.188	0,000	0,9370	2,745	0,000	-
IT-41268	2024	2,8093	31,694	0,705	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-41268	2025	2,8094	31,995	0,706	4.188	0,000	0,9305	2,725	0,000	-
IT-41269	2024	2,8092	31,421	0,705	4.188	0,000	0,9317	2,729	0,000	-
IT-41269	2025	2,8093	31,719	0,706	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-41274	2024	2,6717	32,591	0,670	5.173	0,000	0,8965	2,626	0,000	-
IT-41275	2024	2,6687	31,886	0,670	5.174	0,000	0,8902	2,607	0,000	-
IT-41275	2025	2,6687	32,190	0,671	5.174	0,000	0,8902	2,607	0,000	-
IT-41276	2024	2,6625	30,757	0,669	5.174	0,000	0,8776	2,571	0,000	-
IT-41276	2025	2,6625	31,050	0,670	5.174	0,000	0,8776	2,571	0,000	-
IT-41277	2024	2,6595	30,299	0,668	5.174	0,000	0,8714	2,552	0,000	-
IT-41277	2025	2,6595	30,587	0,669	5.174	0,000	0,8714	2,552	0,000	-
IT-41278	2024	2,6534	29,534	0,667	5.175	0,000	0,8589	2,516	0,000	-
IT-41278	2025	2,6534	29,815	0,668	5.175	0,000	0,8589	2,516	0,000	-
IT-41279	2024	2,6384	28,201	0,664	5.176	0,000	0,8285	2,427	0,000	-
IT-41279	2025	2,6384	28,469	0,665	5.176	0,000	0,8281	2,426	0,000	-
IT-41280	2024	2,6354	28,000	0,664	5.176	0,000	0,8227	2,410	0,000	-
IT-41280	2025	2,6354	28,266	0,664	5.176	0,000	0,8224	2,409	0,000	-
IT-41283	2024	2,9890	61,259	0,779	3.965	0,000	1,1201	1,204	0,000	-
IT-41287	2024	2,6885	46,306	0,705	4.265	0,000	0,8877	0,954	0,000	-
IT-41288	2024	2,6793	42,493	0,703	4.265	0,000	0,8691	0,934	0,000	-
IT-41288	2025	2,6793	42,902	0,704	4.265	0,000	0,8691	0,934	0,000	-
IT-41289	2024	2,6763	41,540	0,702	4.265	0,000	0,8629	0,928	0,000	-
IT-41289	2025	2,6763	41,939	0,703	4.265	0,000	0,8629	0,928	0,000	-
IT-41296	2024	2,5446	38,057	0,669	5.216	0,000	0,7886	0,848	0,000	-
IT-41297	2024	2,5417	37,176	0,668	5.216	0,000	0,7831	0,842	0,000	-
IT-41297	2025	2,5417	37,534	0,669	5.216	0,000	0,7831	0,842	0,000	-
IT-41298	2024	2,5388	36,422	0,668	5.217	0,000	0,7776	0,836	0,000	-
IT-41298	2025	2,5388	36,771	0,668	5.217	0,000	0,7776	0,836	0,000	-
IT-41299	2024	2,5359	35,768	0,667	5.217	0,000	0,7721	0,830	0,000	-
IT-41299	2025	2,5359	36,111	0,668	5.217	0,000	0,7721	0,830	0,000	-
IT-41300	2024	2,5330	35,195	0,667	5.217	0,000	0,7666	0,824	0,000	-
IT-41300	2025	2,5330	35,533	0,667	5.217	0,000	0,7666	0,824	0,000	-
IT-41301	2024	2,5159	32,851	0,663	5.218	0,000	0,7340	0,789	0,000	-
IT-41301	2025	2,5159	33,165	0,664	5.218	0,000	0,7339	0,789	0,000	-
IT-41302	2024	2,5131	32,578	0,662	5.218	0,000	0,7289	0,784	0,000	-
IT-41302	2025	2,5131	32,889	0,663	5.218	0,000	0,7286	0,783	0,000	-
IT-41303	2024	2,5102	32,327	0,662	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-
IT-41303	2025	2,5102	32,636	0,663	5.219	0,000	0,7235	0,778	0,000	-
IT-41304	2024	2,5102	32,097	0,662	5.219	0,000	0,7242	0,778	0,000	-
IT-41304	2025	2,5102	32,403	0,663	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-
IT-41309	2024	2,5100	33,657	0,660	5.709	0,000	0,7752	0,833	0,000	-
IT-41310	2024	2,5071	32,933	0,659	5.709	0,000	0,7697	0,827	0,000	-
IT-41310	2025	2,5071	33,248	0,660	5.709	0,000	0,7697	0,827	0,000	-
IT-41311	2024	2,5015	31,775	0,658	5.709	0,000	0,7589	0,816	0,000	-
IT-41311	2025	2,5015	32,078	0,659	5.709	0,000	0,7589	0,816	0,000	-
IT-41312	2024	2,4986	31,304	0,658	5.709	0,000	0,7535	0,810	0,000	-
IT-41312	2025	2,4986	31,602	0,658	5.709	0,000	0,7535	0,810	0,000	-
IT-41313	2024	2,4790	29,152	0,654	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-41313	2025	2,4790	29,429	0,654	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-41314	2024	2,4762	28,946	0,653	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-41314	2025	2,4762	29,221	0,654	5.711	0,000	0,7108	0,764	0,000	-
IT-41315	2024	2,4762	28,756	0,653	5.711	0,000	0,7115	0,765	0,000	-
IT-41315	2025	2,4762	29,029	0,654	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-41319	2024	3,9232	45,242	0,712	4.779	0,000	2,1137	1,256	0,000	-
IT-41319	2025	3,9236	45,678	0,714	4.779	0,000	2,1135	1,255	0,000	-
IT-41320	2024	3,9061	44,583	0,709	4.780	0,000	2,0980	1,246	0,000	-
IT-41320	2025	3,9066	45,013	0,711	4.779	0,000	2,0976	1,246	0,000	-
IT-41321	2024	3,8891	43,981	0,706	4.781	0,000	2,0825	1,237	0,000	-
IT-41321	2025	3,8897	44,405	0,708	4.780	0,000	2,0820	1,237	0,000	-
IT-41322	2024	3,8720	43,427	0,703	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-41322	2025	3,8728	43,845	0,705	4.782	0,000	2,0667	1,228	0,000	-
IT-41323	2024	3,8709	42,919	0,703	4.784	0,000	2,0680	1,228	0,000	-
IT-41323	2025	3,8720	43,332	0,705	4.783	0,000	2,0673	1,228	0,000	-
IT-41324	2024	3,8678	42,915	0,702	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-41324	2025	3,8696	43,328	0,705	4.786	0,000	2,0687	1,229	0,000	-
IT-41325	2024	3,8656	42,915	0,702	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-41325	2025	3,8678	43,328	0,704	4.788	0,000	2,0695	1,229	0,000	-
IT-41326	2024	3,8627	42,914	0,701	4.794	0,000	2,0707	1,230	0,000	-
IT-41326	2025	3,8656	43,327	0,704	4.791	0,000	2,0702	1,230	0,000	-
IT-41327	2024	3,7008	33,797	0,675	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-41327	2025	3,7009	34,119	0,677	5.254	0,000	1,8935	1,125	0,000	-
IT-41328	2024	3,6376	31,335	0,665	5.257	0,000	1,8326	1,089	0,000	-
IT-41328	2025	3,6379	31,633	0,666	5.256	0,000	1,8325	1,089	0,000	-
IT-41329	2024	3,6215	30,851	0,662	5.258	0,000	1,8182	1,080	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-41329	2025	3,6223	31,143	0,664	5.257	0,000	1,8177	1,080	0,000	-
IT-41330	2024	3,6057	30,406	0,659	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-41330	2025	3,6063	30,694	0,661	5.259	0,000	1,8035	1,071	0,000	-
IT-41331	2024	3,6050	29,998	0,659	5.261	0,000	1,8044	1,072	0,000	-
IT-41331	2025	3,6057	30,281	0,661	5.260	0,000	1,8039	1,072	0,000	-
IT-41332	2024	3,6027	29,995	0,659	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-41332	2025	3,6040	30,278	0,661	5.262	0,000	1,8050	1,072	0,000	-
IT-41333	2024	3,6011	29,994	0,658	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-41333	2025	3,6027	30,278	0,660	5.264	0,000	1,8057	1,073	0,000	-
IT-41334	2024	3,5990	29,994	0,658	5.270	0,000	1,8069	1,073	0,000	-
IT-41334	2025	3,6011	30,278	0,660	5.267	0,000	1,8063	1,073	0,000	-
IT-41335	2024	3,4004	27,180	0,618	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-41335	2025	3,4005	27,437	0,620	5.966	0,000	1,8118	1,076	0,000	-
IT-41336	2024	3,3569	26,144	0,611	5.968	0,000	1,7532	1,041	0,000	-
IT-41336	2025	3,3571	26,391	0,613	5.968	0,000	1,7533	1,041	0,000	-
IT-41337	2024	3,3426	25,858	0,609	5.969	0,000	1,7340	1,030	0,000	-
IT-41337	2025	3,3428	26,102	0,611	5.969	0,000	1,7341	1,030	0,000	-
IT-41338	2024	3,3281	25,595	0,607	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-41338	2025	3,3287	25,836	0,608	5.970	0,000	1,7151	1,019	0,000	-
IT-41339	2024	3,3276	25,354	0,607	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-41339	2025	3,3281	25,592	0,608	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-41340	2024	3,3264	25,352	0,606	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-41340	2025	3,3271	25,591	0,608	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-41341	2024	3,3243	25,351	0,606	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-41341	2025	3,3264	25,591	0,608	5.974	0,000	1,7165	1,020	0,000	-
IT-41342	2024	3,3228	25,351	0,605	5.980	0,000	1,7183	1,021	0,000	-
IT-41342	2025	3,3243	25,590	0,608	5.978	0,000	1,7177	1,020	0,000	-
IT-41343	2024	3,0605	24,566	0,561	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-41343	2025	3,0606	24,797	0,562	6.053	0,000	1,5030	0,893	0,000	-
IT-41344	2024	3,0474	24,162	0,559	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-41344	2025	3,0475	24,389	0,560	6.054	0,000	1,4868	0,883	0,000	-
IT-41345	2024	3,0084	23,167	0,552	6.056	0,000	1,4387	0,855	0,000	-
IT-41345	2025	3,0085	23,384	0,554	6.056	0,000	1,4388	0,855	0,000	-
IT-41346	2024	2,9956	22,892	0,550	6.057	0,000	1,4229	0,845	0,000	-
IT-41346	2025	2,9957	23,106	0,552	6.057	0,000	1,4230	0,845	0,000	-
IT-41347	2024	2,9828	22,639	0,548	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-41347	2025	2,9830	22,851	0,550	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-41348	2024	2,9821	22,407	0,548	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-41348	2025	2,9828	22,616	0,550	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-41349	2024	2,9816	22,405	0,548	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-41349	2025	2,9821	22,614	0,550	6.060	0,000	1,4078	0,836	0,000	-
IT-41350	2024	2,9810	22,405	0,548	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-41350	2025	2,9816	22,614	0,550	6.061	0,000	1,4081	0,836	0,000	-
IT-41351	2024	2,9791	22,405	0,548	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-41351	2025	2,9810	22,614	0,549	6.062	0,000	1,4086	0,837	0,000	-
IT-41352	2024	2,9777	22,404	0,547	6.069	0,000	1,4100	0,838	0,000	-
IT-41352	2025	2,9791	22,614	0,549	6.066	0,000	1,4095	0,837	0,000	-
IT-41353	2024	2,6280	20,671	0,490	6.812	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-41353	2025	2,6281	20,863	0,491	6.811	0,000	1,0518	0,625	0,000	-
IT-41354	2024	2,6169	20,479	0,488	6.813	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-41354	2025	2,6170	20,669	0,489	6.812	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-41355	2024	2,6058	20,303	0,486	6.814	0,000	1,0288	0,611	0,000	-
IT-41355	2025	2,6059	20,491	0,487	6.813	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-41356	2024	2,6044	20,140	0,486	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-41356	2025	2,6051	20,327	0,487	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-41357	2024	2,6038	20,140	0,486	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-41357	2025	2,6044	20,327	0,487	6.817	0,000	1,0293	0,611	0,000	-
IT-41358	2024	2,6022	20,140	0,486	6.823	0,000	1,0303	0,612	0,000	-
IT-41358	2025	2,6038	20,327	0,487	6.819	0,000	1,0296	0,612	0,000	-
IT-41359	2024	3,1649	47,479	0,584	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-41359	2025	3,1649	47,938	0,585	3.916	0,000	1,4422	0,857	0,000	-
IT-41360	2024	3,1612	46,912	0,583	3.917	0,000	1,4324	0,851	0,000	-
IT-41360	2025	3,1612	47,364	0,585	3.917	0,000	1,4315	0,850	0,000	-
IT-41361	2024	3,1575	46,390	0,583	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-41361	2025	3,1576	46,838	0,584	3.917	0,000	1,4217	0,845	0,000	-
IT-41362	2024	3,1573	45,911	0,583	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-41362	2025	3,1575	46,354	0,584	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-41363	2024	3,1566	45,907	0,583	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-41363	2025	3,1571	46,350	0,584	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-41364	2024	3,1566	45,907	0,583	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-41364	2025	3,1566	46,350	0,584	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-41365	2024	3,1559	45,907	0,582	3.919	0,000	1,4275	0,848	0,000	-
IT-41365	2025	3,1566	46,350	0,584	3.918	0,000	1,4262	0,847	0,000	-
IT-41366	2024	2,8497	34,166	0,531	4.217	0,000	1,1574	0,688	0,000	-
IT-41366	2025	2,8498	34,491	0,532	4.217	0,000	1,1571	0,687	0,000	-
IT-41367	2024	2,8465	33,750	0,530	4.217	0,000	1,1494	0,683	0,000	-
IT-41367	2025	2,8465	34,072	0,532	4.217	0,000	1,1490	0,682	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-41368	2024	2,8432	33,373	0,530	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-41368	2025	2,8432	33,690	0,531	4.217	0,000	1,1410	0,678	0,000	-
IT-41369	2024	2,8400	33,027	0,530	4.218	0,000	1,1331	0,673	0,000	-
IT-41369	2025	2,8400	33,341	0,531	4.218	0,000	1,1325	0,673	0,000	-
IT-41370	2024	2,8367	32,710	0,529	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-41370	2025	2,8367	33,021	0,530	4.218	0,000	1,1247	0,668	0,000	-
IT-41371	2024	2,8366	32,418	0,529	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-41371	2025	2,8367	32,726	0,530	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-41372	2024	2,8364	32,416	0,529	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-41372	2025	2,8366	32,724	0,530	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-41373	2024	2,8362	32,416	0,529	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-41373	2025	2,8364	32,724	0,530	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-41374	2024	2,8358	32,416	0,529	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-41374	2025	2,8362	32,724	0,530	4.219	0,000	1,1279	0,670	0,000	-
IT-41375	2024	2,8352	32,416	0,529	4.220	0,000	1,1299	0,671	0,000	-
IT-41375	2025	2,8358	32,724	0,530	4.219	0,000	1,1289	0,671	0,000	-
IT-41376	2024	2,6905	30,258	0,504	5.160	0,000	1,0125	0,601	0,000	-
IT-41376	2025	2,6905	30,546	0,505	5.160	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-41377	2024	2,6874	30,030	0,504	5.160	0,000	1,0055	0,597	0,000	-
IT-41377	2025	2,6874	30,315	0,505	5.160	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-41378	2024	2,6843	29,820	0,503	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-41378	2025	2,6843	30,104	0,504	5.160	0,000	0,9981	0,593	0,000	-
IT-41379	2024	2,6843	29,628	0,503	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-41379	2025	2,6843	29,910	0,504	5.160	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-41380	2024	2,6842	29,627	0,503	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-41380	2025	2,6843	29,909	0,504	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-41381	2024	2,6842	29,627	0,503	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-41381	2025	2,6842	29,909	0,504	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-41382	2024	2,6840	29,627	0,503	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-41382	2025	2,6842	29,908	0,504	5.160	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-41383	2024	2,6838	29,627	0,503	5.161	0,000	1,0018	0,595	0,000	-
IT-41383	2025	2,6840	29,908	0,504	5.161	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-41384	2024	2,6905	27,365	0,504	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-41384	2025	2,6905	27,624	0,505	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-41385	2024	2,6874	27,180	0,504	5.629	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-41385	2025	2,6874	27,437	0,505	5.629	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-41386	2024	2,6843	27,010	0,503	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-41386	2025	2,6844	27,266	0,504	5.629	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-41387	2024	2,6843	26,854	0,503	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-41387	2025	2,6843	27,108	0,504	5.629	0,000	0,9978	0,593	0,000	-
IT-41388	2024	2,6843	26,853	0,503	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-41388	2025	2,6843	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-41389	2024	2,6842	26,853	0,503	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-41389	2025	2,6843	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-41390	2024	2,6842	26,853	0,503	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-41390	2025	2,6842	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-41391	2024	2,6840	26,853	0,503	5.630	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-41391	2025	2,6842	27,107	0,504	5.630	0,000	1,0003	0,594	0,000	-
IT-41392	2024	2,6905	27,041	0,504	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-41392	2025	2,6905	27,297	0,505	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-41393	2024	2,6874	26,871	0,504	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-41393	2025	2,6874	27,125	0,505	6.098	0,000	1,0049	0,597	0,000	-
IT-41394	2024	2,6844	26,714	0,503	6.098	0,000	0,9976	0,593	0,000	-
IT-41394	2025	2,6844	26,966	0,504	6.098	0,000	0,9975	0,593	0,000	-
IT-41395	2024	2,6843	26,569	0,503	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-41395	2025	2,6843	26,820	0,504	6.098	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-41396	2024	2,6842	26,569	0,503	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-41396	2025	2,6843	26,820	0,504	6.098	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-41397	2024	2,6840	26,569	0,503	6.099	0,000	1,0010	0,595	0,000	-
IT-41397	2025	2,6842	26,820	0,504	6.099	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-41398	2024	2,8224	33,061	0,708	4.187	0,000	0,9576	2,805	0,000	-
IT-41398	2025	2,8224	33,375	0,709	4.187	0,000	0,9573	2,804	0,000	-
IT-41399	2024	2,8158	32,317	0,707	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-
IT-41399	2025	2,8158	32,623	0,708	4.187	0,000	0,9440	2,765	0,000	-
IT-41400	2024	2,8126	31,992	0,706	4.188	0,000	0,9375	2,746	0,000	-
IT-41400	2025	2,8126	32,296	0,707	4.188	0,000	0,9370	2,745	0,000	-
IT-41401	2024	2,8093	31,694	0,705	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-41401	2025	2,8094	31,995	0,706	4.188	0,000	0,9305	2,725	0,000	-
IT-41402	2024	2,8092	31,421	0,705	4.188	0,000	0,9317	2,729	0,000	-
IT-41402	2025	2,8093	31,719	0,706	4.188	0,000	0,9311	2,727	0,000	-
IT-41403	2024	2,6384	28,201	0,664	5.176	0,000	0,8285	2,427	0,000	-
IT-41403	2025	2,6384	28,469	0,665	5.176	0,000	0,8281	2,426	0,000	-
IT-41404	2024	2,6354	28,000	0,664	5.176	0,000	0,8227	2,410	0,000	-
IT-41404	2025	2,6354	28,266	0,664	5.176	0,000	0,8224	2,409	0,000	-
IT-41405	2024	2,5159	32,851	0,663	5.218	0,000	0,7340	0,789	0,000	-
IT-41405	2025	2,5159	33,165	0,664	5.218	0,000	0,7339	0,789	0,000	-
IT-41406	2024	2,5131	32,578	0,662	5.218	0,000	0,7289	0,784	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-41406	2025	2,5131	32,889	0,663	5.218	0,000	0,7286	0,783	0,000	-
IT-41407	2024	2,5102	32,327	0,662	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-
IT-41407	2025	2,5102	32,636	0,663	5.219	0,000	0,7235	0,778	0,000	-
IT-41408	2024	2,5102	32,097	0,662	5.219	0,000	0,7242	0,778	0,000	-
IT-41408	2025	2,5102	32,403	0,663	5.219	0,000	0,7238	0,778	0,000	-
IT-41409	2024	2,4790	29,152	0,654	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-41409	2025	2,4790	29,429	0,654	5.711	0,000	0,7161	0,770	0,000	-
IT-41410	2024	2,4762	28,946	0,653	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-41410	2025	2,4762	29,221	0,654	5.711	0,000	0,7108	0,764	0,000	-
IT-41411	2024	2,4762	28,756	0,653	5.711	0,000	0,7115	0,765	0,000	-
IT-41411	2025	2,4762	29,029	0,654	5.711	0,000	0,7110	0,764	0,000	-
IT-41412	2024	2,7045	31,980	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41412	2025	2,7045	32,288	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-41413	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41413	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-41414	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41414	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-41415	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41415	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-41416	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41416	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-41417	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41417	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-41418	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41418	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-41419	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41420	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41420	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-41421	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41421	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-41422	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41422	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-41423	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41423	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-41424	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41424	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-41425	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41425	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-41426	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41426	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-41427	2024	2,7045	31,820	0,515	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,727	-
IT-41427	2025	2,7045	32,128	0,516	7.672	0,000	0,0000	0,000	1,745	-
IT-41428	2024	3,4597	28,364	0,627	6.536	0,000	2,3650	0,000	0,000	-
IT-41428	2025	3,4598	28,633	0,629	6.536	0,000	2,3650	0,000	0,000	-
IT-41429	2024	3,0872	25,078	0,565	6.385	0,000	1,9199	0,000	0,000	-
IT-41429	2025	3,0872	25,314	0,566	6.385	0,000	1,9200	0,000	0,000	-
IT-41430	2024	3,0606	24,169	0,561	6.387	0,000	1,8788	0,000	0,000	-
IT-41430	2025	3,0606	24,396	0,562	6.386	0,000	1,8788	0,000	0,000	-
IT-41431	2024	3,0475	23,785	0,559	6.387	0,000	1,8585	0,000	0,000	-
IT-41431	2025	3,0475	24,008	0,560	6.387	0,000	1,8585	0,000	0,000	-
IT-41432	2024	3,0214	23,127	0,554	6.389	0,000	1,8183	0,000	0,000	-
IT-41432	2025	3,0216	23,344	0,556	6.389	0,000	1,8184	0,000	0,000	-
IT-41433	2024	3,0085	22,842	0,552	6.390	0,000	1,7985	0,000	0,000	-
IT-41433	2025	3,0086	23,056	0,554	6.390	0,000	1,7985	0,000	0,000	-
IT-41434	2024	2,7121	31,376	0,506	6.236	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-41434	2025	2,7121	31,675	0,508	6.236	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-41435	2024	2,7059	30,632	0,506	6.237	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-41435	2025	2,7059	30,923	0,507	6.237	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-41436	2024	2,6997	30,044	0,505	6.237	0,000	1,2937	0,000	0,000	-
IT-41436	2025	2,6997	30,329	0,506	6.237	0,000	1,2937	0,000	0,000	-
IT-41437	2024	2,7121	28,041	0,506	7.127	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-41437	2025	2,7121	28,307	0,508	7.127	0,000	1,3315	0,000	0,000	-
IT-41438	2024	2,7090	27,735	0,506	7.127	0,000	1,3220	0,000	0,000	-
IT-41438	2025	2,7090	27,997	0,507	7.127	0,000	1,3220	0,000	0,000	-
IT-41439	2024	2,6966	26,814	0,505	7.129	0,000	1,2843	0,000	0,000	-
IT-41439	2025	2,6966	27,068	0,506	7.129	0,000	1,2843	0,000	0,000	-
IT-41440	2024	2,6905	26,479	0,504	7.130	0,000	1,2655	0,000	0,000	-
IT-41440	2025	2,6905	26,729	0,505	7.130	0,000	1,2655	0,000	0,000	-
IT-41442	2024	2,7121	32,693	0,506	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-41442	2025	2,7121	33,005	0,508	5.158	0,000	1,0652	0,633	0,000	-
IT-41452	2024	2,7323	15,688	0,507	7.042	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-41452	2025	2,7323	15,830	0,508	7.042	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-41453	2024	2,7203	15,686	0,505	7.043	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-41453	2025	2,7203	15,829	0,506	7.043	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-41454	2024	2,7085	15,685	0,503	7.044	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-41454	2025	2,7085	15,827	0,504	7.044	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-41455	2024	2,6170	15,673	0,488	7.050	0,000	1,0403	0,618	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-41455	2025	2,6170	15,815	0,489	7.050	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-41517	2024	2,6905	29,361	0,504	6.238	0,000	1,2655	0,000	0,000	-
IT-41517	2025	2,6905	29,640	0,505	6.238	0,000	1,2655	0,000	0,000	-
IT-41519	2024	3,1571	45,908	0,583	3.918	0,000	1,4250	0,846	0,000	-
IT-41519	2025	3,1573	46,351	0,584	3.917	0,000	1,4238	0,846	0,000	-
IT-41523	2024	3,1758	49,537	0,585	3.916	0,000	1,4730	0,875	0,000	-
IT-41523	2025	3,1759	50,016	0,586	3.916	0,000	1,4725	0,875	0,000	-
IT-41524	2024	2,6656	31,281	0,669	5.174	0,000	0,8839	2,589	0,000	-
IT-41524	2025	2,6656	31,579	0,670	5.174	0,000	0,8839	2,589	0,000	-
IT-41525	2024	2,6997	31,083	0,505	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-41525	2025	2,6997	31,379	0,506	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-41526	2024	2,6966	30,781	0,505	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-41526	2025	2,6966	31,074	0,506	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-41527	2024	2,7059	27,464	0,506	7.128	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-41527	2025	2,7059	27,724	0,507	7.128	0,000	1,3125	0,000	0,000	-
IT-51074	2024	3,6376	31,335	0,509	5.257	0,000	1,8326	1,089	0,000	-
IT-51074	2025	3,6379	31,633	0,515	5.256	0,000	1,8325	1,089	0,000	-
IT-51087	2024	3,5055	31,589	0,468	5.961	0,000	1,9539	1,161	0,000	-
IT-51123	2024	2,9828	22,639	0,429	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-51123	2025	2,9830	22,851	0,434	6.058	0,000	1,4074	0,836	0,000	-
IT-51136	2024	2,7203	23,171	0,408	6.805	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-51136	2025	2,7203	23,388	0,412	6.805	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-51137	2024	2,7085	22,714	0,407	6.806	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-51137	2025	2,7085	22,927	0,411	6.806	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-51138	2024	2,6967	22,314	0,406	6.807	0,000	1,1228	0,667	0,000	-
IT-51138	2025	2,6967	22,522	0,410	6.807	0,000	1,1228	0,667	0,000	-
IT-51141	2024	2,6393	20,880	0,402	6.811	0,000	1,0634	0,632	0,000	-
IT-51141	2025	2,6394	21,075	0,405	6.810	0,000	1,0634	0,632	0,000	-
IT-51143	2024	2,6169	20,479	0,400	6.813	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-51143	2025	2,6170	20,669	0,404	6.812	0,000	1,0403	0,618	0,000	-
IT-51159	2024	3,1575	46,390	0,462	3.917	0,000	1,4227	0,845	0,000	-
IT-51159	2025	3,1576	46,838	0,467	3.917	0,000	1,4217	0,845	0,000	-
IT-51170	2024	2,8761	39,966	0,430	4.215	0,000	1,2250	0,728	0,000	-
IT-51194	2024	2,7215	34,603	0,415	5.157	0,000	1,0881	0,646	0,000	-
IT-51195	2024	2,7183	33,869	0,416	5.157	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-51195	2025	2,7183	34,193	0,419	5.157	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-51196	2024	2,7152	33,239	0,416	5.157	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-51196	2025	2,7152	33,557	0,419	5.157	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-51201	2024	2,6997	31,083	0,417	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-51201	2025	2,6997	31,379	0,421	5.159	0,000	1,0349	0,615	0,000	-
IT-51202	2024	2,6966	30,781	0,418	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-51202	2025	2,6966	31,074	0,421	5.159	0,000	1,0274	0,610	0,000	-
IT-51203	2024	2,6935	30,507	0,418	5.159	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-51203	2025	2,6935	30,797	0,421	5.159	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-51226	2024	2,6905	27,365	0,418	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-51226	2025	2,6905	27,624	0,422	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-51355	2024	2,6058	20,303	0,399	6.814	0,000	1,0288	0,611	0,000	-
IT-51355	2025	2,6059	20,491	0,403	6.813	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-51366	2024	2,8497	34,166	0,433	4.217	0,000	1,1574	0,688	0,000	-
IT-51366	2025	2,8498	34,491	0,437	4.217	0,000	1,1571	0,687	0,000	-
IT-51367	2024	2,8465	33,750	0,433	4.217	0,000	1,1494	0,683	0,000	-
IT-51367	2025	2,8465	34,072	0,437	4.217	0,000	1,1490	0,682	0,000	-
IT-51369	2024	2,8400	33,027	0,434	4.218	0,000	1,1331	0,673	0,000	-
IT-51369	2025	2,8400	33,341	0,438	4.218	0,000	1,1325	0,673	0,000	-
IT-51370	2024	2,8367	32,710	0,434	4.218	0,000	1,1254	0,668	0,000	-
IT-51370	2025	2,8367	33,021	0,438	4.218	0,000	1,1247	0,668	0,000	-
IT-51377	2024	2,6874	30,030	0,418	5.160	0,000	1,0055	0,597	0,000	-
IT-51377	2025	2,6874	30,315	0,422	5.160	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-51384	2024	2,6905	27,365	0,418	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-51384	2025	2,6905	27,624	0,422	5.629	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-51452	2024	2,7323	15,688	0,409	7.042	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-51452	2025	2,7323	15,830	0,413	7.042	0,000	1,1597	0,689	0,000	-
IT-51453	2024	2,7203	15,686	0,408	7.043	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-51453	2025	2,7203	15,829	0,412	7.043	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-51469	2024	2,6051	20,141	0,399	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-51469	2025	2,6054	20,327	0,403	6.815	0,000	1,0288	0,611	0,000	-
IT-51475	2024	2,8364	32,417	0,434	4.218	0,000	1,1270	0,669	0,000	-
IT-51475	2025	2,8366	32,725	0,438	4.218	0,000	1,1261	0,669	0,000	-
IT-51478	2024	2,6842	29,627	0,418	5.160	0,000	0,9996	0,594	0,000	-
IT-51478	2025	2,6843	29,909	0,422	5.160	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-61136	2024	2,7203	23,171	0,505	6.805	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-61136	2025	2,7203	23,388	0,506	6.805	0,000	1,1473	0,681	0,000	-
IT-61137	2024	2,7085	22,714	0,503	6.806	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-61137	2025	2,7085	22,927	0,504	6.806	0,000	1,1350	0,674	0,000	-
IT-61138	2024	2,6967	22,314	0,501	6.807	0,000	1,1228	0,667	0,000	-
IT-61138	2025	2,6967	22,522	0,502	6.807	0,000	1,1228	0,667	0,000	-
IT-61194	2024	2,7215	34,603	0,507	5.157	0,000	1,0881	0,646	0,000	-

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	V_{CO2} (tCO_2/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)	V_{AC} (p.u.)	V_{HV} (MWh_{PCI}/MWh_E)	V_{HF} (€/MWh_E)	I_{NE} (€/MWh_E)	P_{otros} (€/MWh_E)
IT-61195	2024	2,7183	33,869	0,507	5.157	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-61195	2025	2,7183	34,193	0,508	5.157	0,000	1,0804	0,642	0,000	-
IT-61203	2024	2,6935	30,507	0,504	5.159	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-61203	2025	2,6935	30,797	0,505	5.159	0,000	1,0199	0,606	0,000	-
IT-61205	2024	2,6874	30,030	0,504	5.160	0,000	1,0055	0,597	0,000	-
IT-61205	2025	2,6874	30,315	0,505	5.160	0,000	1,0050	0,597	0,000	-
IT-61241	2024	2,7152	29,276	0,507	6.095	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-61241	2025	2,7152	29,554	0,508	6.095	0,000	1,0728	0,637	0,000	-
IT-61244	2024	2,7059	28,192	0,506	6.096	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-61244	2025	2,7059	28,460	0,507	6.096	0,000	1,0500	0,624	0,000	-
IT-61247	2024	2,6905	27,041	0,504	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-61247	2025	2,6905	27,297	0,505	6.098	0,000	1,0124	0,601	0,000	-
IT-61339	2024	3,3276	25,354	0,607	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-
IT-61339	2025	3,3281	25,592	0,608	5.971	0,000	1,7153	1,019	0,000	-
IT-61388	2024	2,6843	26,853	0,503	5.629	0,000	0,9990	0,593	0,000	-
IT-61388	2025	2,6843	27,107	0,504	5.629	0,000	0,9985	0,593	0,000	-
IT-61469	2024	2,6051	20,141	0,486	6.815	0,000	1,0289	0,611	0,000	-
IT-61469	2025	2,6054	20,327	0,487	6.815	0,000	1,0288	0,611	0,000	-
IT-61493	2024	3,3271	25,352	0,606	5.973	0,000	1,7160	1,019	0,000	-
IT-61493	2025	3,3276	25,591	0,608	5.972	0,000	1,7156	1,019	0,000	-

Los parámetros aplicables al año 2025 también lo serán a años posteriores hasta que se aprueben nuevos valores.

B. Parámetros a los que se refiere el artículo 12 aplicables a las instalaciones tipo de biomasa

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)
IT-00828	2024	4,7619	36,198	7.500
IT-00829	2024	4,7619	36,198	7.500
IT-00829	2025	4,7619	36,545	7.500
IT-00830	2024	4,7619	36,198	7.500
IT-00830	2025	4,7619	36,545	7.500
IT-00831	2024	4,7619	36,198	7.500
IT-00831	2025	4,7619	36,545	7.500
IT-00832	2024	4,7619	36,198	7.500
IT-00832	2025	4,7619	36,545	7.500
IT-00833	2024	4,7619	36,198	7.500
IT-00833	2025	4,7619	36,545	7.500
IT-00834	2024	4,6512	36,198	7.500
IT-00834	2025	4,6512	36,545	7.500
IT-00835	2024	4,5455	36,198	7.500
IT-00835	2025	4,5455	36,545	7.500
IT-00836	2024	4,4444	36,198	7.500
IT-00836	2025	4,4444	36,545	7.500
IT-00837	2024	4,4444	36,198	7.500
IT-00837	2025	4,4444	36,545	7.500
IT-00838	2024	4,4444	36,198	7.500
IT-00838	2025	4,4444	36,545	7.500
IT-00839	2024	4,4444	36,198	7.500
IT-00839	2025	4,4444	36,545	7.500
IT-00840	2024	4,3478	36,198	7.500
IT-00840	2025	4,3478	36,545	7.500
IT-00841	2024	4,3011	36,198	7.500
IT-00841	2025	4,3011	36,545	7.500
IT-00842	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-00842	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-00843	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-00843	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-00844	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-00844	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-00845	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-00845	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-00846	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-00846	2025	4,1667	36,545	7.500

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)
IT-00847	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-00847	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-00848	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-00848	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-00852	2024	4,7619	30,988	7.500
IT-00853	2024	4,7619	30,988	7.500
IT-00853	2025	4,7619	31,283	7.500
IT-00854	2024	4,7619	30,988	7.500
IT-00854	2025	4,7619	31,283	7.500
IT-00855	2024	4,7619	30,988	7.500
IT-00855	2025	4,7619	31,283	7.500
IT-00856	2024	4,7619	30,988	7.500
IT-00856	2025	4,7619	31,283	7.500
IT-00857	2024	4,7619	30,988	7.500
IT-00857	2025	4,7619	31,283	7.500
IT-00858	2024	4,6512	30,988	7.500
IT-00858	2025	4,6512	31,283	7.500
IT-00859	2024	4,5455	30,988	7.500
IT-00859	2025	4,5455	31,283	7.500
IT-00860	2024	4,4444	30,988	7.500
IT-00860	2025	4,4444	31,283	7.500
IT-00861	2024	4,4444	30,988	7.500
IT-00861	2025	4,4444	31,283	7.500
IT-00862	2024	4,4444	30,988	7.500
IT-00862	2025	4,4444	31,283	7.500
IT-00863	2024	4,4444	30,988	7.500
IT-00863	2025	4,4444	31,283	7.500
IT-00864	2024	4,3478	30,988	7.500
IT-00864	2025	4,3478	31,283	7.500
IT-00865	2024	4,3011	30,988	7.500
IT-00865	2025	4,3011	31,283	7.500
IT-00866	2024	4,1667	30,988	7.500
IT-00866	2025	4,1667	31,283	7.500
IT-00867	2024	4,1667	30,988	7.500
IT-00867	2025	4,1667	31,283	7.500
IT-00868	2024	4,1667	30,988	7.500
IT-00868	2025	4,1667	31,283	7.500
IT-00869	2024	4,1667	30,988	7.500
IT-00869	2025	4,1667	31,283	7.500
IT-00870	2024	4,1667	30,988	7.500
IT-00870	2025	4,1667	31,283	7.500
IT-00871	2024	4,1667	30,988	7.500
IT-00871	2025	4,1667	31,283	7.500
IT-00872	2024	4,1667	30,988	7.500
IT-00872	2025	4,1667	31,283	7.500
IT-04001	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-04001	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-04002	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-04002	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-04003	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-04003	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-04004	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-04004	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-04005	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-04005	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-04006	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-04006	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-04841	2024	4,3011	36,198	7.500
IT-04841	2025	4,3011	36,545	7.500
IT-20828	2024	4,7619	36,198	7.500
IT-20829	2024	4,7619	36,198	7.500
IT-20829	2025	4,7619	36,545	7.500
IT-20830	2024	4,7619	36,198	7.500
IT-20830	2025	4,7619	36,545	7.500
IT-20831	2024	4,7619	36,198	7.500
IT-20831	2025	4,7619	36,545	7.500
IT-20832	2024	4,7619	36,198	7.500
IT-20832	2025	4,7619	36,545	7.500

Código de identificación	Año de aplicación	V_C (MWh_{PCI}/MWh_E)	$C_{O\&MyOtros}$ (€/MWh_E)	$V_{IVPEE-RI}$ (h_E)
IT-20833	2024	4,7619	36,198	7.500
IT-20833	2025	4,7619	36,545	7.500
IT-20834	2024	4,6512	36,198	7.500
IT-20834	2025	4,6512	36,545	7.500
IT-20835	2024	4,5455	36,198	7.500
IT-20835	2025	4,5455	36,545	7.500
IT-20836	2024	4,4444	36,198	7.500
IT-20836	2025	4,4444	36,545	7.500
IT-20837	2024	4,4444	36,198	7.500
IT-20837	2025	4,4444	36,545	7.500
IT-20838	2024	4,4444	36,198	7.500
IT-20838	2025	4,4444	36,545	7.500
IT-20839	2024	4,4444	36,198	7.500
IT-20839	2025	4,4444	36,545	7.500
IT-20840	2024	4,3478	36,198	7.500
IT-20840	2025	4,3478	36,545	7.500
IT-20841	2024	4,3011	36,198	7.500
IT-20841	2025	4,3011	36,545	7.500
IT-20842	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-20842	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-20843	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-20843	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-20844	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-20844	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-20845	2024	4,1667	36,198	7.500
IT-20845	2025	4,1667	36,545	7.500
IT-20852	2024	4,7619	30,988	7.500
IT-20853	2024	4,7619	30,988	7.500
IT-20853	2025	4,7619	31,283	7.500
IT-20854	2024	4,7619	30,988	7.500
IT-20854	2025	4,7619	31,283	7.500
IT-20855	2024	4,7619	30,988	7.500
IT-20855	2025	4,7619	31,283	7.500
IT-20856	2024	4,7619	30,988	7.500
IT-20856	2025	4,7619	31,283	7.500
IT-20857	2024	4,7619	30,988	7.500
IT-20857	2025	4,7619	31,283	7.500
IT-20858	2024	4,6512	30,988	7.500
IT-20858	2025	4,6512	31,283	7.500
IT-20859	2024	4,5455	30,988	7.500
IT-20859	2025	4,5455	31,283	7.500
IT-20860	2024	4,4444	30,988	7.500
IT-20860	2025	4,4444	31,283	7.500
IT-20861	2024	4,4444	30,988	7.500
IT-20861	2025	4,4444	31,283	7.500
IT-20862	2024	4,4444	30,988	7.500
IT-20862	2025	4,4444	31,283	7.500
IT-20863	2024	4,4444	30,988	7.500
IT-20863	2025	4,4444	31,283	7.500
IT-20864	2024	4,3478	30,988	7.500
IT-20864	2025	4,3478	31,283	7.500
IT-20865	2024	4,3011	30,988	7.500
IT-20865	2025	4,3011	31,283	7.500
IT-20866	2024	4,1667	30,988	7.500
IT-20866	2025	4,1667	31,283	7.500
IT-20867	2024	4,1667	30,988	7.500
IT-20867	2025	4,1667	31,283	7.500
IT-20868	2024	4,1667	30,988	7.500
IT-20868	2025	4,1667	31,283	7.500
IT-20869	2024	4,1667	30,988	7.500
IT-20869	2025	4,1667	31,283	7.500

Los parámetros aplicables al año 2025 también lo serán a años posteriores hasta que se aprueben nuevos valores.

ANEXO II

Flujos de caja del segundo semestre del año 2024 y de los dos semestres del año 2025 calculados según se detalla en el artículo 13.1 para el ajuste por afección a la retribución a la inversión para las instalaciones tipo de biomasa

Código de identificación	$FC_{2s,2024}$ (€/MWh_E)	$FC_{1s,2025}$ (€/MWh_E)	$FC_{2s,2025}$ (€/MWh_E)
IT-00828	-3,833	-	-
IT-00829	-3,914	-24,502	-24,899
IT-00830	-4,250	-24,839	-25,235
IT-00831	-4,409	-24,997	-25,393
IT-00832	-4,350	-24,939	-25,335
IT-00833	-4,248	-24,837	-25,233
IT-00834	-2,694	-23,274	-23,662
IT-00835	-1,267	-21,839	-22,217
IT-00836	0,447	-20,083	-20,453
IT-00837	0,304	-20,237	-20,607
IT-00838	0,120	-20,435	-20,805
IT-00839	-0,014	-20,578	-20,948
IT-00840	1,299	-19,160	-19,522
IT-00841	1,810	-18,607	-18,965
IT-00842	3,681	-16,585	-16,931
IT-00843	3,525	-16,752	-17,099
IT-00844	3,470	-16,811	-17,159
IT-00845	3,447	-16,837	-17,183
IT-00846	3,587	-16,686	-17,033
IT-00847	3,538	-16,738	-17,085
IT-00848	1,497	-18,944	-19,302
IT-00852	15,734	-	-
IT-00853	15,734	-3,557	-3,853
IT-00854	15,734	-3,557	-3,853
IT-00855	15,734	-3,557	-3,853
IT-00856	15,734	-3,557	-3,853
IT-00857	15,734	-3,557	-3,853
IT-00858	17,045	-2,140	-2,429
IT-00859	18,297	-0,787	-1,070
IT-00860	19,493	0,470	0,213
IT-00861	19,493	0,470	0,213
IT-00862	19,484	0,461	0,204
IT-00863	19,184	0,161	-0,103
IT-00864	20,087	1,070	0,818
IT-00865	20,367	1,352	1,104
IT-00866	21,802	2,795	2,555
IT-00867	21,639	2,633	2,392
IT-00868	21,574	2,568	2,327
IT-00869	21,543	2,537	2,297
IT-00870	21,704	2,698	2,457
IT-00871	21,643	2,637	2,397
IT-00872	21,581	2,575	2,334
IT-04001	5,244	-14,904	-15,251
IT-04002	5,244	-14,904	-15,251
IT-04003	5,244	-14,904	-15,251
IT-04004	5,244	-14,904	-15,251
IT-04005	5,244	-14,904	-15,251
IT-04006	5,244	-14,904	-15,251
IT-04841	3,746	-16,515	-16,862
IT-20828	-3,833	-	-
IT-20829	-3,902	-24,491	-24,887
IT-20830	-4,237	-24,826	-25,222
IT-20831	-4,395	-24,983	-25,380
IT-20832	-4,337	-24,926	-25,322
IT-20833	-4,237	-24,826	-25,222
IT-20834	-2,680	-23,260	-23,647
IT-20835	-1,248	-21,820	-22,198
IT-20836	0,463	-20,066	-20,436
IT-20837	0,323	-20,217	-20,587
IT-20838	0,143	-20,411	-20,781
IT-20839	0,013	-20,550	-20,920

Código de identificación	$FC_{2s,2024}$ (€/MWh_E)	$FC_{1s,2025}$ (€/MWh_E)	$FC_{2s,2025}$ (€/MWh_E)
IT-20840	1,329	-19,128	-19,490
IT-20841	1,845	-18,569	-18,927
IT-20842	3,720	-16,543	-16,890
IT-20843	3,569	-16,705	-17,052
IT-20844	3,516	-16,762	-17,109
IT-20845	3,495	-16,785	-17,132
IT-20852	15,734	-	-
IT-20853	15,734	-3,557	-3,853
IT-20854	15,734	-3,557	-3,853
IT-20855	15,734	-3,557	-3,853
IT-20856	15,734	-3,557	-3,853
IT-20857	15,734	-3,557	-3,853
IT-20858	17,045	-2,140	-2,429
IT-20859	18,297	-0,787	-1,070
IT-20860	19,493	0,470	0,213
IT-20861	19,493	0,470	0,213
IT-20862	19,490	0,467	0,210
IT-20863	19,197	0,174	-0,090
IT-20864	20,104	1,087	0,836
IT-20865	20,391	1,376	1,128
IT-20866	21,831	2,825	2,584
IT-20867	21,673	2,666	2,426
IT-20868	21,609	2,603	2,362
IT-20869	21,580	2,574	2,333

ANEXO III

Datos para la estimación de precios de combustibles para el primer semestre de 2024

A. Precios estimados resultantes

Precio gas natural - peaje RL6 (€/MWh_{PCS}).	56,293
Precio gas natural - peaje RL7 (€/MWh_{PCS}).	54,312
Precio gas natural - peaje RL8 (€/MWh_{PCS}).	53,913
Precio gas natural - peaje RL9 (€/MWh_{PCS}).	52,962
Precio gas natural - peaje RL10 (€/MWh_{PCS}).	52,855
Precio gas natural - peaje RL11 (€/MWh_{PCS}).	52,466
Precio gasóleo/GLP (€/t).	807,64
Precio fuelóleo (€/t).	525,95
Precio orujillo seco de aceituna (€/t).	48,58
Precio biomasa grupo b.6 (€/t).	51,36
Precio biomasa grupo b.8 (€/t).	42,81

B. Datos utilizados para el gas natural

B.1 Precio de las materias primas de gas natural

Coste del gas natural en el punto virtual de balance - P_{PVB} (€/MWh_{PCS}).	51,302

B.2 Tasas y cuotas CNMC y GTS

Tasa de la CNMC.	0,140 %

Cuota del GTS.	1,173 %

B.3 Regasificación

Término fijo capacidad otros costes regasificación - TC_{OCR} (€/(kWh/día)/año)[1]

Peaje RL6	-0,213535
Peaje RL7	-0,181161
Peaje RL8	-0,143259
Peaje RL9	-0,076648
Peaje RL10	-0,074810
Peaje RL11	-0,066663

B.4 Transporte gas natural

Media término fijo capacidad salida a transporte - TC_{SA} (€/(kWh/día)/año)[1].	0,126600
Término variable salida a transporte - TV_{SA} (€/kWh)[1].	0,000136

B.5 Términos de peajes de redes locales de gas natural

	Cargos unitarios (€/(kWh/día)/año)	Término fijo capacidad - TC_{RL} (€/(kWh/día)/año)[2]	Término variable - TV_{RL} (€/kWh)[1]
Peaje RL6.	0,006283	0,921450	0,001224
Peaje RL7.	0,006274	0,485787	0,000895
Peaje RL8.	0,006272	0,405289	0,000673
Peaje RL9.	0,006271	0,157582	0,000464
Peaje RL10.	0,006270	0,150780	0,000379
Peaje RL11.	0,006270	0,120583	0,000084

B.6 Almacenamiento subterráneo de gas natural

Número de días existencias mínimas de seguridad - D_{RS} (día).	20
Canon almacenamiento - C_{AS} (€/(kWh/día)/año)[3].	0,002661
Prima de subasta de adjudicación de capacidad (€/(kWh/día)/año).	0,000332
Canon inyección - C_I (€/(kWh/día)/año)[1].	0,155486
Canon extracción - C_E (€/(kWh/día)/año)[1].	0,122547
Coste de almacenamiento subterráneo - CM_{AS} (€/kWh).	0,000179

Notas a las tablas:

[1] Valor que ha de ser incrementado con la tasa de la CNMC y con la cuota del GTS.

[2] Valor que ha de ser incrementado con la tasa de la CNMC y con la cuota del GTS, y adicionalmente con los cargos unitarios incrementados estos últimos con la tasa de la CNMC.

[3] Valor que ha de ser incrementado con la tasa de la CNMC, con la cuota del GTS y con las primas de las subastas de adjudicación de capacidad.

ANEXO IV

Valores de la retribución a la operación de aplicación en el primer semestre del año 2024

A. Instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-00828	3,435
IT-00829	3,516
IT-00830	3,852
IT-00831	4,011
IT-00832	3,952
IT-00833	3,850
IT-00834	2,306
IT-00835	0,888
IT-00836	0,000
IT-00837	0,000
IT-00838	0,000
IT-00839	0,000
IT-00840	0,000
IT-00841	0,000
IT-00842	0,000
IT-00843	0,000
IT-00844	0,000
IT-00845	0,000
IT-00846	0,000
IT-00847	0,000
IT-00848	0,000
IT-00852	0,000
IT-00853	0,000
IT-00854	0,000
IT-00855	0,000
IT-00856	0,000
IT-00857	0,000
IT-00858	0,000
IT-00859	0,000
IT-00860	0,000
IT-00861	0,000
IT-00862	0,000
IT-00863	0,000
IT-00864	0,000
IT-00865	0,000
IT-00866	0,000
IT-00867	0,000
IT-00868	0,000
IT-00869	0,000
IT-00870	0,000
IT-00871	0,000
IT-00872	0,000
IT-01044	129,164
IT-01045	126,865
IT-01046	124,960
IT-01047	121,719
IT-01048	120,437
IT-01049	117,421
IT-01050	116,400
IT-01051	115,628
IT-01052	115,188
IT-01053	114,665
IT-01054	114,413
IT-01055	114,024
IT-01056	113,781
IT-01057	113,564

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-01064	104,964
IT-01065	103,074
IT-01066	101,514
IT-01067	100,157
IT-01068	98,859
IT-01069	97,779
IT-01070	96,804
IT-01071	95,822
IT-01072	95,013
IT-01073	94,270
IT-01074	93,462
IT-01075	93,021
IT-01076	92,722
IT-01077	92,661
IT-01078	92,415
IT-01079	92,318
IT-01080	92,152
IT-01087	71,573
IT-01088	70,843
IT-01089	70,349
IT-01090	69,865
IT-01091	69,576
IT-01092	69,253
IT-01093	69,095
IT-01094	68,874
IT-01095	68,803
IT-01096	68,663
IT-01097	68,559
IT-01098	68,573
IT-01099	68,470
IT-01100	68,457
IT-01101	68,454
IT-01102	68,396
IT-01103	68,126
IT-01104	67,992
IT-01111	64,300
IT-01112	63,569
IT-01113	62,875
IT-01114	62,284
IT-01115	61,885
IT-01116	61,447
IT-01117	61,070
IT-01118	60,744
IT-01119	60,564
IT-01120	60,305
IT-01121	60,084
IT-01122	59,988
IT-01123	59,799
IT-01124	59,736
IT-01125	59,729
IT-01126	59,678
IT-01127	59,440
IT-01128	59,317
IT-01135	58,238
IT-01136	57,607
IT-01137	57,056
IT-01138	56,561
IT-01139	56,122
IT-01140	55,345
IT-01141	54,792
IT-01142	54,496
IT-01143	54,225
IT-01144	53,971
IT-01145	53,676
IT-01146	53,619
IT-01147	53,377
IT-01150	112,449
IT-01151	111,067

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-01152	109,871
IT-01153	108,397
IT-01154	108,269
IT-01155	107,373
IT-01156	107,033
IT-01157	107,031
IT-01158	107,321
IT-01159	107,526
IT-01160	107,303
IT-01161	107,084
IT-01162	107,139
IT-01163	106,924
IT-01170	86,298
IT-01171	85,442
IT-01172	84,766
IT-01173	84,315
IT-01174	83,891
IT-01175	83,644
IT-01176	83,368
IT-01177	83,150
IT-01178	83,071
IT-01179	82,940
IT-01180	82,871
IT-01181	82,907
IT-01182	83,227
IT-01183	83,321
IT-01184	83,344
IT-01185	83,194
IT-01186	83,145
IT-01187	83,048
IT-01194	75,373
IT-01195	74,971
IT-01196	74,584
IT-01197	74,285
IT-01198	74,062
IT-01199	73,996
IT-01200	73,876
IT-01201	73,804
IT-01202	73,860
IT-01203	73,849
IT-01204	73,865
IT-01205	73,870
IT-01206	74,000
IT-01207	74,010
IT-01208	73,894
IT-01209	73,870
IT-01210	73,849
IT-01211	73,785
IT-01218	71,174
IT-01219	70,920
IT-01220	70,660
IT-01221	70,472
IT-01222	70,344
IT-01223	70,318
IT-01224	70,314
IT-01225	70,473
IT-01226	70,546
IT-01227	70,623
IT-01228	70,801
IT-01229	70,603
IT-01230	70,604
IT-01231	70,481
IT-01232	70,472
IT-01233	70,411
IT-01240	69,568
IT-01241	69,349
IT-01242	69,194
IT-01243	69,097

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-01244	69,141
IT-01245	69,137
IT-01246	69,331
IT-01247	69,417
IT-01248	69,515
IT-01249	69,717
IT-01250	69,467
IT-01251	69,349
IT-01252	69,245
IT-01253	153,932
IT-01254	152,473
IT-01255	149,170
IT-01256	144,967
IT-01261	129,805
IT-01262	128,983
IT-01263	127,789
IT-01264	127,359
IT-01265	126,736
IT-01266	126,085
IT-01267	125,902
IT-01268	126,070
IT-01269	126,186
IT-01274	116,187
IT-01275	115,693
IT-01276	114,989
IT-01277	114,753
IT-01278	114,441
IT-01279	114,239
IT-01280	114,248
IT-01283	121,118
IT-01287	96,493
IT-01288	92,891
IT-01289	92,034
IT-01296	82,833
IT-01297	82,024
IT-01298	81,351
IT-01299	80,689
IT-01300	80,211
IT-01301	78,416
IT-01302	78,244
IT-01303	78,318
IT-01304	78,319
IT-01309	76,263
IT-01310	75,623
IT-01311	74,653
IT-01312	74,182
IT-01313	72,716
IT-01314	72,617
IT-01315	72,582
IT-01319	116,012
IT-01320	115,025
IT-01321	114,189
IT-01322	113,391
IT-01323	113,217
IT-01324	112,917
IT-01325	112,664
IT-01326	112,436
IT-01327	96,804
IT-01328	93,462
IT-01329	92,744
IT-01330	91,982
IT-01331	91,699
IT-01332	91,525
IT-01333	91,419
IT-01334	91,245
IT-01335	68,874
IT-01336	68,559
IT-01337	68,573

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-01338	68,470
IT-01339	68,160
IT-01340	68,024
IT-01341	67,717
IT-01342	67,583
IT-01343	61,070
IT-01344	60,744
IT-01345	60,084
IT-01346	59,988
IT-01347	59,799
IT-01348	59,480
IT-01349	59,427
IT-01350	59,357
IT-01351	59,082
IT-01352	58,960
IT-01353	54,496
IT-01354	54,225
IT-01355	53,971
IT-01356	53,676
IT-01357	53,619
IT-01358	53,377
IT-01359	105,985
IT-01360	105,890
IT-01361	106,097
IT-01362	105,962
IT-01363	105,842
IT-01364	105,885
IT-01365	105,657
IT-01366	83,071
IT-01367	82,940
IT-01368	82,871
IT-01369	82,907
IT-01370	82,857
IT-01371	82,505
IT-01372	82,588
IT-01373	82,438
IT-01374	82,382
IT-01375	82,277
IT-01376	73,865
IT-01377	73,870
IT-01378	73,993
IT-01379	73,755
IT-01380	73,611
IT-01381	73,567
IT-01382	73,509
IT-01383	73,446
IT-01384	70,546
IT-01385	70,623
IT-01386	70,801
IT-01387	70,589
IT-01388	70,556
IT-01389	70,413
IT-01390	70,369
IT-01391	70,311
IT-01392	69,417
IT-01393	69,515
IT-01394	69,717
IT-01395	69,467
IT-01396	69,325
IT-01397	69,223
IT-01398	126,326
IT-01399	126,085
IT-01400	125,902
IT-01401	125,831
IT-01402	125,483
IT-01403	114,239
IT-01404	114,248
IT-01405	78,416

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-01406	78,244
IT-01407	78,092
IT-01408	77,825
IT-01409	72,716
IT-01410	72,617
IT-01411	72,387
IT-01412	142,137
IT-01413	141,964
IT-01414	141,964
IT-01415	141,964
IT-01416	141,964
IT-01417	141,964
IT-01418	141,964
IT-01419	141,964
IT-01420	141,964
IT-01421	141,964
IT-01422	141,964
IT-01423	141,964
IT-01424	141,964
IT-01425	141,964
IT-01426	141,964
IT-01427	141,964
IT-01428	158,660
IT-01429	134,375
IT-01430	132,058
IT-01431	130,985
IT-01432	129,055
IT-01433	128,094
IT-01434	123,615
IT-01435	122,768
IT-01436	121,988
IT-01437	119,682
IT-01438	119,281
IT-01439	118,194
IT-01440	117,693
IT-01442	74,285
IT-01452	49,624
IT-01453	49,558
IT-01454	49,498
IT-01455	49,063
IT-01457	114,143
IT-01458	114,011
IT-01459	113,764
IT-01460	92,596
IT-01461	92,407
IT-01462	92,309
IT-01463	68,446
IT-01464	68,400
IT-01465	68,130
IT-01466	59,722
IT-01467	59,682
IT-01468	59,444
IT-01469	53,746
IT-01470	53,676
IT-01471	53,619
IT-01472	107,134
IT-01473	107,066
IT-01474	107,119
IT-01475	83,325
IT-01476	83,191
IT-01477	83,140
IT-01478	73,887
IT-01479	73,874
IT-01480	73,852
IT-01481	70,602
IT-01482	70,489
IT-01483	70,478
IT-01484	69,499

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-01485	69,467
IT-01486	69,357
IT-01487	113,059
IT-01488	112,918
IT-01489	112,661
IT-01490	91,724
IT-01491	91,528
IT-01492	91,422
IT-01493	68,101
IT-01494	68,024
IT-01495	67,718
IT-01496	59,427
IT-01497	59,357
IT-01498	59,082
IT-01499	53,746
IT-01500	53,676
IT-01501	53,619
IT-01502	105,919
IT-01503	105,840
IT-01504	105,881
IT-01505	82,585
IT-01506	82,444
IT-01507	82,387
IT-01508	73,611
IT-01509	73,567
IT-01510	73,509
IT-01511	70,556
IT-01512	70,413
IT-01513	70,369
IT-01514	69,499
IT-01515	69,467
IT-01516	69,325
IT-01517	121,136
IT-01519	107,192
IT-01523	107,772
IT-01524	115,298
IT-01525	73,804
IT-01526	73,860
IT-01527	119,015
IT-01529	106,900
IT-01530	106,822
IT-04001	0,000
IT-04002	0,000
IT-04003	0,000
IT-04004	0,000
IT-04005	0,000
IT-04006	0,000
IT-04841	0,000
IT-11044	147,893
IT-11045	145,497
IT-11046	143,397
IT-11047	139,863
IT-11048	138,484
IT-11049	135,077
IT-11050	133,861
IT-11051	132,992
IT-11052	132,357
IT-11053	131,736
IT-11054	131,484
IT-11055	131,095
IT-11056	130,949
IT-11057	130,635
IT-11064	121,353
IT-11065	119,462
IT-11066	117,707
IT-11067	116,155
IT-11068	114,759
IT-11069	113,582

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-11070	112,411
IT-11071	111,332
IT-11072	110,426
IT-11073	109,487
IT-11074	108,679
IT-11075	108,043
IT-11076	107,646
IT-11077	107,586
IT-11078	107,437
IT-11079	107,242
IT-11080	107,077
IT-11087	87,766
IT-11088	86,841
IT-11089	86,152
IT-11090	85,571
IT-11091	84,989
IT-11092	84,568
IT-11093	84,215
IT-11094	83,897
IT-11095	83,532
IT-11096	83,296
IT-11097	83,093
IT-11098	82,912
IT-11099	82,712
IT-11100	82,699
IT-11101	82,598
IT-11102	82,541
IT-11103	82,368
IT-11104	82,136
IT-11111	77,567
IT-11112	76,640
IT-11113	75,849
IT-11114	75,160
IT-11115	74,566
IT-11116	74,030
IT-11117	73,556
IT-11118	73,133
IT-11119	72,660
IT-11120	72,303
IT-11121	71,985
IT-11122	71,694
IT-11123	71,407
IT-11124	71,345
IT-11125	71,337
IT-11126	71,286
IT-11127	71,146
IT-11128	70,925
IT-11135	67,798
IT-11136	67,069
IT-11137	66,421
IT-11138	65,828
IT-11139	65,292
IT-11140	64,417
IT-11141	63,572
IT-11142	63,178
IT-11143	62,809
IT-11144	62,457
IT-11145	62,163
IT-11146	62,106
IT-11147	61,961
IT-11150	125,227
IT-11151	123,748
IT-11152	122,552
IT-11153	120,883
IT-11154	120,657
IT-11155	119,469
IT-11156	119,032
IT-11157	119,030

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-11158	119,124
IT-11159	119,329
IT-11160	119,106
IT-11161	118,887
IT-11162	118,943
IT-11163	118,727
IT-11170	96,443
IT-11171	95,490
IT-11172	94,813
IT-11173	94,264
IT-11174	93,743
IT-11175	93,399
IT-11176	93,026
IT-11177	92,807
IT-11178	92,631
IT-11179	92,402
IT-11180	92,333
IT-11181	92,272
IT-11182	92,494
IT-11183	92,588
IT-11184	92,611
IT-11185	92,559
IT-11186	92,510
IT-11187	92,412
IT-11194	84,348
IT-11195	83,848
IT-11196	83,460
IT-11197	83,065
IT-11198	82,841
IT-11199	82,677
IT-11200	82,460
IT-11201	82,388
IT-11202	82,347
IT-11203	82,238
IT-11204	82,254
IT-11205	82,260
IT-11206	82,194
IT-11207	82,204
IT-11208	82,186
IT-11209	82,161
IT-11210	82,140
IT-11211	82,077
IT-11218	80,149
IT-11219	79,796
IT-11220	79,536
IT-11221	79,251
IT-11222	79,123
IT-11223	78,902
IT-11224	78,898
IT-11225	78,862
IT-11226	78,935
IT-11227	79,012
IT-11228	78,995
IT-11229	78,797
IT-11230	78,798
IT-11231	78,773
IT-11232	78,763
IT-11233	78,703
IT-11240	78,445
IT-11241	78,226
IT-11242	77,974
IT-11243	77,876
IT-11244	77,823
IT-11245	77,721
IT-11246	77,720
IT-11247	77,806
IT-11248	77,904
IT-11249	77,911

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-11250	77,661
IT-11251	77,641
IT-11252	77,537
IT-11253	162,028
IT-11254	160,570
IT-11255	157,072
IT-11256	152,771
IT-11261	138,097
IT-11262	137,177
IT-11263	135,885
IT-11264	135,358
IT-11265	134,637
IT-11266	133,792
IT-11267	133,608
IT-11268	133,679
IT-11269	133,795
IT-11274	123,503
IT-11275	123,009
IT-11276	122,208
IT-11277	121,874
IT-11278	121,465
IT-11279	120,970
IT-11280	120,979
IT-11283	130,288
IT-11287	103,809
IT-11288	100,012
IT-11289	99,058
IT-11296	89,271
IT-11297	88,365
IT-11298	87,692
IT-11299	87,029
IT-11300	86,551
IT-11301	84,464
IT-11302	84,195
IT-11303	84,269
IT-11304	84,269
IT-11309	82,604
IT-11310	81,866
IT-11311	80,799
IT-11312	80,425
IT-11313	78,666
IT-11314	78,470
IT-11315	78,435
IT-11319	133,473
IT-11320	132,389
IT-11321	131,358
IT-11322	130,462
IT-11323	130,288
IT-11324	129,988
IT-11325	129,832
IT-11326	129,507
IT-11327	112,411
IT-11328	108,679
IT-11329	107,766
IT-11330	106,907
IT-11331	106,624
IT-11332	106,547
IT-11333	106,344
IT-11334	106,170
IT-11335	83,897
IT-11336	83,093
IT-11337	82,912
IT-11338	82,712
IT-11339	82,402
IT-11340	82,169
IT-11341	81,959
IT-11342	81,727
IT-11343	73,556

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-11344	73,133
IT-11345	71,985
IT-11346	71,694
IT-11347	71,407
IT-11348	71,088
IT-11349	71,036
IT-11350	70,965
IT-11351	70,788
IT-11352	70,569
IT-11353	63,178
IT-11354	62,809
IT-11355	62,457
IT-11356	62,163
IT-11357	62,106
IT-11358	61,961
IT-11359	117,984
IT-11360	117,693
IT-11361	117,901
IT-11362	117,765
IT-11363	117,645
IT-11364	117,688
IT-11365	117,461
IT-11366	92,631
IT-11367	92,402
IT-11368	92,333
IT-11369	92,272
IT-11370	92,124
IT-11371	91,772
IT-11372	91,855
IT-11373	91,803
IT-11374	91,747
IT-11375	91,642
IT-11376	82,254
IT-11377	82,260
IT-11378	82,187
IT-11379	81,949
IT-11380	81,903
IT-11381	81,859
IT-11382	81,801
IT-11383	81,737
IT-11384	78,935
IT-11385	79,012
IT-11386	78,995
IT-11387	78,783
IT-11388	78,750
IT-11389	78,705
IT-11390	78,660
IT-11391	78,603
IT-11392	77,806
IT-11393	77,904
IT-11394	77,911
IT-11395	77,661
IT-11396	77,616
IT-11397	77,515
IT-11398	134,130
IT-11399	133,792
IT-11400	133,608
IT-11401	133,439
IT-11402	133,092
IT-11403	120,970
IT-11404	120,979
IT-11405	84,464
IT-11406	84,195
IT-11407	84,043
IT-11408	83,775
IT-11409	78,666
IT-11410	78,470
IT-11411	78,239

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-11412	148,575
IT-11413	148,403
IT-11414	148,403
IT-11415	148,403
IT-11416	148,403
IT-11417	148,403
IT-11418	148,403
IT-11419	148,403
IT-11420	148,403
IT-11421	148,403
IT-11422	148,403
IT-11423	148,403
IT-11424	148,403
IT-11425	148,403
IT-11426	148,403
IT-11427	148,403
IT-11428	174,365
IT-11429	147,057
IT-11430	144,544
IT-11431	143,373
IT-11432	141,053
IT-11433	139,995
IT-11434	132,394
IT-11435	131,449
IT-11436	130,572
IT-11437	128,462
IT-11438	128,060
IT-11439	126,680
IT-11440	126,082
IT-11442	83,065
IT-11452	59,184
IT-11453	59,020
IT-11454	58,863
IT-11455	57,648
IT-11457	131,311
IT-11458	131,082
IT-11459	130,932
IT-11460	107,521
IT-11461	107,430
IT-11462	107,234
IT-11463	82,590
IT-11464	82,545
IT-11465	82,372
IT-11466	71,330
IT-11467	71,291
IT-11468	71,149
IT-11469	62,233
IT-11470	62,163
IT-11471	62,106
IT-11472	118,938
IT-11473	118,870
IT-11474	118,922
IT-11475	92,592
IT-11476	92,555
IT-11477	92,505
IT-11478	82,179
IT-11479	82,166
IT-11480	82,144
IT-11481	78,796
IT-11482	78,780
IT-11483	78,770
IT-11484	77,693
IT-11485	77,661
IT-11486	77,649
IT-11487	130,227
IT-11488	129,989
IT-11489	129,830
IT-11490	106,649

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-11491	106,550
IT-11492	106,347
IT-11493	82,246
IT-11494	82,169
IT-11495	81,960
IT-11496	71,036
IT-11497	70,965
IT-11498	70,788
IT-11499	62,233
IT-11500	62,163
IT-11501	62,106
IT-11502	117,722
IT-11503	117,643
IT-11504	117,684
IT-11505	91,852
IT-11506	91,809
IT-11507	91,752
IT-11508	81,903
IT-11509	81,859
IT-11510	81,801
IT-11511	78,750
IT-11512	78,705
IT-11513	78,660
IT-11514	77,693
IT-11515	77,661
IT-11516	77,616
IT-11517	129,525
IT-11519	118,995
IT-11523	119,966
IT-11524	122,516
IT-11525	82,388
IT-11526	82,347
IT-11527	127,697
IT-11529	118,703
IT-11530	118,625
IT-20828	3,435
IT-20829	3,504
IT-20830	3,839
IT-20831	3,997
IT-20832	3,939
IT-20833	3,839
IT-20834	2,292
IT-20835	0,869
IT-20836	0,000
IT-20837	0,000
IT-20838	0,000
IT-20839	0,000
IT-20840	0,000
IT-20841	0,000
IT-20842	0,000
IT-20843	0,000
IT-20844	0,000
IT-20845	0,000
IT-20852	0,000
IT-20853	0,000
IT-20854	0,000
IT-20855	0,000
IT-20856	0,000
IT-20857	0,000
IT-20858	0,000
IT-20859	0,000
IT-20860	0,000
IT-20861	0,000
IT-20862	0,000
IT-20863	0,000
IT-20864	0,000
IT-20865	0,000
IT-20866	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-20867	0,000
IT-20868	0,000
IT-20869	0,000
IT-31044	129,164
IT-31045	126,865
IT-31046	124,960
IT-31047	121,719
IT-31048	120,431
IT-31049	117,410
IT-31050	116,390
IT-31051	115,614
IT-31052	115,166
IT-31053	114,633
IT-31054	114,372
IT-31055	113,980
IT-31056	113,734
IT-31057	113,515
IT-31064	104,964
IT-31065	103,074
IT-31066	101,514
IT-31067	100,157
IT-31068	98,859
IT-31069	97,779
IT-31070	96,804
IT-31071	95,822
IT-31072	95,013
IT-31073	94,270
IT-31074	93,462
IT-31075	93,013
IT-31076	92,704
IT-31077	92,633
IT-31078	92,383
IT-31079	92,284
IT-31080	92,117
IT-31087	71,573
IT-31088	70,843
IT-31089	70,349
IT-31090	69,865
IT-31091	69,576
IT-31092	69,253
IT-31093	69,095
IT-31094	68,874
IT-31095	68,803
IT-31096	68,663
IT-31097	68,559
IT-31098	68,573
IT-31099	68,470
IT-31100	68,449
IT-31101	68,444
IT-31102	68,386
IT-31103	68,115
IT-31104	67,980
IT-31111	64,300
IT-31112	63,569
IT-31113	62,875
IT-31114	62,284
IT-31115	61,885
IT-31116	61,447
IT-31117	61,070
IT-31118	60,744
IT-31119	60,564
IT-31120	60,305
IT-31121	60,084
IT-31122	59,988
IT-31123	59,799
IT-31124	59,729
IT-31125	59,720
IT-31126	59,669

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-31127	59,430
IT-31128	59,306
IT-31135	58,238
IT-31136	57,607
IT-31137	57,056
IT-31138	56,561
IT-31139	56,122
IT-31140	55,345
IT-31141	54,792
IT-31142	54,496
IT-31143	54,225
IT-31144	53,971
IT-31145	53,676
IT-31146	53,619
IT-31147	53,377
IT-31150	112,449
IT-31151	111,067
IT-31152	109,871
IT-31153	108,390
IT-31154	108,255
IT-31155	107,353
IT-31156	107,015
IT-31157	107,009
IT-31158	107,290
IT-31159	107,486
IT-31160	107,253
IT-31161	107,031
IT-31162	107,084
IT-31163	106,867
IT-31170	86,298
IT-31171	85,442
IT-31172	84,766
IT-31173	84,315
IT-31174	83,891
IT-31175	83,644
IT-31176	83,368
IT-31177	83,150
IT-31178	83,071
IT-31179	82,940
IT-31180	82,871
IT-31181	82,907
IT-31182	83,217
IT-31183	83,301
IT-31184	83,321
IT-31185	83,170
IT-31186	83,120
IT-31187	83,021
IT-31194	75,373
IT-31195	74,971
IT-31196	74,584
IT-31197	74,285
IT-31198	74,062
IT-31199	73,996
IT-31200	73,876
IT-31201	73,804
IT-31202	73,860
IT-31203	73,849
IT-31204	73,865
IT-31205	73,870
IT-31206	73,998
IT-31207	74,002
IT-31208	73,886
IT-31209	73,861
IT-31210	73,839
IT-31211	73,775
IT-31218	71,174
IT-31219	70,920
IT-31220	70,660

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-31221	70,472
IT-31222	70,344
IT-31223	70,318
IT-31224	70,314
IT-31225	70,473
IT-31226	70,546
IT-31227	70,623
IT-31228	70,801
IT-31229	70,600
IT-31230	70,601
IT-31231	70,478
IT-31232	70,468
IT-31233	70,407
IT-31240	69,568
IT-31241	69,349
IT-31242	69,194
IT-31243	69,097
IT-31244	69,141
IT-31245	69,137
IT-31246	69,331
IT-31247	69,417
IT-31248	69,515
IT-31249	69,717
IT-31250	69,467
IT-31251	69,347
IT-31252	69,243
IT-31253	153,920
IT-31254	152,462
IT-31255	149,156
IT-31256	144,952
IT-31261	129,805
IT-31262	128,983
IT-31263	127,789
IT-31264	127,359
IT-31265	126,736
IT-31266	126,085
IT-31267	125,902
IT-31268	126,063
IT-31269	126,169
IT-31274	116,187
IT-31275	115,693
IT-31276	114,989
IT-31277	114,753
IT-31278	114,441
IT-31279	114,239
IT-31280	114,248
IT-31283	121,118
IT-31287	96,493
IT-31288	92,891
IT-31289	92,034
IT-31296	82,833
IT-31297	82,024
IT-31298	81,351
IT-31299	80,689
IT-31300	80,211
IT-31301	78,416
IT-31302	78,244
IT-31303	78,311
IT-31304	78,306
IT-31309	76,263
IT-31310	75,623
IT-31311	74,653
IT-31312	74,182
IT-31313	72,716
IT-31314	72,617
IT-31315	72,575
IT-31319	116,012
IT-31320	115,025

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-31321	114,189
IT-31322	113,386
IT-31323	113,202
IT-31324	112,899
IT-31325	112,644
IT-31326	112,416
IT-31327	96,804
IT-31328	93,462
IT-31329	92,744
IT-31330	91,982
IT-31331	91,692
IT-31332	91,513
IT-31333	91,407
IT-31334	91,232
IT-31335	68,874
IT-31336	68,559
IT-31337	68,573
IT-31338	68,470
IT-31339	68,160
IT-31340	68,024
IT-31341	67,717
IT-31342	67,583
IT-31343	61,070
IT-31344	60,744
IT-31345	60,084
IT-31346	59,988
IT-31347	59,799
IT-31348	59,480
IT-31349	59,427
IT-31350	59,357
IT-31351	59,082
IT-31352	58,960
IT-31353	54,496
IT-31354	54,225
IT-31355	53,971
IT-31356	53,676
IT-31357	53,619
IT-31358	53,377
IT-31359	105,985
IT-31360	105,890
IT-31361	106,088
IT-31362	105,941
IT-31363	105,818
IT-31364	105,860
IT-31365	105,632
IT-31366	83,071
IT-31367	82,940
IT-31368	82,871
IT-31369	82,907
IT-31370	82,857
IT-31371	82,502
IT-31372	82,582
IT-31373	82,432
IT-31374	82,375
IT-31375	82,270
IT-31376	73,865
IT-31377	73,870
IT-31378	73,993
IT-31379	73,755
IT-31380	73,611
IT-31381	73,567
IT-31382	73,509
IT-31383	73,446
IT-31384	70,546
IT-31385	70,623
IT-31386	70,801
IT-31387	70,589
IT-31388	70,556

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-31389	70,413
IT-31390	70,369
IT-31391	70,311
IT-31392	69,417
IT-31393	69,515
IT-31394	69,717
IT-31395	69,467
IT-31396	69,325
IT-31397	69,223
IT-31398	126,326
IT-31399	126,085
IT-31400	125,902
IT-31401	125,831
IT-31402	125,483
IT-31403	114,239
IT-31404	114,248
IT-31405	78,416
IT-31406	78,244
IT-31407	78,092
IT-31408	77,825
IT-31409	72,716
IT-31410	72,617
IT-31411	72,387
IT-31412	142,137
IT-31413	141,964
IT-31414	141,964
IT-31415	141,964
IT-31416	141,964
IT-31417	141,964
IT-31418	141,964
IT-31419	141,964
IT-31420	141,964
IT-31421	141,964
IT-31422	141,964
IT-31423	141,964
IT-31424	141,964
IT-31425	141,964
IT-31426	141,964
IT-31427	141,964
IT-31428	158,660
IT-31429	134,375
IT-31430	132,058
IT-31431	130,985
IT-31432	129,055
IT-31433	128,094
IT-31434	123,615
IT-31435	122,768
IT-31436	121,988
IT-31437	119,682
IT-31438	119,281
IT-31439	118,194
IT-31440	117,693
IT-31442	74,285
IT-31452	49,624
IT-31453	49,558
IT-31454	49,498
IT-31455	49,063
IT-31517	121,136
IT-31519	107,141
IT-31523	107,752
IT-31524	115,298
IT-31525	73,804
IT-31526	73,860
IT-31527	119,015
IT-41044	147,893
IT-41045	145,497
IT-41046	143,397
IT-41047	139,863

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-41048	138,478
IT-41049	135,066
IT-41050	133,851
IT-41051	132,978
IT-41052	132,334
IT-41053	131,704
IT-41054	131,443
IT-41055	131,051
IT-41056	130,902
IT-41057	130,586
IT-41064	121,353
IT-41065	119,462
IT-41066	117,707
IT-41067	116,155
IT-41068	114,759
IT-41069	113,582
IT-41070	112,411
IT-41071	111,332
IT-41072	110,426
IT-41073	109,487
IT-41074	108,679
IT-41075	108,035
IT-41076	107,629
IT-41077	107,558
IT-41078	107,405
IT-41079	107,209
IT-41080	107,042
IT-41087	87,766
IT-41088	86,841
IT-41089	86,152
IT-41090	85,571
IT-41091	84,989
IT-41092	84,568
IT-41093	84,215
IT-41094	83,897
IT-41095	83,532
IT-41096	83,296
IT-41097	83,093
IT-41098	82,912
IT-41099	82,712
IT-41100	82,691
IT-41101	82,588
IT-41102	82,530
IT-41103	82,357
IT-41104	82,124
IT-41111	77,567
IT-41112	76,640
IT-41113	75,849
IT-41114	75,160
IT-41115	74,566
IT-41116	74,030
IT-41117	73,556
IT-41118	73,133
IT-41119	72,660
IT-41120	72,303
IT-41121	71,985
IT-41122	71,694
IT-41123	71,407
IT-41124	71,337
IT-41125	71,328
IT-41126	71,277
IT-41127	71,136
IT-41128	70,915
IT-41135	67,798
IT-41136	67,069
IT-41137	66,421
IT-41138	65,828
IT-41139	65,292

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-41140	64,417
IT-41141	63,572
IT-41142	63,178
IT-41143	62,809
IT-41144	62,457
IT-41145	62,163
IT-41146	62,106
IT-41147	61,961
IT-41150	125,227
IT-41151	123,748
IT-41152	122,552
IT-41153	120,876
IT-41154	120,644
IT-41155	119,449
IT-41156	119,013
IT-41157	119,007
IT-41158	119,093
IT-41159	119,289
IT-41160	119,057
IT-41161	118,835
IT-41162	118,887
IT-41163	118,670
IT-41170	96,443
IT-41171	95,490
IT-41172	94,813
IT-41173	94,264
IT-41174	93,743
IT-41175	93,399
IT-41176	93,026
IT-41177	92,807
IT-41178	92,631
IT-41179	92,402
IT-41180	92,333
IT-41181	92,272
IT-41182	92,484
IT-41183	92,568
IT-41184	92,588
IT-41185	92,535
IT-41186	92,484
IT-41187	92,386
IT-41194	84,348
IT-41195	83,848
IT-41196	83,460
IT-41197	83,065
IT-41198	82,841
IT-41199	82,677
IT-41200	82,460
IT-41201	82,388
IT-41202	82,347
IT-41203	82,238
IT-41204	82,254
IT-41205	82,260
IT-41206	82,192
IT-41207	82,196
IT-41208	82,177
IT-41209	82,152
IT-41210	82,130
IT-41211	82,067
IT-41218	80,149
IT-41219	79,796
IT-41220	79,536
IT-41221	79,251
IT-41222	79,123
IT-41223	78,902
IT-41224	78,898
IT-41225	78,862
IT-41226	78,935
IT-41227	79,012

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-41228	78,995
IT-41229	78,794
IT-41230	78,795
IT-41231	78,769
IT-41232	78,759
IT-41233	78,699
IT-41240	78,445
IT-41241	78,226
IT-41242	77,974
IT-41243	77,876
IT-41244	77,823
IT-41245	77,721
IT-41246	77,720
IT-41247	77,806
IT-41248	77,904
IT-41249	77,911
IT-41250	77,661
IT-41251	77,639
IT-41252	77,534
IT-41253	162,017
IT-41254	160,558
IT-41255	157,057
IT-41256	152,756
IT-41261	138,097
IT-41262	137,177
IT-41263	135,885
IT-41264	135,358
IT-41265	134,637
IT-41266	133,792
IT-41267	133,608
IT-41268	133,672
IT-41269	133,778
IT-41274	123,503
IT-41275	123,009
IT-41276	122,208
IT-41277	121,874
IT-41278	121,465
IT-41279	120,970
IT-41280	120,979
IT-41283	130,288
IT-41287	103,809
IT-41288	100,012
IT-41289	99,058
IT-41296	89,271
IT-41297	88,365
IT-41298	87,692
IT-41299	87,029
IT-41300	86,551
IT-41301	84,464
IT-41302	84,195
IT-41303	84,262
IT-41304	84,256
IT-41309	82,604
IT-41310	81,866
IT-41311	80,799
IT-41312	80,425
IT-41313	78,666
IT-41314	78,470
IT-41315	78,428
IT-41319	133,473
IT-41320	132,389
IT-41321	131,358
IT-41322	130,457
IT-41323	130,273
IT-41324	129,970
IT-41325	129,812
IT-41326	129,487
IT-41327	112,411

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-41328	108,679
IT-41329	107,766
IT-41330	106,907
IT-41331	106,617
IT-41332	106,536
IT-41333	106,332
IT-41334	106,157
IT-41335	83,897
IT-41336	83,093
IT-41337	82,912
IT-41338	82,712
IT-41339	82,402
IT-41340	82,169
IT-41341	81,959
IT-41342	81,727
IT-41343	73,556
IT-41344	73,133
IT-41345	71,985
IT-41346	71,694
IT-41347	71,407
IT-41348	71,088
IT-41349	71,036
IT-41350	70,965
IT-41351	70,788
IT-41352	70,569
IT-41353	63,178
IT-41354	62,809
IT-41355	62,457
IT-41356	62,163
IT-41357	62,106
IT-41358	61,961
IT-41359	117,984
IT-41360	117,693
IT-41361	117,891
IT-41362	117,745
IT-41363	117,622
IT-41364	117,663
IT-41365	117,435
IT-41366	92,631
IT-41367	92,402
IT-41368	92,333
IT-41369	92,272
IT-41370	92,124
IT-41371	91,769
IT-41372	91,849
IT-41373	91,796
IT-41374	91,739
IT-41375	91,634
IT-41376	82,254
IT-41377	82,260
IT-41378	82,187
IT-41379	81,949
IT-41380	81,903
IT-41381	81,859
IT-41382	81,801
IT-41383	81,737
IT-41384	78,935
IT-41385	79,012
IT-41386	78,995
IT-41387	78,783
IT-41388	78,750
IT-41389	78,705
IT-41390	78,660
IT-41391	78,603
IT-41392	77,806
IT-41393	77,904
IT-41394	77,911
IT-41395	77,661

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-41396	77,616
IT-41397	77,515
IT-41398	134,130
IT-41399	133,792
IT-41400	133,608
IT-41401	133,439
IT-41402	133,092
IT-41403	120,970
IT-41404	120,979
IT-41405	84,464
IT-41406	84,195
IT-41407	84,043
IT-41408	83,775
IT-41409	78,666
IT-41410	78,470
IT-41411	78,239
IT-41412	148,575
IT-41413	148,403
IT-41414	148,403
IT-41415	148,403
IT-41416	148,403
IT-41417	148,403
IT-41418	148,403
IT-41419	148,403
IT-41420	148,403
IT-41421	148,403
IT-41422	148,403
IT-41423	148,403
IT-41424	148,403
IT-41425	148,403
IT-41426	148,403
IT-41427	148,403
IT-41428	174,365
IT-41429	147,057
IT-41430	144,544
IT-41431	143,373
IT-41432	141,053
IT-41433	139,995
IT-41434	132,394
IT-41435	131,449
IT-41436	130,572
IT-41437	128,462
IT-41438	128,060
IT-41439	126,680
IT-41440	126,082
IT-41442	83,065
IT-41452	59,184
IT-41453	59,020
IT-41454	58,863
IT-41455	57,648
IT-41517	129,525
IT-41519	118,944
IT-41523	119,946
IT-41524	122,516
IT-41525	82,388
IT-41526	82,347
IT-41527	127,697
IT-51074	93,462
IT-51087	71,573
IT-51123	59,827
IT-51136	57,607
IT-51137	57,056
IT-51138	56,561
IT-51141	54,792
IT-51143	54,225
IT-51159	107,584
IT-51170	86,298
IT-51194	75,373

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-51195	74,971
IT-51196	74,584
IT-51201	73,804
IT-51202	73,860
IT-51203	73,849
IT-51226	70,546
IT-51355	53,971
IT-51366	83,071
IT-51367	82,940
IT-51369	82,907
IT-51370	82,857
IT-51377	73,870
IT-51384	70,546
IT-51452	49,624
IT-51453	49,558
IT-51469	53,746
IT-51475	83,379
IT-51478	73,941
IT-61136	67,069
IT-61137	66,421
IT-61138	65,828
IT-61194	84,348
IT-61195	83,848
IT-61203	82,238
IT-61205	82,260
IT-61241	78,226
IT-61244	77,823
IT-61247	77,806
IT-61339	82,402
IT-61388	78,750
IT-61469	62,233
IT-61493	82,246

B. Instalaciones tipo del subgrupo a.1.3

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-01605	0,000
IT-01606	0,000
IT-01607	0,000
IT-01608	0,000
IT-01609	0,000
IT-01610	0,000
IT-01611	0,000
IT-01612	0,000
IT-01613	0,000
IT-01614	0,000
IT-01615	0,000
IT-01616	0,000
IT-01617	0,000
IT-01618	0,000
IT-01625	0,000
IT-01626	0,000
IT-01627	0,000
IT-01628	0,000
IT-01629	0,000
IT-01630	0,000
IT-01631	0,000
IT-01632	0,000
IT-01633	0,000
IT-01634	0,000
IT-01635	0,000
IT-01636	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-01637	0,000
IT-01638	0,000
IT-01639	0,000
IT-01640	0,000
IT-01641	0,000
IT-01648	0,000
IT-01649	0,000
IT-01650	0,000
IT-01651	0,000
IT-01652	0,000
IT-01653	0,000
IT-01654	0,000
IT-01655	0,000
IT-01656	0,000
IT-01657	0,000
IT-01658	0,000
IT-01659	0,000
IT-01660	0,000
IT-01661	0,000
IT-01662	0,000
IT-01663	0,000
IT-01664	0,000
IT-01665	0,000
IT-01672	0,000
IT-01673	0,000
IT-01674	0,000
IT-01675	0,000
IT-01676	0,000
IT-01677	0,000
IT-01678	0,000
IT-01679	0,000
IT-01680	0,000
IT-01681	0,000
IT-01682	0,000
IT-01683	0,000
IT-01684	0,000
IT-01685	0,000
IT-01686	0,000
IT-01687	0,000
IT-01688	0,000
IT-01689	0,000
IT-01696	0,000
IT-01697	0,000
IT-01698	0,000
IT-01699	0,000
IT-01700	0,000
IT-01701	0,000
IT-01702	0,000
IT-01703	0,000
IT-01704	0,000
IT-01705	0,000
IT-01706	0,000
IT-01707	0,000
IT-01708	0,000
IT-01711	0,000
IT-01712	0,000
IT-01713	0,000
IT-01714	0,000
IT-01715	0,000
IT-01716	0,000
IT-01717	0,000
IT-01718	0,000
IT-01719	0,000
IT-01720	0,000
IT-01721	0,000
IT-01722	0,000
IT-01723	0,000
IT-01724	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-01731	0,000
IT-01732	0,000
IT-01733	0,000
IT-01734	0,000
IT-01735	0,000
IT-01736	0,000
IT-01737	0,000
IT-01738	0,000
IT-01739	0,000
IT-01740	0,000
IT-01741	0,000
IT-01742	0,000
IT-01743	0,000
IT-01744	0,000
IT-01745	0,000
IT-01746	0,000
IT-01747	0,000
IT-01748	0,000
IT-01755	0,000
IT-01756	0,000
IT-01757	0,000
IT-01758	0,000
IT-01759	0,000
IT-01760	0,000
IT-01761	0,000
IT-01762	0,000
IT-01763	0,000
IT-01764	0,000
IT-01765	0,000
IT-01766	0,000
IT-01767	0,000
IT-01768	0,000
IT-01769	0,000
IT-01770	0,000
IT-01771	0,000
IT-01772	0,000
IT-01779	0,000
IT-01780	0,000
IT-01781	0,000
IT-01782	0,000
IT-01783	0,000
IT-01784	0,000
IT-01785	0,000
IT-01786	0,000
IT-01787	0,000
IT-01788	0,000
IT-01789	0,000
IT-01790	0,000
IT-01791	0,000
IT-01792	0,000
IT-01793	0,000
IT-01794	0,000
IT-01801	0,000
IT-01802	0,000
IT-01803	0,000
IT-01804	0,000
IT-01805	0,000
IT-01806	0,000
IT-01807	0,000
IT-01808	0,000
IT-01809	0,000
IT-01810	0,000
IT-01811	0,000
IT-01812	0,000
IT-01813	0,000
IT-01814	0,000
IT-01815	0,000
IT-01816	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-01817	0,000
IT-01822	0,000
IT-01823	0,000
IT-01824	0,000
IT-01825	0,000
IT-01826	0,000
IT-01827	0,000
IT-01828	0,000
IT-01829	0,000
IT-01830	0,000
IT-01835	0,000
IT-01836	0,000
IT-01837	0,000
IT-01838	0,000
IT-01839	0,000
IT-01840	0,000
IT-01841	0,000
IT-01844	0,000
IT-01848	0,000
IT-01849	0,000
IT-01850	0,000
IT-01857	0,000
IT-01858	0,000
IT-01859	0,000
IT-01860	0,000
IT-01861	0,000
IT-01862	0,000
IT-01863	0,000
IT-01864	0,000
IT-01865	0,000
IT-01870	0,000
IT-01871	0,000
IT-01872	0,000
IT-01873	0,000
IT-01874	0,000
IT-01875	0,000
IT-01876	0,000
IT-01880	0,000
IT-01881	0,000
IT-01882	0,000
IT-01883	0,000
IT-01884	0,000
IT-01885	0,000
IT-01886	0,000
IT-01887	0,000
IT-01888	0,000
IT-01889	0,000
IT-01890	0,000
IT-01891	0,000
IT-01892	0,000
IT-01893	0,000
IT-01894	0,000
IT-01895	0,000
IT-01896	0,000
IT-01897	0,000
IT-01898	0,000
IT-01899	0,000
IT-01900	0,000
IT-01901	0,000
IT-01902	0,000
IT-01903	0,000
IT-01904	0,000
IT-01905	0,000
IT-01906	0,000
IT-01907	0,000
IT-01908	0,000
IT-01909	0,000
IT-01910	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-01911	0,000
IT-01912	0,000
IT-01913	0,000
IT-01914	0,000
IT-01915	0,000
IT-01916	0,000
IT-01917	0,000
IT-01918	0,000
IT-01919	0,000
IT-01920	0,000
IT-01921	0,000
IT-01922	0,000
IT-01923	0,000
IT-01924	0,000
IT-01925	0,000
IT-01926	0,000
IT-01927	0,000
IT-01928	0,000
IT-01929	0,000
IT-01930	0,000
IT-01931	0,000
IT-01932	0,000
IT-01933	0,000
IT-01934	0,000
IT-01935	0,000
IT-01936	0,000
IT-01937	0,000
IT-01938	0,000
IT-01939	0,000
IT-01940	0,000
IT-01941	0,000
IT-01942	0,000
IT-01943	0,000
IT-01944	0,000
IT-01945	0,000
IT-01946	0,000
IT-01947	0,000
IT-01948	0,000
IT-01949	0,000
IT-01950	0,000
IT-01951	0,000
IT-01952	0,000
IT-01953	0,000
IT-01954	0,000
IT-01955	0,000
IT-01956	0,000
IT-01957	0,000
IT-01958	0,000
IT-01959	0,000
IT-01960	0,000
IT-01961	0,000
IT-01962	0,000
IT-01963	0,000
IT-01964	0,000
IT-01965	0,000
IT-01966	0,000
IT-01967	0,000
IT-01968	0,000
IT-01969	0,000
IT-01970	0,000
IT-01971	0,000
IT-01972	0,000
IT-02006	0,000
IT-02007	0,000
IT-02008	0,000
IT-02009	0,000
IT-02011	0,000
IT-02012	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-02013	0,000
IT-02014	0,000
IT-02015	0,000
IT-02016	0,000
IT-02017	0,000
IT-02018	0,000
IT-02019	0,000
IT-02020	0,000
IT-02021	0,000
IT-02022	0,000
IT-02023	0,000
IT-02024	0,000
IT-02025	0,000
IT-02026	0,000
IT-02027	0,000
IT-02028	0,000
IT-02029	0,000
IT-02030	0,000
IT-02031	0,000
IT-02032	0,000
IT-02033	0,000
IT-02034	0,000
IT-02035	0,000
IT-02036	0,000
IT-02037	0,000
IT-02038	0,000
IT-02039	0,000
IT-02040	0,000
IT-02041	0,000
IT-02042	0,000
IT-02043	0,000
IT-02044	0,000
IT-02045	0,000
IT-02046	0,000
IT-02047	0,000
IT-02048	0,000
IT-02049	0,000
IT-02050	0,000
IT-02051	0,000
IT-02052	0,000
IT-02053	0,000
IT-02054	0,000
IT-02055	0,000
IT-02056	0,000
IT-02057	0,000
IT-02058	0,000
IT-02059	0,000
IT-02060	0,000
IT-02061	0,000
IT-02062	0,000
IT-02063	0,000
IT-02064	0,000
IT-02065	0,000
IT-02066	0,000
IT-02067	0,000
IT-02068	0,000
IT-02069	0,000
IT-02070	0,000
IT-02073	0,000
IT-02074	0,000
IT-02075	0,000
IT-02076	0,000
IT-02077	0,000
IT-02079	0,000
IT-02080	0,000
IT-11605	0,000
IT-11606	0,000
IT-11607	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-11608	0,000
IT-11609	0,000
IT-11610	0,000
IT-11611	0,000
IT-11612	0,000
IT-11613	0,000
IT-11614	0,000
IT-11615	0,000
IT-11616	0,000
IT-11617	0,000
IT-11618	0,000
IT-11625	0,000
IT-11626	0,000
IT-11627	0,000
IT-11628	0,000
IT-11629	0,000
IT-11630	0,000
IT-11631	0,000
IT-11632	0,000
IT-11633	0,000
IT-11634	0,000
IT-11635	0,000
IT-11636	0,000
IT-11637	0,000
IT-11638	0,000
IT-11639	0,000
IT-11640	0,000
IT-11641	0,000
IT-11648	0,000
IT-11649	0,000
IT-11650	0,000
IT-11651	0,000
IT-11652	0,000
IT-11653	0,000
IT-11654	0,000
IT-11655	0,000
IT-11656	0,000
IT-11657	0,000
IT-11658	0,000
IT-11659	0,000
IT-11660	0,000
IT-11661	0,000
IT-11662	0,000
IT-11663	0,000
IT-11664	0,000
IT-11665	0,000
IT-11672	0,000
IT-11673	0,000
IT-11674	0,000
IT-11675	0,000
IT-11676	0,000
IT-11677	0,000
IT-11678	0,000
IT-11679	0,000
IT-11680	0,000
IT-11681	0,000
IT-11682	0,000
IT-11683	0,000
IT-11684	0,000
IT-11685	0,000
IT-11686	0,000
IT-11687	0,000
IT-11688	0,000
IT-11689	0,000
IT-11696	0,000
IT-11697	0,000
IT-11698	0,000
IT-11699	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-11700	0,000
IT-11701	0,000
IT-11702	0,000
IT-11703	0,000
IT-11704	0,000
IT-11705	0,000
IT-11706	0,000
IT-11707	0,000
IT-11708	0,000
IT-11711	0,000
IT-11712	0,000
IT-11713	0,000
IT-11714	0,000
IT-11715	0,000
IT-11716	0,000
IT-11717	0,000
IT-11718	0,000
IT-11719	0,000
IT-11720	0,000
IT-11721	0,000
IT-11722	0,000
IT-11723	0,000
IT-11724	0,000
IT-11731	0,000
IT-11732	0,000
IT-11733	0,000
IT-11734	0,000
IT-11735	0,000
IT-11736	0,000
IT-11737	0,000
IT-11738	0,000
IT-11739	0,000
IT-11740	0,000
IT-11741	0,000
IT-11742	0,000
IT-11743	0,000
IT-11744	0,000
IT-11745	0,000
IT-11746	0,000
IT-11747	0,000
IT-11748	0,000
IT-11755	0,000
IT-11756	0,000
IT-11757	0,000
IT-11758	0,000
IT-11759	0,000
IT-11760	0,000
IT-11761	0,000
IT-11762	0,000
IT-11763	0,000
IT-11764	0,000
IT-11765	0,000
IT-11766	0,000
IT-11767	0,000
IT-11768	0,000
IT-11769	0,000
IT-11770	0,000
IT-11771	0,000
IT-11772	0,000
IT-11779	0,000
IT-11780	0,000
IT-11781	0,000
IT-11782	0,000
IT-11783	0,000
IT-11784	0,000
IT-11785	0,000
IT-11786	0,000
IT-11787	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-11788	0,000
IT-11789	0,000
IT-11790	0,000
IT-11791	0,000
IT-11792	0,000
IT-11793	0,000
IT-11794	0,000
IT-11801	0,000
IT-11802	0,000
IT-11803	0,000
IT-11804	0,000
IT-11805	0,000
IT-11806	0,000
IT-11807	0,000
IT-11808	0,000
IT-11809	0,000
IT-11810	0,000
IT-11811	0,000
IT-11812	0,000
IT-11813	0,000
IT-11814	0,000
IT-11815	0,000
IT-11816	0,000
IT-11817	0,000
IT-11822	0,000
IT-11823	0,000
IT-11824	0,000
IT-11825	0,000
IT-11826	0,000
IT-11827	0,000
IT-11828	0,000
IT-11829	0,000
IT-11830	0,000
IT-11835	0,000
IT-11836	0,000
IT-11837	0,000
IT-11838	0,000
IT-11839	0,000
IT-11840	0,000
IT-11841	0,000
IT-11844	0,000
IT-11848	0,000
IT-11849	0,000
IT-11850	0,000
IT-11857	0,000
IT-11858	0,000
IT-11859	0,000
IT-11860	0,000
IT-11861	0,000
IT-11862	0,000
IT-11863	0,000
IT-11864	0,000
IT-11865	0,000
IT-11870	0,000
IT-11871	0,000
IT-11872	0,000
IT-11873	0,000
IT-11874	0,000
IT-11875	0,000
IT-11876	0,000
IT-11880	0,000
IT-11881	0,000
IT-11882	0,000
IT-11883	0,000
IT-11884	0,000
IT-11885	0,000
IT-11886	0,000
IT-11887	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-11888	0,000
IT-11889	0,000
IT-11890	0,000
IT-11891	0,000
IT-11892	0,000
IT-11893	0,000
IT-11894	0,000
IT-11895	0,000
IT-11896	0,000
IT-11897	0,000
IT-11898	0,000
IT-11899	0,000
IT-11900	0,000
IT-11901	0,000
IT-11902	0,000
IT-11903	0,000
IT-11904	0,000
IT-11905	0,000
IT-11906	0,000
IT-11907	0,000
IT-11908	0,000
IT-11909	0,000
IT-11910	0,000
IT-11911	0,000
IT-11912	0,000
IT-11913	0,000
IT-11914	0,000
IT-11915	0,000
IT-11916	0,000
IT-11917	0,000
IT-11918	0,000
IT-11919	0,000
IT-11920	0,000
IT-11921	0,000
IT-11922	0,000
IT-11923	0,000
IT-11924	0,000
IT-11925	0,000
IT-11926	0,000
IT-11927	0,000
IT-11928	0,000
IT-11929	0,000
IT-11930	0,000
IT-11931	0,000
IT-11932	0,000
IT-11933	0,000
IT-11934	0,000
IT-11935	0,000
IT-11936	0,000
IT-11937	0,000
IT-11938	0,000
IT-11939	0,000
IT-11940	0,000
IT-11941	0,000
IT-11942	0,000
IT-11943	0,000
IT-11944	0,000
IT-11945	0,000
IT-11946	0,000
IT-11947	0,000
IT-11948	0,000
IT-11949	0,000
IT-11950	0,000
IT-11951	0,000
IT-11952	0,000
IT-11953	0,000
IT-11954	0,000
IT-11955	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-11956	0,000
IT-11957	0,000
IT-11958	0,000
IT-11959	0,000
IT-11960	0,000
IT-11961	0,000
IT-11962	0,000
IT-11963	0,000
IT-11964	0,000
IT-11965	0,000
IT-11966	0,000
IT-11967	0,000
IT-11968	0,000
IT-11969	0,000
IT-11970	0,000
IT-11971	0,000
IT-11972	0,000
IT-12006	0,000
IT-12007	0,000
IT-12008	0,000
IT-12009	0,000
IT-12011	0,000
IT-12012	0,000
IT-12013	0,000
IT-12014	0,000
IT-12015	0,000
IT-12016	0,000
IT-12017	0,000
IT-12018	0,000
IT-12019	0,000
IT-12020	0,000
IT-12021	0,000
IT-12022	0,000
IT-12023	0,000
IT-12024	0,000
IT-12025	0,000
IT-12026	0,000
IT-12027	0,000
IT-12028	0,000
IT-12029	0,000
IT-12030	0,000
IT-12031	0,000
IT-12032	0,000
IT-12033	0,000
IT-12034	0,000
IT-12035	0,000
IT-12036	0,000
IT-12037	0,000
IT-12038	0,000
IT-12039	0,000
IT-12040	0,000
IT-12041	0,000
IT-12042	0,000
IT-12043	0,000
IT-12044	0,000
IT-12045	0,000
IT-12046	0,000
IT-12047	0,000
IT-12048	0,000
IT-12049	0,000
IT-12050	0,000
IT-12051	0,000
IT-12052	0,000
IT-12053	0,000
IT-12054	0,000
IT-12055	0,000
IT-12056	0,000
IT-12057	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-12058	0,000
IT-12059	0,000
IT-12060	0,000
IT-12061	0,000
IT-12062	0,000
IT-12063	0,000
IT-12064	0,000
IT-12065	0,000
IT-12066	0,000
IT-12067	0,000
IT-12068	0,000
IT-12069	0,000
IT-12070	0,000
IT-12073	0,000
IT-12074	0,000
IT-12075	0,000
IT-12076	0,000
IT-12077	0,000
IT-12079	0,000
IT-12080	0,000
IT-31605	0,000
IT-31606	0,000
IT-31607	0,000
IT-31608	0,000
IT-31609	0,000
IT-31610	0,000
IT-31611	0,000
IT-31612	0,000
IT-31613	0,000
IT-31614	0,000
IT-31615	0,000
IT-31616	0,000
IT-31617	0,000
IT-31618	0,000
IT-31625	0,000
IT-31626	0,000
IT-31627	0,000
IT-31628	0,000
IT-31629	0,000
IT-31630	0,000
IT-31631	0,000
IT-31632	0,000
IT-31633	0,000
IT-31634	0,000
IT-31635	0,000
IT-31636	0,000
IT-31637	0,000
IT-31638	0,000
IT-31639	0,000
IT-31640	0,000
IT-31641	0,000
IT-31648	0,000
IT-31649	0,000
IT-31650	0,000
IT-31651	0,000
IT-31652	0,000
IT-31653	0,000
IT-31654	0,000
IT-31655	0,000
IT-31656	0,000
IT-31657	0,000
IT-31658	0,000
IT-31659	0,000
IT-31660	0,000
IT-31661	0,000
IT-31662	0,000
IT-31663	0,000
IT-31664	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-31665	0,000
IT-31672	0,000
IT-31673	0,000
IT-31674	0,000
IT-31675	0,000
IT-31676	0,000
IT-31677	0,000
IT-31678	0,000
IT-31679	0,000
IT-31680	0,000
IT-31681	0,000
IT-31682	0,000
IT-31683	0,000
IT-31684	0,000
IT-31685	0,000
IT-31686	0,000
IT-31687	0,000
IT-31688	0,000
IT-31689	0,000
IT-31696	0,000
IT-31697	0,000
IT-31698	0,000
IT-31699	0,000
IT-31700	0,000
IT-31701	0,000
IT-31702	0,000
IT-31703	0,000
IT-31704	0,000
IT-31705	0,000
IT-31706	0,000
IT-31707	0,000
IT-31708	0,000
IT-31711	0,000
IT-31712	0,000
IT-31713	0,000
IT-31714	0,000
IT-31715	0,000
IT-31716	0,000
IT-31717	0,000
IT-31718	0,000
IT-31719	0,000
IT-31720	0,000
IT-31721	0,000
IT-31722	0,000
IT-31723	0,000
IT-31724	0,000
IT-31731	0,000
IT-31732	0,000
IT-31733	0,000
IT-31734	0,000
IT-31735	0,000
IT-31736	0,000
IT-31737	0,000
IT-31738	0,000
IT-31739	0,000
IT-31740	0,000
IT-31741	0,000
IT-31742	0,000
IT-31743	0,000
IT-31744	0,000
IT-31745	0,000
IT-31746	0,000
IT-31747	0,000
IT-31748	0,000
IT-31755	0,000
IT-31756	0,000
IT-31757	0,000
IT-31758	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-31759	0,000
IT-31760	0,000
IT-31761	0,000
IT-31762	0,000
IT-31763	0,000
IT-31764	0,000
IT-31765	0,000
IT-31766	0,000
IT-31767	0,000
IT-31768	0,000
IT-31769	0,000
IT-31770	0,000
IT-31771	0,000
IT-31772	0,000
IT-31779	0,000
IT-31780	0,000
IT-31781	0,000
IT-31782	0,000
IT-31783	0,000
IT-31784	0,000
IT-31785	0,000
IT-31786	0,000
IT-31787	0,000
IT-31788	0,000
IT-31789	0,000
IT-31790	0,000
IT-31791	0,000
IT-31792	0,000
IT-31793	0,000
IT-31794	0,000
IT-31801	0,000
IT-31802	0,000
IT-31803	0,000
IT-31804	0,000
IT-31805	0,000
IT-31806	0,000
IT-31807	0,000
IT-31808	0,000
IT-31809	0,000
IT-31810	0,000
IT-31811	0,000
IT-31812	0,000
IT-31813	0,000
IT-31814	0,000
IT-31815	0,000
IT-31816	0,000
IT-31817	0,000
IT-31822	0,000
IT-31823	0,000
IT-31824	0,000
IT-31825	0,000
IT-31826	0,000
IT-31827	0,000
IT-31828	0,000
IT-31829	0,000
IT-31830	0,000
IT-31835	0,000
IT-31836	0,000
IT-31837	0,000
IT-31838	0,000
IT-31839	0,000
IT-31840	0,000
IT-31841	0,000
IT-31844	0,000
IT-31848	0,000
IT-31849	0,000
IT-31850	0,000
IT-31857	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-31858	0,000
IT-31859	0,000
IT-31860	0,000
IT-31861	0,000
IT-31862	0,000
IT-31863	0,000
IT-31864	0,000
IT-31865	0,000
IT-31870	0,000
IT-31871	0,000
IT-31872	0,000
IT-31873	0,000
IT-31874	0,000
IT-31875	0,000
IT-31876	0,000
IT-31880	0,000
IT-31881	0,000
IT-31882	0,000
IT-31883	0,000
IT-31884	0,000
IT-31885	0,000
IT-31886	0,000
IT-31887	0,000
IT-31888	0,000
IT-31889	0,000
IT-31890	0,000
IT-31891	0,000
IT-31892	0,000
IT-31893	0,000
IT-31894	0,000
IT-31895	0,000
IT-31896	0,000
IT-31897	0,000
IT-31898	0,000
IT-31899	0,000
IT-31900	0,000
IT-31901	0,000
IT-31902	0,000
IT-31903	0,000
IT-31904	0,000
IT-31905	0,000
IT-31906	0,000
IT-31907	0,000
IT-31908	0,000
IT-31909	0,000
IT-31910	0,000
IT-31911	0,000
IT-31912	0,000
IT-31913	0,000
IT-31914	0,000
IT-31915	0,000
IT-31916	0,000
IT-31917	0,000
IT-31918	0,000
IT-31919	0,000
IT-31920	0,000
IT-31921	0,000
IT-31922	0,000
IT-31923	0,000
IT-31924	0,000
IT-31925	0,000
IT-31926	0,000
IT-31927	0,000
IT-31928	0,000
IT-31929	0,000
IT-31930	0,000
IT-31931	0,000
IT-31932	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-31933	0,000
IT-31934	0,000
IT-31935	0,000
IT-31936	0,000
IT-31937	0,000
IT-31938	0,000
IT-31939	0,000
IT-31940	0,000
IT-31941	0,000
IT-31942	0,000
IT-31943	0,000
IT-31944	0,000
IT-31945	0,000
IT-31946	0,000
IT-31947	0,000
IT-31948	0,000
IT-31949	0,000
IT-31950	0,000
IT-31951	0,000
IT-31952	0,000
IT-31953	0,000
IT-31954	0,000
IT-31955	0,000
IT-31956	0,000
IT-31957	0,000
IT-31958	0,000
IT-31959	0,000
IT-31960	0,000
IT-31961	0,000
IT-31962	0,000
IT-31963	0,000
IT-31964	0,000
IT-31965	0,000
IT-31966	0,000
IT-31967	0,000
IT-31968	0,000
IT-31969	0,000
IT-31970	0,000
IT-31971	0,000
IT-31972	0,000
IT-32006	0,000
IT-32007	0,000
IT-32008	0,000
IT-32009	0,000
IT-32073	0,000
IT-32074	0,000
IT-32075	0,000
IT-32076	0,000
IT-32077	0,000
IT-41605	0,000
IT-41606	0,000
IT-41607	0,000
IT-41608	0,000
IT-41609	0,000
IT-41610	0,000
IT-41611	0,000
IT-41612	0,000
IT-41613	0,000
IT-41614	0,000
IT-41615	0,000
IT-41616	0,000
IT-41617	0,000
IT-41618	0,000
IT-41625	0,000
IT-41626	0,000
IT-41627	0,000
IT-41628	0,000
IT-41629	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-41630	0,000
IT-41631	0,000
IT-41632	0,000
IT-41633	0,000
IT-41634	0,000
IT-41635	0,000
IT-41636	0,000
IT-41637	0,000
IT-41638	0,000
IT-41639	0,000
IT-41640	0,000
IT-41641	0,000
IT-41648	0,000
IT-41649	0,000
IT-41650	0,000
IT-41651	0,000
IT-41652	0,000
IT-41653	0,000
IT-41654	0,000
IT-41655	0,000
IT-41656	0,000
IT-41657	0,000
IT-41658	0,000
IT-41659	0,000
IT-41660	0,000
IT-41661	0,000
IT-41662	0,000
IT-41663	0,000
IT-41664	0,000
IT-41665	0,000
IT-41672	0,000
IT-41673	0,000
IT-41674	0,000
IT-41675	0,000
IT-41676	0,000
IT-41677	0,000
IT-41678	0,000
IT-41679	0,000
IT-41680	0,000
IT-41681	0,000
IT-41682	0,000
IT-41683	0,000
IT-41684	0,000
IT-41685	0,000
IT-41686	0,000
IT-41687	0,000
IT-41688	0,000
IT-41689	0,000
IT-41696	0,000
IT-41697	0,000
IT-41698	0,000
IT-41699	0,000
IT-41700	0,000
IT-41701	0,000
IT-41702	0,000
IT-41703	0,000
IT-41704	0,000
IT-41705	0,000
IT-41706	0,000
IT-41707	0,000
IT-41708	0,000
IT-41711	0,000
IT-41712	0,000
IT-41713	0,000
IT-41714	0,000
IT-41715	0,000
IT-41716	0,000
IT-41717	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-41718	0,000
IT-41719	0,000
IT-41720	0,000
IT-41721	0,000
IT-41722	0,000
IT-41723	0,000
IT-41724	0,000
IT-41731	0,000
IT-41732	0,000
IT-41733	0,000
IT-41734	0,000
IT-41735	0,000
IT-41736	0,000
IT-41737	0,000
IT-41738	0,000
IT-41739	0,000
IT-41740	0,000
IT-41741	0,000
IT-41742	0,000
IT-41743	0,000
IT-41744	0,000
IT-41745	0,000
IT-41746	0,000
IT-41747	0,000
IT-41748	0,000
IT-41755	0,000
IT-41756	0,000
IT-41757	0,000
IT-41758	0,000
IT-41759	0,000
IT-41760	0,000
IT-41761	0,000
IT-41762	0,000
IT-41763	0,000
IT-41764	0,000
IT-41765	0,000
IT-41766	0,000
IT-41767	0,000
IT-41768	0,000
IT-41769	0,000
IT-41770	0,000
IT-41771	0,000
IT-41772	0,000
IT-41779	0,000
IT-41780	0,000
IT-41781	0,000
IT-41782	0,000
IT-41783	0,000
IT-41784	0,000
IT-41785	0,000
IT-41786	0,000
IT-41787	0,000
IT-41788	0,000
IT-41789	0,000
IT-41790	0,000
IT-41791	0,000
IT-41792	0,000
IT-41793	0,000
IT-41794	0,000
IT-41801	0,000
IT-41802	0,000
IT-41803	0,000
IT-41804	0,000
IT-41805	0,000
IT-41806	0,000
IT-41807	0,000
IT-41808	0,000
IT-41809	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-41810	0,000
IT-41811	0,000
IT-41812	0,000
IT-41813	0,000
IT-41814	0,000
IT-41815	0,000
IT-41816	0,000
IT-41817	0,000
IT-41822	0,000
IT-41823	0,000
IT-41824	0,000
IT-41825	0,000
IT-41826	0,000
IT-41827	0,000
IT-41828	0,000
IT-41829	0,000
IT-41830	0,000
IT-41835	0,000
IT-41836	0,000
IT-41837	0,000
IT-41838	0,000
IT-41839	0,000
IT-41840	0,000
IT-41841	0,000
IT-41844	0,000
IT-41848	0,000
IT-41849	0,000
IT-41850	0,000
IT-41857	0,000
IT-41858	0,000
IT-41859	0,000
IT-41860	0,000
IT-41861	0,000
IT-41862	0,000
IT-41863	0,000
IT-41864	0,000
IT-41865	0,000
IT-41870	0,000
IT-41871	0,000
IT-41872	0,000
IT-41873	0,000
IT-41874	0,000
IT-41875	0,000
IT-41876	0,000
IT-41880	0,000
IT-41881	0,000
IT-41882	0,000
IT-41883	0,000
IT-41884	0,000
IT-41885	0,000
IT-41886	0,000
IT-41887	0,000
IT-41888	0,000
IT-41889	0,000
IT-41890	0,000
IT-41891	0,000
IT-41892	0,000
IT-41893	0,000
IT-41894	0,000
IT-41895	0,000
IT-41896	0,000
IT-41897	0,000
IT-41898	0,000
IT-41899	0,000
IT-41900	0,000
IT-41901	0,000
IT-41902	0,000
IT-41903	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-41904	0,000
IT-41905	0,000
IT-41906	0,000
IT-41907	0,000
IT-41908	0,000
IT-41909	0,000
IT-41910	0,000
IT-41911	0,000
IT-41912	0,000
IT-41913	0,000
IT-41914	0,000
IT-41915	0,000
IT-41916	0,000
IT-41917	0,000
IT-41918	0,000
IT-41919	0,000
IT-41920	0,000
IT-41921	0,000
IT-41922	0,000
IT-41923	0,000
IT-41924	0,000
IT-41925	0,000
IT-41926	0,000
IT-41927	0,000
IT-41928	0,000
IT-41929	0,000
IT-41930	0,000
IT-41931	0,000
IT-41932	0,000
IT-41933	0,000
IT-41934	0,000
IT-41935	0,000
IT-41936	0,000
IT-41937	0,000
IT-41938	0,000
IT-41939	0,000
IT-41940	0,000
IT-41941	0,000
IT-41942	0,000
IT-41943	0,000
IT-41944	0,000
IT-41945	0,000
IT-41946	0,000
IT-41947	0,000
IT-41948	0,000
IT-41949	0,000
IT-41950	0,000
IT-41951	0,000
IT-41952	0,000
IT-41953	0,000
IT-41954	0,000
IT-41955	0,000
IT-41956	0,000
IT-41957	0,000
IT-41958	0,000
IT-41959	0,000
IT-41960	0,000
IT-41961	0,000
IT-41962	0,000
IT-41963	0,000
IT-41964	0,000
IT-41965	0,000
IT-41966	0,000
IT-41967	0,000
IT-41968	0,000
IT-41969	0,000
IT-41970	0,000
IT-41971	0,000

Código de identificación	Ro (EUR/MWh$_E$)
IT-41972	0,000
IT-42006	0,000
IT-42007	0,000
IT-42008	0,000
IT-42009	0,000
IT-42073	0,000
IT-42074	0,000
IT-42075	0,000
IT-42076	0,000
IT-42077	0,000
IT-51635	0,000
IT-51648	0,000
IT-51684	0,000
IT-51697	0,000
IT-51698	0,000
IT-51699	0,000
IT-51702	0,000
IT-51704	0,000
IT-51720	0,000
IT-51731	0,000
IT-51755	0,000
IT-51756	0,000
IT-51757	0,000
IT-51762	0,000
IT-51763	0,000
IT-51764	0,000
IT-51787	0,000
IT-51916	0,000
IT-51927	0,000
IT-51928	0,000
IT-51930	0,000
IT-51931	0,000
IT-51938	0,000
IT-51945	0,000
IT-52006	0,000
IT-52007	0,000
IT-52023	0,000
IT-52029	0,000
IT-52032	0,000
IT-61697	0,000
IT-61698	0,000
IT-61699	0,000
IT-61755	0,000
IT-61756	0,000
IT-61764	0,000
IT-61766	0,000
IT-61802	0,000
IT-61805	0,000
IT-61808	0,000
IT-61900	0,000
IT-61949	0,000
IT-62023	0,000
IT-62047	0,000

§ 83

Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que regula la solicitud de información y el procedimiento de liquidación, facturación y pago del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 46, de 23 de febrero de 2017
Última modificación: 23 de noviembre de 2018
Referencia: BOE-A-2017-1881

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

La promulgación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, supuso el inicio del proceso de reforma del sector eléctrico mediante la articulación de las bases de un nuevo marco retributivo que permita a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable.

Dichas bases fueron posteriormente integradas en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y plenamente desarrolladas mediante la promulgación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Ulteriormente, se han dictado nuevas normas que o bien desarrollan en aspectos parciales el nuevo régimen económico establecido o bien modifican en algún punto alguna de sus disposiciones. Así, el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, y la Orden IET/1344/2015, de 2 de julio, entre otras.

Según el nuevo marco retributivo, las instalaciones con derecho a percibir el régimen económico primado, podrán percibir durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, una retribución adicional, que en caso de resultar necesario, cubra aquellos costes de inversión y de operación que una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado.

Dicha retribución específica está compuesta por un término por unidad de potencia instalada, que cubra los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de

explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

Para el cálculo de la retribución a la inversión y de la retribución a la operación se considerarán para una instalación tipo, los ingresos estándar por la venta de la energía valorada al precio del mercado, los costes estándar de explotación necesarios para realizar la actividad y el valor estándar de la inversión inicial, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada, a lo largo de su vida útil regulatoria. De esta manera, se organiza un régimen retributivo sobre parámetros estándar en función de las distintas instalaciones tipo que se determinen.

Una vez que las instalaciones superen la vida útil regulatoria, dejarán de percibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación, percibiendo exclusivamente la retribución obtenida por la venta de energía eléctrica en el mercado.

Junto al nuevo régimen económico establecido, se han modificado igualmente los procedimientos administrativos relacionados con las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, distinguiéndose entre los procedimientos relativos al registro administrativo, y los relativos al nuevo registro retributivo específico, creado *ad hoc* por el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de junio y desarrollado por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

La inscripción de las instalaciones en el nuevo registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, y su asignación a una instalación tipo, se establecen como requisitos necesarios para la aplicación a las instalaciones del régimen retributivo específico, siendo la competencia de ambos registros de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

La articulación de este nuevo régimen retributivo con las modificaciones sustanciales introducidas, ha conllevado la derogación de la normativa previa sobre régimen especial, articulada fundamentalmente por el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre. Ello ha dado lugar a que la Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de información y los procedimientos del sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, dictada en desarrollo de la normativa derogada, haya quedado obsoleta, resultando inaplicable buena parte de su articulado.

Se hace pues necesaria la elaboración de una nueva Circular que recoja el nuevo modelo retributivo de las energías renovables, de cogeneración y residuos y regule los procedimientos de liquidación, facturación y pago del régimen retributivo específico cuyo ejercicio corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en virtud de lo dispuesto en la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en relación con la disposición adicional octava 1 d) de la misma Ley.

Asimismo, con base en la experiencia en la realización de las liquidaciones mensuales, se considera adecuado actualizar determinados procedimientos de liquidación, incluyendo nuevas figuras liquidatorias que resultan del nuevo régimen retributivo establecido por el Real Decreto 413/2014, así como la ampliación del ámbito de las comunicaciones telemáticas, que se incluye como único medio para efectuar todas las comunicaciones entre la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y los sujetos implicados en la Circular. Del mismo modo, es necesario efectuar las adaptaciones resultantes de la aplicación de las novedades establecidas por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en particular la relativa a la financiación de los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema eléctrico.

Con objeto de agilizar el proceso de liquidación, facturación y pago, se reducen los plazos en el calendario de liquidación y se adelanta el día de cierre de las liquidaciones. Asimismo, se adapta al nuevo marco normativo la documentación que deben aportar los titulares y el resto de sujetos del sistema de liquidaciones.

Se clarifica, a su vez, el procedimiento de cesiones y pignoraciones de derechos de crédito, así como los diferentes procedimientos de actuación por parte de la CNMC en casos de impagos por parte de los sujetos de liquidación, introduciéndose mecanismos que

confieran mayor seguridad y estabilidad al Sistema como la irretroactividad en los cambios de modalidad de representación.

Se posibilita el empleo de la domiciliación bancaria como medio de pago, lo que conllevará una mejora en la tramitación en los pagos y un ahorro para los administrados al dar una nueva posibilidad para efectuar los pagos alternativa a la emisión de trasferencias.

En definitiva, se pretende, por un lado, una mayor claridad para los diferentes agentes afectados en relación a la aplicación en el sistema de liquidaciones de las novedades normativas surgidas recientemente, y por otro, una mayor agilidad en los procesos, gracias a la generalización de los procedimientos telemáticos.

Cabe señalar que la disposición transitoria decimoséptima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, dispone en su apartado 2 que «Hasta la publicación del desarrollo reglamentario previsto en el artículo 18.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los sujetos deberán enviar al órgano encargado de realizar la liquidación la información exigida en la Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, así como cualquier otra necesaria para poder liquidar que les sea requerida por dicho órgano».

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tiene atribuida con carácter transitorio la función de actuar como órgano de liquidación, a los efectos previstos en las citadas disposiciones. Todo ello según la disposición adicional octava en relación con la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, así como el artículo 29 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Por todo cuanto se ha señalado, se considera necesario derogar la citada Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía (cuyas funciones fueron asumidas por esta Comisión tras la extinción de aquélla, en virtud de lo dispuesto en la disposición adicional segunda de la Ley 3/2013, de 4 de junio), y dictar una nueva Circular que contenga la información necesaria para poder llevar a cabo la referida función de liquidación que tiene atribuida esta Comisión.

Se significa asimismo que la Ley 3/2013, de 4 de junio, en su artículo 7.36 así como en su artículo 30, habilita a la CNMC para la aprobación de Circulares.

Por todo lo anterior, previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo de Electricidad, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión de 8 de febrero de 2017 ha acordado emitir la presente Circular:

Primero. *Objeto de la Circular.*

Constituye el objeto de esta Circular, la definición y desarrollo del procedimiento de cálculo de la liquidación de los importes correspondientes al régimen retributivo específico que tengan reconocido las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, así como el desarrollo del proceso de expedición y gestión de la facturación y pago en nombre de terceros relacionada con la función de la liquidación anterior.

Asimismo, es también objeto de esta Circular fijar las condiciones de forma y plazo en que deberán atenderse las comunicaciones y requerimientos de información dirigidos por la CNMC a los titulares de las instalaciones, representantes, empresas distribuidoras y cualquier otro agente que participe en el proceso de liquidación y facturación ejercido por esta Comisión

Segundo. *Definiciones.*

A los efectos de la presente Circular, serán de aplicación las siguientes definiciones:

a) «Titular de la instalación». Persona física o jurídica que figure como tal en el registro de régimen retributivo específico, dependiente del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

Cuando consten en el Registro más de un titular por instalación, solo se considerará, a efectos de lo previsto en la presente Circular, uno de ellos. Los titulares deberán designar cuál de ellos ejercerá como titular ante la Comisión Nacional de Mercados y Competencia.

b) «Representante». Conforme lo establecido en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los agentes que actúen por cuenta de cualquier sujeto a los efectos de su participación en el mercado de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos,

precios y retribuciones reguladas tendrán la consideración de representantes. La representación por cuenta ajena podrá ser:

i. Indirecta, cuando el representante actúa en nombre propio, en cuyo caso el sujeto representante será el sujeto obligado al pago del importe de la factura de la liquidación y, en su caso, con derecho al cobro de la misma.

ii. Directa, cuando el representante actúa en nombre del representado. En este caso, el sujeto representado será el único obligado al pago del importe de la factura de la liquidación y, en su caso, el único con derecho al cobro de la misma.

El representante de cada instalación deberá coincidir necesariamente a los efectos de las liquidaciones del operador del mercado, del operador del sistema y del régimen retributivo específico. Para cada mes de producción, solo podrá existir un único representante asociado a cada instalación.

Para el caso de que un representante tuviera acreditada la representación de una instalación ante el operador del sistema y el operador del mercado, pero no la hubiera acreditado aún en el sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, la CNMC podrá suspender de forma cautelar los efectos de las liquidaciones que practique hasta que se produzca la coincidencia señalada en el párrafo anterior.

Con carácter general, las comunicaciones con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ámbito de esta Circular, las realizará el representante de la instalación, o el propio titular, si este actúa como representante. En todo caso, estas comunicaciones deberán realizarse exclusivamente mediante medios telemáticos.

c) «Sujeto de Liquidación». El Sujeto de Liquidación de cada una de las instalaciones de producción incluidas en el ámbito de aplicación de esta Circular es la persona física o jurídica que responderá financieramente ante la Comisión Nacional de Mercados y Competencia por cada una de sus instalaciones. Los titulares de las instalaciones que opten por vender su energía directamente en el mercado, o los que elijan una representación directa conforme a la definición dada en el párrafo anterior, serán Sujetos de Liquidación. En el resto de los casos, el Sujeto de Liquidación será el representante.

A tales efectos, el representante deberá acreditar que dispone de poder notarial suficiente para actuar como tal, salvo que corresponda al comercializador de referencia, al no haber manifestado el titular su intención de operar con otro representante. El titular de instalaciones que vaya a ser representado de forma indirecta, no estará obligado al cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente Circular para darse de alta como Sujeto de Liquidación.

Cada instalación estará asociada en cada mes de producción de energía eléctrica a un único Sujeto de Liquidación por lo que, todos los derechos de cobro y obligaciones de pago derivados de la liquidación del régimen retributivo específico de las instalaciones correspondientes, se realizarán en la cuenta del Sujeto de Liquidación asignado. Lo anterior se entiende sin perjuicio de los ajustes y deducciones que corresponda realizar en la liquidación de la retribución de la instalación, como consecuencia de la existencia de saldos deudores sobre la misma instalación.

d) «Encargado de la Lectura»: Entidad encargada de la lectura de la medida de los puntos frontera de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, o la normativa que lo sustituya y que enviará la medida de los CIL de los que es responsable, a los efectos previstos en la presente Circular.

e) «Código de la instalación de producción a efectos de liquidación», en adelante «CIL». Será el código determinado por el Encargado de Lectura que identificará de manera única una unidad retributiva de producción del ámbito de aplicación de esta Circular de acuerdo con lo previsto en el artículo 14.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Será el único código que se utilice para intercambiar la información entre los distintos agentes en el ámbito del sistema de liquidaciones de retribución específica debiendo figurar en las comunicaciones entre los mismos para una correcta identificación de las unidades retributivas. Estará compuesto por el Código Universal de Punto de Suministro «CUPS» seguido de un campo numérico de 3 dígitos que corresponderá a cada fase de la instalación, comenzando por el valor «001» para la primera y así sucesivamente. A estos efectos, el «CUPS» será común a todas las fases que una instalación pueda contener. Por su parte, el

«CIL» en el sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico estará asociado a unas determinadas condiciones del régimen económico de la fase, como el inicio devengo de régimen retributivo o la instalación tipo, por lo que el Encargado de la Lectura repartirá por «CIL» la medida eléctrica, y así será aportada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. No podrá realizarse la fusión de varios «CIL» pertenecientes a fases de una misma instalación de producción, por lo que permanecerán inalterables a lo largo de la vida de la instalación.

A efectos de considerar las unidades retributivas en el sistema de liquidaciones, los Encargados de la Lectura deberán asignar tantos nuevos Códigos de la Instalación de producción a efectos de Liquidación («CIL») como en su caso sean necesarios, con objeto de que no exista más de una unidad retributiva incluida en un mismo «CIL». En caso de instalaciones con varias fases, para la determinación del régimen retributivo correspondiente a cada «CIL», se atenderá a las características de la unidad retributiva correspondiente en el registro de régimen retributivo específico dependiente del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

f) «Potencia instalada». Será la potencia inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción energía eléctrica y que será aquella que resulte para la instalación de acuerdo a los criterios establecidos en el artículo 3, disposición adicional undécima y en la disposición transitoria primera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, así como a cualquier otra normativa aplicable.

g) «Potencia clasificadora». Será la potencia que se empleará a efectos de la determinación de la instalación tipo correspondiente a cada unidad retributiva, conforme a los criterios establecidos en el artículo 14 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y que será aquella que figure en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, dependiente del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

h) «Potencia con derecho a régimen retributivo específico». Será la potencia que se empleará para el cálculo de la retribución a la inversión de una unidad retributiva, multiplicándose para ello por el parámetro unitario de retribución a la inversión (Rinv) de la instalación tipo asociada, y que será aquella que figure en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, dependiente del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

i) «Instalación tipo». Código al que estará asociado cada «CIL» y que determinará un conjunto de parámetros retributivos aprobados por Orden Ministerial que concreten el régimen retributivo específico aplicable a cada unidad retributiva. La instalación tipo asociada a cada «CIL» y que se aplicará en las liquidaciones objeto de esta Circular vendrá determinada por aquella que figure en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, dependiente del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

j) «Régimen retributivo específico». Régimen retributivo que, conforme a lo establecido en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se podrá otorgar a las instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos. Se compondrá de un término de retribución a la inversión y un término de retribución a la operación, si bien excepcionalmente podrá incorporar un incentivo a la inversión para aquellas instalaciones de determinadas tecnologías situadas en sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, así como aquellos otros términos que determine la normativa vigente.

k) «Retribución a la inversión». Será la retribución a percibir por cada «CIL» de acuerdo con su potencia con derecho a régimen retributivo y la instalación tipo asociada a cada «CIL». Para el cálculo de los ingresos mensuales procedentes de la retribución a la inversión de un «CIL», se multiplicará el parámetro unitario de retribución a la inversión de la instalación tipo asociada en €/kW, por la potencia con derecho a régimen retributivo específico que figure en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, dividido entre 12, sin perjuicio de la corrección en función del número de horas equivalentes de funcionamiento aplicable en cada caso según el artículo 21 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

l) «Retribución a la operación». Será la retribución a percibir por cada «CIL» de acuerdo con la energía vendida en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación, imputable a la fracción de potencia con derecho a régimen retributivo

específico, y que vendrá determinada por la instalación tipo asociada a cada «CIL». Para el cálculo de los ingresos mensuales procedentes de la retribución a la operación de un «CIL», se multiplicará el parámetro unitario de retribución a la operación de la instalación tipo asociada en €/kWh, por la energía mensual imputable a la potencia con derecho a régimen retributivo específico que figure en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, sin perjuicio de la corrección en función del número de horas equivalentes de funcionamiento aplicable en cada caso, según el artículo 21 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

A los efectos de la presente Circular, para el cálculo de la energía imputable a la fracción de potencia con derecho a régimen retributivo específico se multiplicará la energía comunicada por el Encargado de Lectura por el ratio resultante de dividir la potencia con derecho a régimen retributivo específico entre la potencia instalada. En el caso de instalaciones solares termoeléctricas, la energía eléctrica generada a partir del recurso solar, Ers, definida en la Orden IET/1882/2014, de 14 de octubre, se utilizará para el cálculo de los ingresos procedentes de la retribución a la operación.

Para el cálculo de la energía eléctrica que se emplee a efectos de la determinación de la retribución a la operación y del cálculo del número de horas equivalentes, no se tendrán en cuenta los valores horarios negativos comunicados por el Encargado de Lectura.

m) «Agrupación». Según lo establecido en el artículo 7 c) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se define agrupación al conjunto de instalaciones que se conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, o que dispongan de línea o transformador de evacuación común, considerando un único punto de la red de distribución o transporte, una subestación o un centro de transformación. Del mismo modo, formarán parte de la misma agrupación aquellas instalaciones que se encuentren en una misma referencia catastral, considerada ésta por sus primeros 14 dígitos, sin perjuicio de lo establecido en la Disposición adicional vigésima del RD 413/2014, de 6 de junio. La potencia instalada de una agrupación será la suma de las potencias instaladas de las instalaciones unitarias que la integran. Cada agrupación se identificará mediante un código único, conforme a la metodología establecida por el Operador de Sistema.

n) «Horas equivalentes de funcionamiento». Se define como el cociente entre la energía vendida en el mercado en cualquiera de sus formas de contratación en el periodo, expresada en kWh, y la potencia instalada, expresada en kW. A los efectos de lo dispuesto en el artículo 21 del Real Decreto 413/2014, para las instalaciones de cogeneración, se considerará la energía generada en barras de central comunicada por el Encargado de Lectura en lugar de la energía vendida en el mercado.

o) «Coeficiente de cobertura». Se define como el porcentaje que expresa la relación entre los ingresos disponibles en el sistema eléctrico y los costes del sistema eléctrico que se encuentran afectados por lo previsto en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

p) «Estadillo»: Documento que detalla la aplicación del coeficiente de cobertura en las retribuciones acumuladas anuales de las instalaciones. Determinará el derecho a cobro u obligación de pago como resultado de multiplicar la retribución acumulada anual por el coeficiente de cobertura que corresponda, una vez tenidas en cuenta las cantidades a cuenta liquidadas con anterioridad.

Tercero. *Ámbito de aplicación.*

Estarán incluidas en el ámbito de aplicación de la presente Circular todas las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Cuarto. *Sujetos Afectados.*

Los sujetos afectados por el Sistema de Liquidaciones de retribución específica son los que se enumeran a continuación:

a) Representantes, definidos en el apartado Segundo b) de la presente Circular, en su función como interlocutores de la instalación con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el ámbito de la presente Circular, siendo responsables del envío en plazo y

forma, de la información detallada en la presente Circular, sin perjuicio del cumplimiento del resto de requisitos que figuren en la normativa aplicable. Asimismo, responderán financieramente ante la Comisión Nacional de Mercados y Competencia de las instalaciones y meses de producción para las que sean representantes indirectos.

b) Titulares de las instalaciones, definidos en el apartado Segundo a) de la presente Circular, serán responsables del cumplimiento de los requisitos establecidos para sus instalaciones, así como cualesquiera otros que establezca la normativa vigente. Ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, responderán financieramente de las instalaciones y meses de producción para las que sean representantes directos.

c) Empresas o grupos de empresas que realizan actividades de distribución: aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y todas aquellas funciones que se recogen en el artículo 40 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y que son Encargados de Lectura de los tipos de medida de generación 3 y 5, y responsables, entre otros, de los concentradores secundarios de estas medidas eléctricas. Tendrán las obligaciones establecidas en la presente Circular relativas al envío de medida de las instalaciones para las que sean Encargados de Lectura, sin perjuicio de otras que establezca la normativa aplicable.

d) Operador del sistema y gestor de la red de transporte: sociedad mercantil que tiene las funciones que le atribuye el artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, encargado de la lectura de los tipos de medida de generación 1 y 2, y responsable, entre otros, del concentrador principal de medidas y de la liquidación de los desvíos y servicios de ajuste del sistema. Tendrá las obligaciones establecidas en la presente Circular relativas al cumplimiento en forma y plazo del envío de la información establecida en la presente Circular, sin perjuicio de otras que establezca la normativa aplicable.

e) Operador del mercado: sociedad mercantil que tiene las funciones que le atribuye el artículo 29 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Tendrá las obligaciones relativas al cumplimiento en forma y plazo del envío de la información establecida en la presente Circular, sin perjuicio de otras que establezca la normativa aplicable.

Quinto. *Representación de los titulares de instalaciones.*

1. El régimen de representación de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos será el siguiente:

a) Los titulares de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos podrán operar directamente o a través de representante a los efectos de su participación en el mercado de producción y de los cobros y pagos de los peajes, del régimen retributivo específico y, en su caso, de los cargos.

b) Los titulares de las instalaciones que operen a través de un representante distinto del de referencia, podrán en su caso, elegir ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier modo de representación por cuenta ajena de los definidos en el apartado Segundo de esta Circular.

c) El representante de un titular o el titular que optase por operar directamente en el mercado, deberá necesariamente coincidir a los efectos de las liquidaciones del Operador del Mercado, del Operador del Sistema y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

d) Los titulares de las instalaciones, en tanto que no comuniquen su intención de operar directamente o designen otro representante con los requisitos y formalidades exigidos en esta Circular, serán representados, en nombre propio y por cuenta ajena, por el comercializador de referencia perteneciente al grupo empresarial propietario de la red de la zona de distribución a la que estén conectados. En el caso de que la instalación pertenezca a una zona de distribución donde no exista comercializador de referencia perteneciente al grupo empresarial propietario de la red, el comercializador de referencia será el perteneciente al grupo empresarial propietario de la red al que esté conectada su zona de distribución.

2. Asimismo, también será de aplicación lo establecido en los párrafos anteriores a aquellas instalaciones que transitoriamente carezcan de representante por baja sobrevenida del mismo, de acuerdo a lo establecido en el apartado Octavo.2.d, y a las nuevas instalaciones, en el periodo comprendido entre el primer día del mes siguiente al de la fecha de autorización de explotación y la fecha en que inicie su participación efectiva en el mercado de producción, todo ello salvo que el titular de la instalación comunique su intención de operar directamente o a través de otro representante.

3. El alta de una nueva instalación de producción en el sistema de liquidaciones regulado en esta Circular y su representación en el mercado, será realizada por el comercializador de referencia, en tanto el titular de la instalación no comunique su intención de operar a través de otro representante o directamente en el mercado.

Sexto. *Documentación exigible para el alta de una instalación de producción en el sistema de liquidación.*

1. Las instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas en el ámbito de aplicación de esta Circular deberán darse de alta en el Sistema de Liquidación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para percibir el régimen retributivo específico correspondiente a su instalación. Será condición necesaria para la percepción del régimen retributivo específico que la instalación esté correctamente dada de alta en el sistema de liquidación.

2. Para ello, el representante de la instalación, o el propio titular, si este actúa como representante, presentará una solicitud de alta debidamente firmada y cumplimentada, según el formato del modelo normalizado publicado en la página Web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con la siguiente documentación adjunta que corresponda. Se entregarán documentos digitalizados (originales o copias compulsadas) exclusivamente a través del registro electrónico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

a) Poderes a efectos de representación en el Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico. La primera vez, según corresponda:

– En todos los casos:

• Escritura de constitución/adaptación de estatutos de la sociedad o persona jurídica titular de la instalación de producción (sólo en el caso de que el titular sea persona jurídica), o DNI del titular de la instalación, (en caso de que el titular sea persona física).

– Si la solicitud de alta la presenta el titular de la instalación, que opta por no designar un representante:

• Escritura pública en la que consten facultades suficientes a favor de persona física para presentar la solicitud de alta y actuar en el Sistema de Liquidaciones del régimen retributivo específico en nombre de la persona jurídica titular de la instalación.

– Si el titular de la instalación opta por designar un representante:

• Escritura pública otorgada por el titular de la instalación a favor de representante, con facultades suficientes para ejercer las funciones de representante de la instalación en el Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico, bajo la modalidad de representación directa o indirecta según corresponda, según el modelo de poder que figura publicado en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Los comercializadores de referencia cuando actúen como en los términos previstos en los artículos 53.2 y 53.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, estarán exentos de aportar la documentación mencionada anteriormente.

b) Autorización de explotación definitiva de la instalación.

c) Resolución de inscripción definitiva en el registro autonómico de instalaciones de producción de energía eléctrica, o en su caso, en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas.

d) En su caso, documento de adscripción a un centro de control de generación, para aquellas instalaciones que les sea exigible según la normativa vigente, prevista en el artículo 7 c) del Real Decreto 413/2014, visado por el Operador del Sistema.

e) Acreditación del cumplimiento de los requisitos exigidos en el artículo 4 de Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, para el representante de la instalación o en su defecto, el titular de la misma, si ésta no se ha acreditado con anterioridad ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

f) Documento con el CIL y tipo de punto de medida, visado por el Encargado de Lectura.

g) Aquellas instalaciones a las que les sea exigible el cumplimiento del requisito de respuesta frente a huecos de tensión, de acuerdo con el artículo 7 d) del Real Decreto 413/2014, certificado emitido por una entidad autorizada por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital que acredite su cumplimiento de acuerdo con los procedimientos establecidos reglamentariamente.

h) Las instalaciones de cogeneración deberán indicar, mediante un documento firmado por el titular de la instalación y visado por el Encargado de Lectura, si se opta por vender toda su energía neta generada o acogerse, exclusivamente, a las modalidades de producción con autoconsumo definidas en el artículo 9.1 b) o c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Asimismo, se deberá indicar la fecha a partir de la cual es efectiva dicha elección. En caso de que no se indique la opción elegida, se entenderá que la instalación opta por vender toda su energía neta generada.

i) Otros datos de interés, en su caso, cuenta bancaria del Sujeto de Liquidación conforme al estándar IBAN (International Bank Account Number), dirección de envío de comunicaciones, teléfono de contacto, correo electrónico y persona de contacto. Solo se podrá indicar una cuenta para recibir los pagos, que deberá coincidir con aquella en la que se domicilien los cobros.

j) Cuando aplique, la documentación relativa a la cesión de derechos de crédito correspondientes a un titular de una instalación que, a su vez, sea Sujeto de Liquidación.

k) Cualesquiera otros documentos que puedan ser requeridos, de acuerdo con la normativa vigente.

3. A efectos de la liquidación mensual, sólo se determinará la retribución específica correspondiente a las instalaciones de producción que hayan entregado correctamente la documentación que les aplique del punto 2 del presente apartado, y tengan entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con diez días hábiles de antelación al cierre de dicha liquidación mensual.

4. Adicionalmente, el alta definitiva en el sistema de liquidaciones, así como el inicio de la liquidación del régimen retributivo específico correspondiente a la instalación estará condicionado a la comunicación por parte del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital de su inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.

5. Una vez entregada toda la documentación, y cumplida la condición prevista en el punto anterior, la instalación de producción será registrada en el Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico a efectos del inicio de la liquidación mensual que corresponda desde la fecha que así se establezca en el registro de régimen retributivo en estado de explotación.

6. Aquellas instalaciones que, careciendo de derecho al régimen retributivo específico, deban darse de alta en el sistema de liquidaciones a efectos de su consideración en el sistema de Garantías de Origen de electricidad, deberán presentar la documentación señalada en el punto 2 anterior, con excepción de aquella relativa a los datos bancarios, a la adscripción a un centro de control, a la respuesta frente a huecos de tensión y a los requisitos exigidos en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

Séptimo. *Cesiones y pignoraciones de derechos de crédito.*

1. A los efectos de la presente Circular se entiende por cesión de derechos de crédito la que se efectúe en virtud de cualquier título, incluidas las cesiones en garantía y las pignoraciones de derechos de crédito. Los derechos de crédito que podrán ser objeto de

cesión vendrán constituidos por los saldos a favor que resulten de la aplicación del procedimiento de liquidaciones previsto en la presente Circular.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia únicamente podrán atender las cesiones de los derechos de crédito que correspondan a los titulares de instalaciones que, a su vez, tengan la condición de Sujeto de Liquidación. A estos efectos, el sujeto cedente de los créditos deberá ser el sujeto obligado al pago del importe de la factura de la liquidación y, en su caso, con derecho al cobro de la misma, conforme a la definición dada en el apartado Segundo c) de la presente Circular. Por consiguiente, no tendrán efecto, ni la Comisión podrá atender, las comunicaciones de cesiones de derechos de crédito que correspondan a instalaciones representadas bajo la modalidad de representación indirecta.

Cualquier cambio en una instalación sobre la que haya sido comunicada la cesión, tanto en la modalidad de representación como su titularidad, que conlleve que el sujeto cedente deje de ser el sujeto titular de las obligaciones de pago y derechos de cobro del régimen retributivo específico, implicará que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deje de estar obligada a atender la mencionada cesión.

2. Para que sea efectiva la cesión de derechos de crédito ésta deberá ser debidamente comunicada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. A tal efecto, el representante de la instalación, o el propio titular, si este actúa como representante, deberá cumplimentar y remitir el modelo normalizado publicado en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con todos los datos consignados en el mismo. Asimismo, deberá remitirse la documentación justificativa de la cesión que se comunica. Se entregarán documentos digitalizados (originales o copias compulsadas) exclusivamente a través del registro electrónico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las segundas y ulteriores cesiones deberán ser igualmente comunicadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, observando lo previsto en el presente apartado.

La discrepancia entre los datos consignados en el modelo normalizado y la documentación que se notifique, justificativa de la cesión, supondrá que ésta pueda tenerse por no notificada.

3. La fecha de efectividad de la cesión, a efectos de la liquidación, deberá coincidir, en todo caso, con el primer día de un mes natural. Por ello, salvo que se señalara en la notificación una fecha posterior, la fecha de efectividad de la cesión será el primer día del mes siguiente a su verificación y tramitación en el sistema de liquidaciones, la cual no podrá exceder de tres meses. En todo caso, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá requerir la subsanación de cuantos defectos pudiera presentar la comunicación de la cesión, por lo que ésta no se considerará debidamente presentada hasta que se subsanen todos los extremos requeridos.

4. A los efectos previstos en este apartado, únicamente se podrá designar una cuenta corriente por instalación para efectuar los pagos. Consecuentemente, no se admitirán cesiones parciales de derechos de crédito.

5. Para solicitar la cancelación de una cesión en el sistema de liquidaciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el representante de la instalación, o el propio titular, si este actúa como representante, deberá acompañar a su solicitud un escrito de la entidad cesionaria, en la que se indique el CIL y titular de la instalación, el motivo de la cancelación, así como el IBAN de la cesión que se cancela. Dicho escrito deberá estar siempre firmado por persona con poder bastante y/o sellada por la entidad cesionaria. La fecha de efectividad de la cancelación será el primer día del mes siguiente a su verificación y tramitación en el sistema de liquidaciones, la cual no podrá exceder de tres meses.

6. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá optar por retener las cantidades resultantes de las liquidaciones correspondientes a instalaciones sobre las que se haya comunicado una cesión de derechos de crédito, en los supuestos en los que se presenten reclamaciones por parte de terceros de las que se pueda deducir la existencia de algún tipo de controversia en cuanto a la preferencia o prelación en el derecho al pago de los créditos, en tanto se dilucidan tales extremos.

Octavo. *Documentación exigible para la modificación de las características de una instalación de producción en el Sistema de Liquidación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o de su régimen retributivo.*

1. Los parámetros retributivos que figuren en el sistema de liquidaciones serán aquellos que resulten inscritos en el registro de régimen retributivo específico dependiente del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

En consecuencia, las solicitudes remitidas a la CNMC de modificación de dichos parámetros por parte de los titulares de las instalaciones no tendrán efecto en el sistema de liquidaciones, hasta que la CNMC reciba la notificación oficial de su modificación en el registro de régimen retributivo específico por parte del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

2. A efectos del Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico, cuando se haya producido alguno de los cambios reseñados a continuación en una instalación incluida en el ámbito de aplicación de esta Circular, previamente inscrita en este sistema, se presentará la siguiente documentación ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a través del registro electrónico habilitado:

a) Alta o cambio de representante. Para una instalación de producción afectada por esta modificación será el nuevo representante el que realice todas las gestiones para dicha instalación. El nuevo representante deberá presentar junto a la solicitud de modificación, todos los documentos que correspondan, según se especifica en el apartado Sexto 2.a) de la presente Circular.

La fecha de efectividad del cambio, a efectos de la liquidación, facturación y de acceso al Sistema de Liquidación, será el primer día del mes siguiente a la fecha en que se realice la solicitud de cambio, siempre que ésta se presente correctamente y tenga entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con diez días hábiles de antelación a dicho primer día. El cambio se hará efectivo desde el momento en el que sea ratificado por el Operador del Sistema en sus envíos de información a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecidos en el apartado Decimocuarto.b) de esta Circular.

Sólo en caso de demostrarse un error en la asignación de representante, y de forma excepcional, se considerarán cambios de representación siempre que no hayan transcurrido más de nueve meses desde el mes de producción de la energía afectada por el cambio y dicho cambio haya sido comunicado por el Operador del Sistema. En este supuesto, serán exigidos los importes pagados al antiguo Sujeto de Liquidación y posteriormente, una vez se disponga de la información operacional necesaria para el cálculo de la liquidación en el periodo afectado, serán liquidados y pagados al nuevo Sujeto de Liquidación.

En el caso de que el cambio de representante afecte al comercializador de referencia, por baja del antiguo representante, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia facilitará los datos de contacto de la instalación, para poder contactar con el titular y asegurar su representación.

b) Alta o cambio de titular. Sin perjuicio de lo previsto en el punto 3 del presente apartado, cuando conforme la información remitida por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, se produzca un cambio de titularidad de una instalación, se deberá aportar a través del representante actual, los datos necesarios para la correcta identificación del titular (dirección de contacto, e-mail...). A estos efectos un cambio en la forma jurídica de la empresa se considerará como un cambio de titular.

En caso de que el titular sea sujeto de liquidación, deberá aportarse el número IBAN de la cuenta bancaria a través del representante. En este sentido, solo se admitirá un único IBAN asociado a cada titular, excepto en los casos en que se produzca cesión de crédito.

En caso de que el cambio de titular sea motivado por sucesión universal, ya sea por la fusión, escisión o absorción del antiguo titular o, en su caso, defunción, o bien porque así se acuerde expresamente entre las partes, se producirá la subrogación con retroactividad de los derechos de cobro y las obligaciones de pago del antiguo titular en el nuevo. En estos casos, el representante, o bien el titular si este actúa como representante, deberá acreditar de manera fehaciente este extremo ante la CNMC, aportando el modelo normalizado que figure

en la web de la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia, y la correspondiente documentación justificativa.

c) Cambio en la modalidad de representación: En caso que se produzca un cambio en la modalidad de representación, se deberá aportar, además del IBAN de la cuenta bancaria correspondiente al nuevo sujeto de liquidación, consentimiento firmado del titular de la instalación a la realización de dicho cambio, conforme el modelo normalizado que figure en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. A efectos de la liquidación y facturación, el cambio tendrá efecto desde el primer día del mes siguiente a la fecha en que se realice la solicitud, no admitiéndose cambios de modalidad de representación con carácter retroactivo.

d) Baja sobrevenida de un representante. El comercializador de referencia perteneciente al grupo empresarial del distribuidor propietario de la red en una zona de distribución deberá representar, en nombre propio y por cuenta ajena a aquellas instalaciones de producción que vierten su energía en dicha zona de distribución, o en su caso, a la red de transporte de su zona de distribución, cuando transitoriamente carezcan de representante por baja sobrevenida del mismo en el mercado.

En el caso de que la instalación de producción se conecte a la red de distribución de una empresa no perteneciente a un grupo industrial con comercializador de referencia, le representará el comercializador de referencia perteneciente al grupo empresarial propietario de la red a la que esté conectada dicha distribuidora.

Esta representación será efectiva desde la primera hora del día siguiente a la comunicación al comercializador de referencia de la baja sobrevenida. El Operador del Mercado, y en su caso, el Operador del Sistema comunicarán el hecho de una baja sobrevenida tan pronto sea conocido, tanto a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como al comercializador de referencia correspondiente, a efectos de que comience a ejercer su función de representación de las instalaciones de producción afectadas. El comercializador de referencia no responderá de las posibles obligaciones de pago por la energía generada con anterioridad a la fecha en que éste comience a ejercer su función. En todo caso, se liquidará al comercializador de referencia el régimen retributivo específico correspondiente a la energía vendida durante todo el mes en el que se haya producido la baja sobrevenida.

e) Renuncia temporal al régimen retributivo específico. Las cogeneraciones y las instalaciones a las que se refieren los apartados 2, 3 y 4 del artículo 33 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio podrán presentar una renuncia temporal al régimen retributivo específico en los términos y plazos previstos en el artículo 34 del mencionado Real Decreto. El representante, o el titular de la instalación si éste actúa como representante, deberá presentar una solicitud conforme al fichero normalizado disponible en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, indicando la fecha de aplicación y duración total de la renuncia, la cual deberá abarcar meses completos. La solicitud de renuncia deberá tener entrada en el registro electrónico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con una antelación mínima de 15 días hábiles al inicio del período de renuncia correspondiente. En caso que alguna de las condiciones anteriormente mencionadas no se cumplan, la renuncia no se considerará válida y no generará efectos en el sistema de liquidaciones.

Si en un mismo escrito se solicita la renuncia para varias mensualidades, se admitirá la validez parcial de la renuncia para aquellos meses que cumplan con el plazo de antelación requerido.

Se admitirá una petición de levantamiento de una renuncia temporal, en los mismos plazos y condiciones que se exigen para la solicitud.

Cuando una instalación solicite una renuncia temporal, ésta dará lugar a que no se genere liquidación asociada al periodo de renuncia, sin perjuicio de que durante ese periodo puedan producirse facturaciones por reliquidaciones o por cambios en el coeficiente de cobertura, correspondientes a otros periodos no afectados por la renuncia.

f) Renuncia definitiva al régimen retributivo específico: Las instalaciones que efectúen una renuncia definitiva al régimen retributivo específico, conforme lo previsto en el artículo 31 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, deberán presentar a través de su representante, una solicitud conforme al fichero normalizado disponible en la página web de la Comisión

Nacional de los Mercados y la Competencia, indicando la fecha en que se hace efectiva la renuncia. La renuncia dará lugar a la pérdida del derecho a retribución específica desde la fecha indicada, que deberá coincidir con un primer día de mes, y generará las reliquidaciones oportunas para regularizar la situación de la instalación.

g) Modificación de una instalación existente. Cuando una modificación total o parcial de una instalación existente tenga derecho, en virtud de lo dispuesto en la Orden Ministerial correspondiente, a un régimen económico diferenciado de la instalación preexistente, ésta dará lugar a la creación de tantos «CIL» como sea necesario para recoger las características del nuevo régimen económico de las unidades retributivas que resulten de la modificación. A los efectos de esta Circular, las nuevas unidades retributivas asociadas a los «CIL» creados tendrán la consideración de nuevas instalaciones, debiendo cumplir los requisitos exigidos para el alta de una instalación establecidos en esta Circular.

h) Modificación en las obligaciones de la agrupación respecto a huecos de tensión. En caso de que como consecuencia de una modificación en las características de una agrupación, ésta pase a tener la obligación de cumplimiento de respuesta frente a huecos de tensión, conforme a lo establecido en el artículo 7.d) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, los representantes, o los titulares, si estos actúan como representantes, de los «CIL» pertenecientes a la agrupación deberán remitir el certificado mencionado en el apartado décimo.4 de esta Circular junto con el modelo normalizado publicado a tal efecto en la página Web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La fecha de efectividad del cambio, a efectos de la liquidación, será el primer día del mes siguiente a la fecha en la que se constate la modificación de la agrupación.

i) Modificación en la modalidad de producción para instalaciones de cogeneración. Los titulares de las instalaciones de cogeneración podrán optar por vender toda su energía neta generada o acogerse, exclusivamente, a las modalidades de producción con autoconsumo definidas en el artículo 9.1 b) o c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Cuando se produzca un cambio en la modalidad de producción, ésta se deberá comunicar mediante documento firmado por el titular de la instalación y visado por el Encargado de Lectura, en el cual se deberá indicar la nueva modalidad a la que se adhiere, así como la fecha de efectividad de dicho cambio, la cual deberá ser siempre posterior a la fecha de entrada de la solicitud en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Cuando esta fecha no coincida con el inicio de un mes natural, se tomará a efectos del sistema de liquidación, el primer día del mes siguiente a la fecha comunicada.

j) Modificación de datos de una cesión de derechos de crédito. La documentación relativa a la modificación de una cesión de derechos de crédito sobre el régimen retributivo específico correspondiente a un titular de una instalación que, a su vez, sea Sujeto de Liquidación, se deberá enviar por parte del representante, o si éste no existiese, el titular de la instalación, acompañada del correspondiente modelo normalizado disponible en la página web, a través del registro electrónico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La fecha de efectividad del cambio, a efectos de la liquidación, será el primer día del mes siguiente a la fecha en que se realice la solicitud de cambio, siempre que la solicitud tenga entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con diez días hábiles de antelación a dicho primer día.

k) Otros datos de interés, entre otros, modificación de la cuenta bancaria del Sujeto de Liquidación conforme al estándar IBAN *(International Bank Account Number),* de la dirección de envío de comunicaciones, del teléfono de contacto, del correo electrónico y de la persona de contacto. El representante de la instalación, o el propio titular, si este actúa como representante, junto a la solicitud de modificación, un documento donde se especifiquen de forma detallada y precisa los nuevos datos.

La fecha de efectividad del cambio, a efectos de la liquidación, será el primer día del mes siguiente a la fecha en que se realice la solicitud de cambio, siempre que la solicitud tenga entrada en el registro electrónico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con diez días hábiles de antelación a dicho primer día.

l) Cualquier otra modificación que pueda afectar al régimen económico de las instalaciones de producción del ámbito de aplicación de esta Circular. El representante, o el titular de la instalación si éste actúa como representante, deberá presentar, junto a la

solicitud de modificación, la documentación requerida en la normativa vigente que sea de aplicación, a través del registro electrónico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La fecha de efectividad del cambio, a efectos de la liquidación, será según corresponda, o bien la fecha de modificación expresada en una Resolución administrativa o bien el primer día del mes siguiente a la fecha de la comunicación del cambio, siempre que la solicitud tenga entrada en el registro electrónico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con diez días hábiles de antelación a dicho primer día.

3. Los titulares de las instalaciones que figuren en el sistema de liquidaciones de régimen retributivo específico serán aquellos que consten en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación. A estos efectos, sólo se cambiará el titular de una instalación cuando se produzca una modificación del mismo en el registro de régimen retributivo específico y tenga lugar la correspondiente comunicación a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de la misma mediante registro electrónico por parte del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

La fecha de aplicación del cambio, a efectos de la liquidación, facturación y de acceso al Sistema de Liquidación, será el primer día del mes en que se ha comunicado la modificación a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el registro de régimen retributivo específico indicada en el párrafo anterior. En los casos en los que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia no disponga de todos los datos para la correcta facturación, no se emitirán las facturas correspondientes en tanto que no se aporte la documentación del punto 2.b) anterior.

4. Lo especificado en el presente apartado será de aplicación a aquellas instalaciones que estuvieran dadas de alta en el sistema de Garantías de Origen, aun cuando carezcan de derecho al régimen retributivo específico.

Noveno. *Implementación en el sistema de liquidaciones de las modificaciones de las características de una instalación de producción en el registro de Régimen Retributivo Específico.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia recibirá del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital mensualmente a través del registro electrónico los cambios efectuados en el registro de Régimen Retributivo Específico, junto con las correspondientes resoluciones, con objeto de que se proceda a la actualización de los datos en el sistema de liquidación y a la generación de las liquidaciones y reliquidaciones que resulten de la aplicación de los cambios comunicados.

2. Los cambios que afecten a la titularidad de la instalación se incorporarán al sistema de liquidaciones con efectos desde el primer día del mes en que tenga entrada la comunicación mediante registro electrónico del cambio por parte del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. Los cambios en cualquier parámetro que afecte a la retribución, tendrán efectos en el Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico desde la fecha que establezca la Resolución. Si ésta no coincidiera con un primer día de mes, dicho cambio aplicaría desde el primer día del mes siguiente. Las resoluciones que establezcan como fecha de aplicación la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, tendrán efectos desde dicha fecha.

4. Cuando se comunique una cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico, ésta generará efectos en el sistema desde el primer día del mes siguiente a la fecha indicada en la resolución, si ésta no coincide con un primer día de mes. En tal caso, se generarán las reliquidaciones de valor cero correspondientes por los meses que hayan excedido dicha fecha límite.

Décimo. *Información sobre agrupaciones e instalaciones relativas al cumplimiento de requisitos de respuesta frente a huecos, telemedida y adscripción a centro de control.*

1. El Operador del Sistema comunicará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, un listado con todas las agrupaciones de instalaciones. En dicho listado, para

las agrupaciones se incluirá el código y potencia de la agrupación, los CIL de las instalaciones que forman la agrupación y fecha de inicio de la pertenencia a la agrupación por CIL.

Por otro lado, en caso que conforme a lo dispuesto en el artículo 7 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, las agrupaciones de instalaciones deban cumplir obligaciones relativas al cumplimiento de telemedida o de adscripción a centros de control, se enviará un listado indicando si cada instalación cumple con los requisitos que le sean aplicables.

2. El Operador de Sistema enviará asimismo un listado con las instalaciones individuales que, por su potencia unitaria, estén obligadas a estar adscritas a un centro de control o al envío de telemedida. Dichas instalaciones se identificarán por sus códigos CIL y su potencia y se indicará si se cumplen las obligaciones establecidas en el artículo 7.c del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

3. En caso de que como consecuencia de un alta, baja o modificación de una instalación se alteren las características de una agrupación, este hecho será comunicado en idénticos términos a los indicados en los puntos anteriores.

4. Los titulares de las instalaciones individuales o pertenecientes a agrupaciones que conforme a la normativa vigente estén obligados al cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión deberán acreditar, a través de su representante, o el titular directamente si este actúa como representante, el cumplimiento de los citados requisitos, mediante un certificado emitido por una entidad autorizada por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital que acredite dicho cumplimiento y conforme a los procedimientos reglamentariamente establecidos. En dicho certificado deberán constar los códigos CIL de las instalaciones acreditadas y, en su caso, el código de agrupación a la que pertenecen.

Undécimo. *Efectos en el Sistema de Liquidación de la cancelación, revocación o renuncia definitiva de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico.*

1. La cancelación, revocación o renuncia definitiva en el registro de régimen retributivo específico dará lugar a la baja definitiva en el sistema de liquidaciones, cuando esta sea comunicada en el envío mensual del registro de régimen retributivo específico efectuado por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

La fecha de efecto de la baja en el sistema será aquella que establezca la Resolución. Si ésta no coincidiera con un primer día de mes, dicho cambio aplicaría desde el primer día del mes siguiente.

2. En todo caso, la cancelación, revocación o renuncia no eximirá al Sujeto de Liquidación de las obligaciones de pago pendientes, derivadas de liquidaciones anteriores a la misma. En los casos en que el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital notifique a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia la resolución de cancelación de la inscripción en el registro como consecuencia de un incumplimiento de los requisitos exigibles a las instalaciones, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia procederá a la reliquidación de las cantidades indebidamente percibidas, con los intereses de demora correspondientes, incluyéndose las cantidades reintegradas como ingresos liquidables del sistema.

3. Cuando se produzca una comunicación a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de una renuncia definitiva conforme lo previsto en el artículo 31 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se procederá a la paralización del pago del régimen retributivo específico desde dicha comunicación. Una vez se notifique, por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas la correspondiente cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico, se procederá a la baja definitiva en el sistema, de acuerdo con lo indicado en el presente apartado.

Duodécimo. *Cumplimiento de las obligaciones relativas a determinadas instalaciones con derecho a régimen retributivo específico.*

1. Con objeto de acreditar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la normativa vigente relativas al consumo de combustibles o a los requisitos de eficiencia energética, el representante de la instalación, o el propio titular, si este actúa como

representante, deberá presentar la documentación requerida en el apartado decimocuarto.a).1 de la presente Circular, en el formato y plazo establecido en el mismo.

2. En caso que una instalación no presente en el plazo establecido la documentación requerida, o bien la misma no cumpla los requisitos exigidos en los artículos 32, 33 y, en su caso, en la disposición transitoria novena del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, así como en la presente Circular, la instalación se considerará como incumplidora a los efectos de lo previsto en los artículos 32 y 33 del mencionado Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Específicamente, para las instalaciones con obligación de cumplimiento de los requisitos de eficiencia energética, que no hubieran presentado la documentación exigida, el valor del ratio de la energía eléctrica, será cero en el periodo afectado por el incumplimiento.

Del mismo modo, las instalaciones con obligación de cumplimiento de límites de consumo de combustibles, que no hubieran presentado la documentación acreditativa correspondiente, no percibirán retribución específica para el periodo afectado, provocando, en su caso, las reliquidaciones correspondientes de dicho periodo.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia notificará al interesado el incumplimiento y dará traslado de dicha notificación a la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. En caso que se produzca un segundo incumplimiento conforme a lo previsto en los artículos 32, 33 y en la disposición transitoria novena del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, de alguna de las obligaciones de las instalaciones descritas en los párrafos anteriores, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia notificará al interesado el incumplimiento y comunicará dicha circunstancia a la Dirección General de Política Energética y Minas a los efectos oportunos. Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia procederá a la suspensión cautelar de la liquidación del régimen retributivo específico para las instalaciones afectadas, hasta la resolución del procedimiento de cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación por parte del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

Decimotercero. *Comunicación de renuncia al régimen económico por exportación de Garantías de Origen.*

1. El representante, o el titular si este actúa como representante, de una instalación producción a partir de energías renovables, cogeneración o residuos que estuviese operativa en el Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico podrá comunicar la renuncia a dicho régimen, motivado por la exportación de Garantías de Origen de la Energía producida durante uno o varios meses consecutivos. Dicha renuncia deberá comunicarse mediante la presentación ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia del modelo normalizado publicado en la página Web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Durante el periodo de renuncia, no se liquidará el régimen retributivo específico correspondiente.

Decimocuarto. *Remisión a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de la información necesaria para la liquidación.*

De acuerdo con el apartado Cuarto de esta Circular, los Sujetos afectados deberán proporcionar, en los plazos y medios indicados, y conforme al formato de envío de información y los modelos normalizados publicados en la página Web de la CNMC, la información que se relaciona a continuación:

a) El representante, o el titular cuando este actúe como representante enviará:

I. Anualmente, durante el primer trimestre de cada año, o en su caso, semestralmente, durante el primer trimestre del correspondiente semestre, para aquellas instalaciones que deban cumplir determinados requisitos de eficiencia energética:

1. En el caso de las instalaciones de cogeneración, de acuerdo con el artículo 27 y la disposición transitoria tercera del Real Decreto 413/2014, se remitirá un certificado de una entidad reconocida por la Administración competente en la que se determine la eficiencia del

proceso de cogeneración de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración, que incluirá al menos la siguiente información:

1.º Tecnología de cogeneración considerada.
2.º Relación electricidad/calor en modo de cogeneración total (parámetro «C»).
3.º Electricidad de cogeneración en MWh.
4.º Ahorro de energía primaria, AEP, en MWhPCI.
5.º Ahorro de energía primaria porcentual, PES, en %.
6.º Electricidad generada en bornes de alternador en MWh.
7.º Electricidad vendida al sistema en MWh.
8.º Tipo y cantidad de combustible consumido por la cogeneración, por equipos de poscombustión y por otros equipos que aporten calor al proceso, en MWhPCI.
9.º Condiciones de entrega de calor y calor útil a proceso en MWh.

2. Adicionalmente, en el caso de las instalaciones de cogeneración definidas en el apartado 1 de la disposición transitoria novena del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se remitirá un certificado de una entidad reconocida por la Administración competente, acreditativo de que se cumplen las exigencias mínimas del anexo XIV de dicho Real Decreto, así como del valor realmente alcanzado de rendimiento eléctrico equivalente.

3. Junto a la documentación mencionada en los puntos 1 y 2 anteriores, deberán enviarse los modelos normalizados de ficheros publicados a este efecto en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

4. Los certificados mencionados en los puntos 1 y 2 anteriores deberán cumplir las siguientes condiciones:

i. Deberán incluir una certificación explicita y firmada de un valor numérico del parámetro a acreditar (PES o REE).

ii. Se deben detallar los valores numéricos empleados en el cálculo del parámetro acreditado.

iii. En el caso de cálculo de PES, deberá detallarse el rendimiento de la planta, así como la metodología empleada para la obtención de la relación electricidad-calor en modo cogeneración total, que deberá ser una de las permitidas en la Resolución de 14 de mayo de 2008 de la Secretaría General de Energía por la que se aprueba la guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia.

iv. Descripción del proceso y fórmula de cálculo de calor útil, conforme lo especificado en la Resolución de 14 de mayo de 2008 de la Secretaría General de Energía por la que se aprueba la guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia, detallándose la fórmula empleada.

Quedan exceptuadas de este requisito, las instalaciones que, con anterioridad al Real Decreto 413/2014, estuviesen acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, a las que les será de aplicación lo previsto en el punto 8 de la disposición adicional segunda del Real Decreto 413/2014. Éstas instalaciones deberán acreditar documentalmente o bien la cantidad equivalente de purines de cerdo del 95 por ciento de humedad o bien la cantidad de lodos al 70 por ciento de humedad procesados por la instalación.

5. En caso que no se presente la documentación señalada en los párrafos anteriores o ésta no cumpla con los requisitos mencionados, la instalación será considerada como incumplidora, siéndole de aplicación lo previsto en el apartado duodécimo de la presente Circular.

II. Anualmente, durante el primer trimestre de cada año, aquellas instalaciones que deban cumplir determinados límites en el consumo de combustibles en función de su categoría, grupos y subgrupos, deberán informar para el año anterior:

1. Las instalaciones de cogeneración deberán remitir la información relativa al tipo y cantidad de combustible consumido por la cogeneración, por equipos de poscombustión y por otros equipos que aporten calor al proceso, acompañada de la documentación justificativa de los valores aportados indicando la cantidad anual empleada en toneladas y el

PCI medio, en kcal/kg, de cada uno de ellos. No será necesaria la remisión de esta documentación si ésta se incluye, con el desglose mencionado, en el certificado que acredite el cumplimiento de los requisitos de eficiencia energética.

2. En el caso de instalaciones que utilicen biomasa y/o biogás considerado en los subgrupos b.6, b.7, b.8 y c.2, se remitirá, al menos, una relación de los tipos de combustible utilizados indicando la cantidad anual empleada en toneladas al año y el PCI medio, en kcal/kg, de cada uno de ellos, acompañados de documentación justificativa de los datos enviados.

3. En el caso de instalaciones de la categoría c) del artículo 2.1, se remitirán, al menos, una relación de los tipos de combustible utilizados, indicando la cantidad anual empleada en toneladas al año y el PCI medio, en kcal/kg, de cada uno de ellos, acompañados de documentación justificativa de los datos enviados.

4. En el caso de las instalaciones del subgrupo b.1.2 del artículo 2.1 b) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se remitirá la justificación de cumplimiento de los porcentajes de generación eléctrica imputable al combustible de apoyo, calculada según la metodología establecida por la Orden IET/1882/2014, de 14 de octubre.

Toda la documentación anteriormente mencionada deberá ir acompañada de los modelos normalizados publicados en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y en los formatos que se indiquen en las instrucciones publicadas a tal efecto.

III. Anualmente, durante el primer trimestre de cada año, las instalaciones híbridas deberán remitir justificación de los porcentajes de participación de cada combustible y/o tecnología en cada uno de los grupos y subgrupos, la cantidad anual empleada en toneladas al año y el PCI medio, en kcal/kg, de cada uno de los combustibles, con desglose mensual, así como memoria justificativa que acredite la cantidad y procedencia de los distintos combustibles primarios que son utilizados, los consumos propios asociados a cada combustible y los rendimientos de conversión de la energía térmica del combustible en energía eléctrica.

IV. Con carácter mensual, durante los siete primeros días hábiles de cada mes de la liquidación corriente (m):

1. Se deberán remitir para las instalaciones del subgrupo b.1.2 del artículo 2.1.b) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, declaración de los consumos de combustibles fósiles de apoyo en el mes m-1 y, cuando sea aplicable, combustibles de hibridación en dicho mes. Dichos consumos se tendrán en cuenta en el cálculo de la liquidación provisional mensual del mes m-1, conforme lo establecido en la Orden IET/1882/2014, de 14 de octubre. No obstante lo anterior, una vez recibida la declaración anual prevista en el artículo 4.5 del Real Decreto 413/2014 y en el punto a.II del presente apartado, se procederá a reliquidar todos los meses del año natural conforme los valores de consumo de combustible que figuren en la declaración anual. Dicha declaración anual se deberá acompañar de la correspondiente documentación justificativa de los valores comunicados.

2. Para las instalaciones híbridas recogidas en el artículo 4.1.a) del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se proporcionará el porcentaje de hibridación correspondiente a cada combustible a utilizar en la instalación, a nivel de «CIL» para el mes m-1. Esta información se utilizará en las liquidaciones provisionales mensuales que se vayan realizando a cuenta. No obstante lo anterior, cuando se efectúe la declaración anual prevista en el artículo 4.5 del Real Decreto 413/2014 y en el punto a.III del presente apartado, se procederá a reliquidar todos los meses del año natural conforme los porcentajes mensuales de combustible que figuren en la declaración anual.

V. Con carácter mensual, al menos quince días hábiles antes del inicio del periodo de renuncia, el listado de instalaciones que soliciten la renuncia temporal al régimen retributivo específico, así como la fecha de inicio y fin de la renuncia.

b) El Operador del Sistema enviará:

Con carácter mensual, durante los siete primeros días hábiles de cada mes de la liquidación corriente (m):

1. Precio medio del mercado por tecnología de generación del ámbito de aplicación de esta Circular, desde el 1 de enero de cada año hasta el mes m.

2. Información relativa a agrupaciones de instalaciones de producción, conforme lo especificado en el apartado Décimo de la presente Circular.

3. Información relativa al cumplimiento de los requisitos de telemedida y adscripción a centro de control para las agrupaciones e instalaciones con obligación de dicho cumplimiento, conforme lo especificado en el apartado Décimo de la presente Circular.

4. Los nuevos registros de energía horaria como consecuencia de las correcciones de medida realizadas a instalaciones dentro del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico correspondientes al mes m-19, en base al procedimiento previsto en el artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

5. Información de datos mensuales de demanda, de producción hidráulica y de valores de energía producible.

Con carácter mensual, antes del día quince de cada mes de la liquidación corriente (m):

1. Los cambios de representación que afecten a la liquidación de la energía producida en el mes m.

c) Encargado de Lectura (Operador del Sistema, distribuidor, asociaciones de distribuidores o empresas en quienes el Encargado de Lectura delegue) enviará:

Con carácter mensual, durante los siete primeros días hábiles de cada mes de la liquidación corriente (m):

1. Los valores de las medidas horarias de la energía activa neta saliente por «CIL» correspondientes a la energía generada en los meses m-1, m-4 y m-11, las cuales deben coincidir necesariamente con las que se remiten por unidad de programación al Operador del Sistema para la correspondiente liquidación mensual. La energía activa neta será la correspondiente con el punto frontera con la red de transporte o distribución. En el caso de la cogeneración, esta energía activa corresponderá con el vertido horario en el punto frontera, cuando la instalación se encuentre acogida a las modalidades de producción con autoconsumo definidas en el artículo 9.1 b) o c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Para aquellas instalaciones que dispongan de puntos de medida tipo 5 y no dispongan de equipos de registro horario se enviará la energía activa mensual, perfilada en curva horaria, conforme la normativa aplicable.

En caso de que en un mes de producción, el Encargado de Lectura envíe medida de un CIL, deberá siempre facilitar medida de dicho CIL en los envíos posteriores de medida correspondientes a ese mes de producción en los plazos establecidos en la presente Circular, aunque ésta fuera de valor nulo.

El Encargado de la Lectura deberá facilitar al representante, o al titular de la instalación si éste actuara como representante, los valores de las medidas horarias de energía activa neta por «CIL» remitidos a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. En el caso de instalaciones de cogeneración, y a efectos exclusivamente del cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento regulado en el artículo 21 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se remitirá la medida mensual de energía activa neta por «CIL» generada en barras de central para aquellas instalaciones acogidas a las modalidades de producción con autoconsumo definidas en el artículo 9.1 b) o c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

3. Cuando se produzca una modificación de la empresa que realiza el envío de medidas a través del Registro Electrónico de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia, deberá comunicarse dicho cambio conforme a las instrucciones publicadas a tal efecto en la página web de la CNMC.

d) El Operador del Mercado enviará.

Con carácter mensual, durante los siete primeros días hábiles de cada mes de la liquidación corriente (m):

1. Precio del mercado de referencia, que será el precio horario del mercado diario en el mes m-1.

2. Comunicación de los importes detraídos por el operador del mercado conforme al procedimiento establecido en el apartado 5 de la disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Decimoquinto. *Aplicación en el sistema de liquidaciones de las correcciones del régimen retributivo específico como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación.*

1. Con objeto de efectuar la corrección por número de horas equivalentes de funcionamiento prevista en el artículo 21 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, los ingresos por los diferentes conceptos que componen el régimen retributivo específico se multiplicarán en cada una de las liquidaciones provisionales mensuales por un coeficiente «d» que se calculará como sigue:

$$d = (Nhinst – p \cdot Uf) / [p \cdot (Nhmin – Uf)]$$

siendo:

• *Nhinst* el número de horas equivalentes de funcionamiento acumulado anual por la instalación, expresado en horas.

• *p* el porcentaje en tanto por uno aplicable a las horas mínimas y umbral de acuerdo con la instalación tipo y con el trimestre en el que se efectúa el cálculo.

• *Uf* el umbral de funcionamiento de la instalación tipo en un año, expresado en horas.

• *Nhmin* el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en un año, expresado en horas.

En caso que conforme la fórmula anterior, el valor resultante sea superior a uno, el coeficiente «d» tomará valor uno. Del mismo modo, si el resultado de la fórmula anterior fuese inferior a cero, el coeficiente «d» tomará valor cero.

2. Para calcular el valor de *Nhinst* se dividirá la suma de los valores de energía neta saliente mensuales comunicados por el Encargado de Lectura desde el inicio del año natural entre la potencia instalada. Para ello, se emplearán los últimos valores de energía neta producida comunicados por los Encargados de Lectura para cada mes de producción, de acuerdo a los plazos y formatos indicados en el apartado decimocuarto de esta Circular.

No obstante lo anterior, en el caso de cogeneraciones acogidas a las modalidades de producción con autoconsumo definidas en el artículo 9.1 b) o c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se empleará la medida en barras de central comunicada por el Encargado de Lectura. En caso de que no se disponga de esta medida, se empleará la energía activa del punto frontera comunicada por el Encargado de Lectura.

3. En las liquidaciones tres, seis, nueve y doce de cada año natural, se procederá a efectuar un cálculo del valor del coeficiente «d» para dicho año, en base a las últimas medidas disponibles en el sistema de liquidaciones. Este nuevo valor de «d» generará reliquidaciones de todos los meses anteriores desde el inicio del año y se empleará en las liquidaciones provisionales mensuales posteriores que se calculen, hasta que se produzca un nuevo cálculo del coeficiente «d».

Posteriormente, se efectuará un nuevo cálculo del coeficiente «d» correspondiente a cada instalación para dicho año al menos en las liquidaciones catorce y definitiva.

4. Con carácter general, a cada instalación le será de aplicación, en cada liquidación y para cada año de producción, un único valor de «d» asociado, que se aplicará a todas sus liquidaciones provisionales mensuales y, en su caso, a la liquidación definitiva.

5. Cuando se produzcan modificaciones en los parámetros retributivos o en los datos de la instalación que afecten al coeficiente «d», se procederá a recalcular dicho coeficiente conforme los nuevos datos y a generar las liquidaciones y reliquidaciones que correspondan en los meses afectados por dichos cambios.

En el caso que la modificación de los parámetros retributivos de la instalación comience en una fecha que no coincida con el inicio de un año natural, para el cálculo del coeficiente «d», se ajustarán los valores de horas equivalentes umbral y mínimos anuales

multiplicándolos por el cociente que resulte de dividir el número de meses completos con derecho a régimen retributivo entre doce.

6. Para las instalaciones que soliciten la renuncia temporal al régimen retributivo específico, regulada en el artículo 34 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento de la instalación tipo correspondiente, se multiplicará por un factor igual al número de meses con derecho a régimen retributivo dividido entre el número de meses del periodo (3, 6, 9 o 12 meses, según el trimestre que corresponda).

Lo anterior será igualmente de aplicación para aquellas instalaciones que causen baja definitiva en el registro de régimen retributivo específico, desde la fecha efectiva de la misma.

7. Para el caso de instalaciones híbridas, se considerarán como horas umbral y mínimas las menores de entre las correspondientes a los grupos que componen en cada caso la hibridación de la instalación. En aquellos casos en los que la instalación utilice como combustible licores negros del grupo c2 se considerarán como horas umbral y mínima correspondientes al grupo de licores negros los valores de la instalación tipo IT-01036, definidos en la correspondiente Orden Ministerial.

8. Aquellas instalaciones asociadas a una instalación tipo que tenga definido un valor máximo de horas equivalentes de funcionamiento, no tendrán derecho a percibir retribución a la operación por encima de dicho valor de horas máximas. A efectos de computar dicho límite, solo se tendrá en cuenta la energía por la que la instalación haya percibido retribución a la operación.

Decimosexto. *Desarrollo del procedimiento de cálculo, seguimiento, control y pago de la liquidación.*

1. Plazos de las liquidaciones.

El proceso de liquidación se realizará con periodicidad mensual, siendo el mes completo la unidad temporal respecto a la cual se realizará la liquidación. Las liquidaciones del régimen retributivo específico se realizarán a cuenta de la liquidación de definitiva de cada ejercicio.

El proceso de cálculo de la liquidación asociada a las instalaciones de producción con derecho a dicho régimen económico se realizará el mes (m) siguiente al mes de producción (m-1), siempre y cuando se disponga en tiempo y forma de la información necesaria recogida en la presente Circular, debidamente aportada por los sujetos responsables de su envío. Sin perjuicio de lo anterior, como consecuencia de la revisión de medidas por parte del Encargado de Lectura, conforme los correspondientes procedimientos de operación, se realizarán también reliquidaciones sobre los meses m-4 y m-11.

2. Conceptos liquidables.

A efectos del Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico se tomará en consideración los siguientes conceptos liquidables, sin perjuicio de aquellos que corresponda conforme la normativa aplicable:

I. Retribución a la inversión
II. Retribución a la operación
III. Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación, para las instalaciones de aquellas tecnologías susceptibles de ser instaladas en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares
IV. Valor de ajuste por la desviación de precio de mercado, para las instalaciones que finalicen su vida útil regulatoria.

3. Cálculo de la liquidación.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calculará para cada instalación y mes completo los distintos conceptos liquidables que le afecten en el ámbito de aplicación de esta Circular, a nivel de «CIL», de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, o norma que lo sustituya, y con la documentación e información que hubiera

sido aportada por los sujetos obligados a los diferentes envíos conforme a la presente Circular.

4. Tipos de liquidación.

a) El régimen retributivo específico de cada «CIL», correspondiente a un mes m, se calculará en los siguientes procesos de liquidación, todos ellos provisionales y a cuenta:

– La Liquidación Provisional Inicial del mes m en base a los datos enviados por los diferentes sujetos, conforme lo previsto en el apartado Decimocuarto, tiene lugar en el mes m+1.

– Una vez se haya llevado a cabo la Liquidación Provisional Inicial, se podrán realizar nuevas liquidaciones provisionales a cuenta del mes m, entre otros, por los siguientes motivos:

• Nuevos envíos de medida por parte de los Encargados de Lectura en el mes m+4 y m +11, así como las modificaciones de medida como consecuencia de lo previsto en el artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

• Correcciones del régimen retributivo específico en función del número de horas equivalentes de funcionamiento como consecuencia de nuevos cálculos del coeficiente corrector «d», conforme lo previsto en el apartado Decimoquinto de la presente Circular.

• Regularización de las liquidaciones en función de los valores anuales acreditados de eficiencia energética para las instalaciones de cogeneración, así como los valores anuales de consumo de combustibles, de combustibles de apoyo para las instalaciones del subgrupo b.1.2, así como los porcentajes reales de hibridación para las instalaciones híbridas tipo 1 y 2.

• Modificaciones de los datos correspondientes a una instalación en el registro de régimen retributivo específico.

• Modificaciones en el coeficiente de cobertura del ejercicio.

• Ejecución de resoluciones administrativas y sentencias judiciales que afecten a la liquidación.

b) Una vez se lleven a cabo todas las liquidaciones provisionales a cuenta anteriormente mencionadas, de todos los meses de un año natural, y se haya recepcionado toda la información necesaria, se tramitará el proceso de Liquidación Definitiva, por «CIL».

5. Cierre mensual de la liquidación.

El cierre de las liquidaciones provisionales y a cuenta efectuadas en el mes m+1, independientemente de que dichas liquidaciones correspondan al mes de producción (m) o anteriores, se producirá no más tarde del día 24 del mes m+1, o en su caso, del siguiente día hábil. A estos efectos, antes del inicio del mes m+1, se publicará en la página web del sistema de liquidación del régimen retributivo específico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la fecha en que se realizará el correspondiente cierre mensual.

A los efectos del Sistema de Liquidación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia del régimen retributivo específico, serán días inhábiles los sábados, los domingos, los festivos de ámbito nacional, los propios de la Comunidad de Madrid y los de la Ciudad de Madrid, así como los días 24 y 31 de diciembre.

6. Inclusión del coste del régimen retributivo específico en el sistema de liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico.

Una vez se proceda al cierre mensual de la liquidación provisional y a cuenta conforme a este apartado, se calculará el coste correspondiente al régimen retributivo específico para instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos que afecte a la liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico. Este coste se incluirá en el procedimiento general de liquidaciones previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y normativa de desarrollo, y en particular, en lo relativo a las desviaciones transitorias producidas entre ingresos y costes contempladas en el artículo 19 de la mencionada Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

A estos efectos, el criterio para la inclusión del coste del régimen retributivo específico en las liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico será el siguiente:

a) El coste del régimen retributivo específico se imputará en la liquidación de actividades reguladas del sector eléctrico correspondiente al ejercicio en el cual se ha realizado la producción de energía eléctrica, hasta que se produzca la liquidación de cierre de ese ejercicio.

b) Una vez se realice la liquidación de cierre del ejercicio al que corresponde la producción eléctrica, el coste del régimen retributivo específico se incluirá, con carácter general, en el ejercicio en curso, sin perjuicio de que se pudieran establecer otras imputaciones de coste por la normativa aplicable.

7. Aplicación en el sistema de liquidaciones de las desviaciones transitorias y desajustes entre ingresos y costes del sistema eléctrico.

En caso de que se produjeran desviaciones temporales entre ingresos y costes en las liquidaciones mensuales a cuenta del sistema eléctrico, éstas serán soportadas por los sujetos de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda en cada liquidación, para lo que se aplicará el correspondiente coeficiente de cobertura. Dicho coeficiente de cobertura será de aplicación a la retribución acumulada anual de cada instalación.

La aplicación del coeficiente de cobertura dará derecho al cobro de la cantidad que resulte de multiplicar la retribución acumulada anual por el coeficiente de cobertura. En caso que se hayan abonado cantidades a cuenta de dicha liquidación con anterioridad, se procederá a emitir orden de pago o requerimiento de ingreso por la diferencia entre ambas cantidades. El cálculo de dicha cantidad vendrá detallado en un documento adjunto a la correspondiente factura.

Cada una de las liquidaciones provisionales del sector eléctrico, así como la de cierre, implicará un nuevo cálculo de coeficiente de cobertura que se aplicará a la retribución específica acumulada anual.

Si se ha producido desajustes entre ingresos y costes en la liquidación de cierre de algún ejercicio, las cantidades en concepto de retribución específica que hayan sido financiadas por los sujetos, así como los intereses de demora correspondientes, se incluirán en los cinco ejercicios posteriores al cierre, conforme lo previsto en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

8. Facturación y pago.

La fecha de emisión de la factura será aquella en la que se produzca la aprobación de la correspondiente liquidación por la CNMC, excepto en el caso de las liquidaciones 13, 14, 15 y definitiva, para cuyas facturas la fecha de emisión será la fecha de aprobación de la siguiente liquidación correspondiente al ejercicio en curso.

La CNMC emitirá las facturas a lo sujetos de liquidación en formato electrónico o en papel y las pondrá a disposición de los mismos a través de una plataforma electrónica a la que los sujetos accederán de forma segura.

Asimismo, se sumarán los importes de todas las facturas que correspondan a un mismo Sujeto de Liquidación en cada cierre, descontándose, en su caso, el importe de las facturas con saldo negativo, de las que tengan saldo positivo. El resultado de dicha suma, que se comunicará en un documento específico, será la cantidad que se abonará o se requerirá por parte de la CNMC a cada Sujeto de Liquidación.

9. Órdenes de pago y requerimientos de ingreso.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia notificará por vía electrónica los requerimientos de ingreso a las correspondientes empresas distribuidoras pertenecientes a los grupos empresariales que cuenten con comercializadores de referencia con más de 100.000 clientes. Dichos requerimientos contendrán los importes del régimen retributivo específico de las instalaciones que corresponda, incrementados en el impuesto del valor añadido o en su caso, el impuesto alternativo equivalente, debiendo realizarse el ingreso de las cantidades requeridas antes de las diez horas del tercer día hábil siguiente a la recepción de la notificación, en la cuenta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia abierta en régimen de depósito a tal efecto.

Del mismo modo, la Comisión notificará por vía electrónica los requerimientos de ingreso a los Sujetos de Liquidación que, conforme a lo establecido en el punto 8 del presente

apartado, presenten un saldo mensual neto negativo. Los importes resultantes de dichos requerimientos se pasarán a cobro en la cuenta designada a tal efecto por los Sujetos de Liquidación, según lo indicado en la Disposición adicional primera, antes de las diez horas del tercer día hábil siguiente a la recepción de la notificación.

Dichas órdenes se emitirán una vez se haya producido la recepción de los importes requeridos a las empresas distribuidoras, percibiéndose las cantidades por parte de los Sujetos de Liquidación antes de la finalización del mes siguiente al de la fecha en que se produzca el correspondiente cierre mensual. En el caso de las liquidaciones 13, 14, 15 y definitiva, el plazo será el mismo que se aplique a la siguiente liquidación aprobada correspondiente al ejercicio en curso.

10. Retrasos o incumplimientos de los requerimientos de ingreso.

El retraso o incumplimiento de las obligaciones de ingreso de importes derivadas de la aplicación del Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, devengará los intereses previstos en el artículo 18.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Sin perjuicio de lo anterior, se podrá incoar el correspondiente procedimiento sancionador, de conformidad con lo previsto en el Título X de la referida Ley.

En caso de incumplimiento de la obligación de ingreso, la cantidad adeudada con los correspondientes intereses de demora, podrá compensarse con otros derechos de pago del mismo Sujeto de Liquidación, correspondientes a la misma instalación u otras, aunque surjan de liquidaciones distintas.

De no reintegrarse las correspondientes obligaciones de ingreso conforme lo previsto en el párrafo anterior, las cantidades adeudadas podrán integrarse en posteriores liquidaciones que realice la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para el cálculo de la retribución específica que corresponda a la misma instalación, deduciéndose de dicho cálculo, independientemente de cuál sea el motivo del impago y de que haya variado el Sujeto de Liquidación, aunque no se hubiera acordado expresamente entre las partes la subrogación con retroactividad de los derechos de cobro y las obligaciones de pago.

11. Impago a los representantes que actúen en régimen de representación indirecta.

Cuando se produzca un incumplimiento de una obligación de pago de un titular de una instalación de producción a un representante que actúe en régimen de representación indirecta, distinto del actual, por reliquidaciones correspondientes al régimen retributivo específico, dicho incumplimiento podrá ser comunicado a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por el representante acreedor en el formato publicado en su página Web.

Acompañando a esta comunicación, se deberán adjuntar elementos de prueba suficientes que acrediten que el representante ha requerido fehaciente el pago de la deuda al titular de la instalación en al menos dos ocasiones.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia notificará al titular, a través de su representante actual, la comunicación mencionada en el párrafo anterior. Transcurridos quince días desde dicha notificación, y salvo acreditación por parte del titular de la inexistencia de la deuda o justificación por el representante acreedor de haber recibido el pago de la cantidad pendiente, se podrá proceder a la inmediata suspensión cautelar de los derechos de cobro correspondientes.

La suspensión cautelar se mantendrá en tanto en cuanto el representante acreedor no comunique a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el pago efectivo de la totalidad de la deuda, lo que deberá realizar en un plazo máximo de cinco días desde que se realizó el pago a su favor.

Decimoséptimo. *Comunicaciones en el ámbito de la presente Circular.*

1. Presentación de documentación.

Las solicitudes y comunicaciones que se remitan a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se ajustarán, si los hubiera, a los modelos normalizados contenidos en la página Web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y se cumplimentarán de forma actualizada a la fecha de su presentación, conforme a las

instrucciones, formularios y códigos de tablas que se publiquen en la misma página Web por parte de la Comisión.

Estas comunicaciones se acompañarán de la documentación que resulte exigible en cada caso, de conformidad con lo establecido en la presente Circular.

2. Medios de presentación.

I. Las solicitudes y comunicaciones de todos los sujetos expuestos en el apartado Cuarto de la presente Circular con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberán realizarse exclusivamente por medios electrónicos a través de la Sede Electrónica de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia mediante el procedimiento que se defina y habilite para cada trámite.

El acceso a dichos procedimientos para todo tipo de solicitudes y comunicaciones presentadas ante el citado registro de la Sede Electrónica se realizarán, mediante una firma avanzada basada en un certificado reconocido o sistema de verificación de identidad equivalente que sea, en su caso, reconocido por la CNMC según lo dispuesto en la Orden PRE/878/2010, de 5 de abril,, por la que se establece el régimen del sistema de dirección electrónica habilitada previsto en el artículo 38.2 del Real Decreto 1671/2009, de 6 de noviembre.

Una vez presentada la solicitud o comunicación, el usuario podrá obtener un resguardo acreditativo de la presentación que podrá ser archivado o impreso por el interesado y accesible en cualquier momento con su certificado digital con el que realizó la presentación en el Registro Electrónico de la CNMC.

II. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá solicitar del correspondiente archivo el cotejo del contenido de las copias digitalizadas aportadas. Ante la imposibilidad de este cotejo y con carácter excepcional, se podrá requerir la exhibición del documento o de la información original.

III. A los efectos de esta Circular, deberá tomarse en consideración la fecha de entrada de las solicitudes y comunicaciones en el registro electrónico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para su tramitación.

3. Notificaciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

I. Las comunicaciones y notificaciones que deban realizarse en el ámbito de esta Circular a los representantes, a los titulares que actúan como representante, a las distribuidoras al operador del mercado y al operador del sistema se realizarán exclusivamente por vía electrónica a través del portal de notificaciones de la CNMC o sistema habilitado al efecto. A estos efectos, estos sujetos deberán designar una firma avanzada basada en un certificado electrónico, como el destinatario de la notificación.

II. Las notificaciones que deban realizarse en el ámbito de esta Circular a los titulares de las instalaciones podrán realizarse a través de sus representantes.

III. Los requerimientos de ingreso a las empresas distribuidoras que correspondan pertenecientes a los grupos empresariales que cuenten con comercializadores de referencia se notificarán exclusivamente vía electrónica a través del portal de notificaciones de la CNMC o sistema habilitado al efecto, debiendo dichas empresas designar una firma avanzada basada en un certificado electrónico, como el destinatario de la notificación.

Decimoctavo. *Verificación y control.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, efectuará las comprobaciones e inspecciones que considere necesarias en el ejercicio de su competencia en la gestión del Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico. Como resultado de estas actuaciones, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrá realizar una nueva liquidación de las cantidades que hayan sido objeto de comprobación o de inspección.

Decimonoveno. *Acceso permanente a la información.*

Los representantes, o los titulares de instalación si estos actuasen como representantes, podrán verificar en cualquier momento el estado de tramitación de las liquidaciones a cuenta, accediendo a la Web –área registrada– de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para lo cual necesitarán autentificarse.

Vigésimo. *Confidencialidad.*

La información relativa a los derechos de cobro y obligaciones de pago de cada Sujeto de Liquidación tendrá carácter confidencial y solo podrá ser cedida a los organismos de la Administración General del Estado, Tribunales de Justicia, Cuerpos y Fuerzas de seguridad del Estado y a las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus competencias.

La información no económica podrá ser cedida a los operadores del mercado y del sistema, y al distribuidor correspondiente.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá publicar información agregada de todos los Sujetos de Liquidación o de agrupaciones de ellos, así como la información agregada de todas las instalaciones o fases, sin necesidad de consentimiento de los titulares o de sus representantes.

Disposición adicional primera. *Domiciliación de los pagos al sistema de liquidaciones.*

Los Sujetos de Liquidación, que se den de alta en el sistema de liquidaciones, así como aquellos que cambien la cuenta bancaria designada ante esta Comisión, deberán utilizar la domiciliación bancaria como medio de pago de los requerimientos de ingreso que resulten conforme lo establecido en los puntos 8 y 9 del apartado Decimosexto de la presente Circular. La cuenta designada para realizar el pago deberá ser única por Sujeto de Liquidación y deberá coincidir con la empleada para la recepción de los ingresos del régimen retributivo específico por parte del Sujeto de Liquidación, excepto en los casos de cesiones de crédito, debidamente comunicadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Para ello deberán cumplimentar y enviar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la orden de domiciliación bancaria contenida en el anexo I de la presente Circular.

La designación de una nueva cuenta a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en los términos previstos en la presente disposición, implica el consentimiento por parte del Sujeto de Liquidación para que en la misma puedan efectuarse los cargos a que den lugar los requerimientos de ingreso que se realicen, debiendo acompañarse del anexo I de la presente Circular, debidamente cumplimentado.

Las cuentas corrientes ya designadas en el sistema de liquidaciones a la entrada en vigor de la presente Circular podrán acogerse al sistema de la domiciliación bancaria, para lo que deberá enviar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la orden de domiciliación bancaria contenida en el anexo I de la presente Circular, debidamente cumplimentada.

Disposición adicional segunda. *Referencias a las liquidaciones previas a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.*

Las referencias realizadas al régimen retributivo específico se entenderán hechas a las primas, primas equivalentes, incentivos y complementos para las liquidaciones anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Disposición adicional tercera. *Envío de datos para la notificación telemática.*

A los efectos de lo previsto en el apartado Decimoséptimo, por el que se establece la vía telemática como único medio de notificación por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a los representantes, titulares sin representante, operador del mercado, operador del sistema y a las empresas distribuidoras, estas empresas deberán enviar, mediante registro electrónico, en el plazo de un mes desde la entrada en vigor de la presente Circular, los datos relativos al certificado digital autorizado para la notificación, conforme al modelo normalizado publicado en la página web de la CNMC a tal efecto.

Estarán exentos de esta obligación aquellos sujetos mencionados en el párrafo anterior que hayan facilitado con anterioridad el citado documento normalizado de notificación telemática a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Disposición adicional cuarta. *Comunicación de datos de los Sujetos de Liquidación.*

Los Sujetos de Liquidación acogidos a la modalidad de representación directa, dispondrán de un plazo de un mes desde la entrada en vigor de la presente Circular para gestionar, en su caso, el alta en la plataforma de facturación.

A efectos de dar cumplimiento a lo previsto en el punto 9 del apartado Decimosexto, los Sujetos de Liquidación que ya estuvieran dados de alta en la citada plataforma, dispondrán de un plazo de un mes desde la entrada en vigor de la presente Circular para actualizar los datos del correo electrónico para que, en su caso, se realice la notificación electrónica de los requerimientos de ingreso.

Cuando no se hubiera comunicado debidamente dicho correo electrónico, la notificación del requerimiento de ingreso podrá realizarse al representante asociado a la instalación.

Disposición adicional quinta. *Decrementos del coeficiente de cobertura.*

En los casos en los que las liquidaciones se vean afectadas de un coeficiente de cobertura menor al de la liquidación inmediatamente anterior del mismo ejercicio, los pagos asociados a liquidaciones positivas podrán efectuarse con posterioridad al plazo establecido en el punto 9 del apartado Decimosexto.

Disposición adicional sexta. *Creación de códigos CIL para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.*

Cuando una modificación o alta de una instalación implique la creación de una nueva unidad retributiva asociada a un nuevo código CIL, el Encargado de Lectura emitirá un certificado CIL provisional a los únicos efectos de su tramitación en el registro de régimen retributivo específico. Este código CIL no tomará carácter definitivo, ni se le asignarán medidas, hasta la fecha en que el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital resuelva su inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, a cuyo efecto el titular deberá comunicar dicha inscripción definitiva al Encargado de Lectura.

Disposición adicional séptima. *Liquidación de la energía generada antes del 1 de noviembre de 2009.*

Las reliquidaciones correspondientes a la energía eléctrica generada antes del 1 de noviembre de 2009, serán realizadas con la compañía distribuidora correspondiente.

El incumplimiento de una obligación de pago de un titular de una instalación de producción a una compañía distribuidora de más de tres meses por refacturación de la energía producida con anterioridad al 1 de noviembre de 2009, podrá ser comunicado a la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia por la compañía distribuidora en el formato publicado en la página web de la CNMC, acompañando a la comunicación la acreditación suficiente de la existencia de la deuda así como del requerimiento de pago efectuado de forma fehaciente al titular de la instalación. A partir de dicha comunicación la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia podrá ordenar la paralización de los derechos de cobro del titular en el mes corriente y siguientes, en tanto éste no cumpla con dicha obligación con el distribuidor. Cumplida dicha obligación, el distribuidor deberá comunicarlo a la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia en un plazo máximo de diez días, a efectos de reanudar el pago de los derechos de cobro paralizados.

Disposición adicional octava. *Cierre mensual de la liquidación.*

En tanto que el plazo establecido para el envío de información por parte de las empresas distribuidoras a que se refiere el artículo 6.4 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, sea posterior al día 20 de cada mes, el cierre de las liquidaciones provisionales y a cuenta al que se refiere el apartado Decimosexto punto 5 de esta Circular se producirá el día 24 del mes m+1, o en su caso, el siguiente día hábil.

Disposición transitoria única.

La Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de información y los procedimientos del sistema de liquidación de las primas

equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, resultará de aplicación a todos los trámites de las liquidaciones cuyo procedimiento se haya iniciado bajo la vigencia de la referida Circular. Asimismo, las reliquidaciones que se deban realizar de periodos anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, se realizarán atendiendo a las metodologías de cálculo establecidas en la Circular 3/2011, de 9 de julio de la Comisión Nacional de Energía.

Disposición derogatoria única.

A partir de la entrada en vigor de esta Circular, queda derogada la Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de información y los procedimientos del sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

Esta Circular entrará en vigor el primer día del mes siguiente a su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

ANEXO I

Orden de domiciliación de adeudo directo SEPA

Identificación del acreedor:

CIF del acreedor: Q2802141H.
Nombre del acreedor: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
Dirección: C/ Alcalá 47, Madrid. 28014 (Madrid).
País: España.

Mediante la firma de esta orden de domiciliación, el titular autoriza (A) al acreedor a enviar instrucciones a la entidad del titular para adeudar en su cuenta y (B) a la entidad para efectuar los adeudos en su cuenta siguiendo las instrucciones del acreedor. Como parte de sus derechos, el deudor está legitimado al reembolso por su entidad en los términos y condiciones del contrato suscrito con la misma. La solicitud de reembolso deberá efectuarse dentro de las ocho semanas que siguen a la fecha de adeudo en cuenta. Puede obtener información adicional sobre sus derechos en su entidad financiera.

Identificación del titular:

CIF del titular:
Nombre del titular:
Dirección:
Código postal - Población – Provincia:
País: España
Swift BIC:
Número de cuenta – IBAN:
Fecha- Localidad:
Firma:

Todos los campos han de ser cumplimentados obligatoriamente. Una vez firmada esta orden de domiciliación debe ser enviada al acreedor para su custodia.

§ 84

Circular 1/2018, de 18 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regula la gestión del sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 102, de 27 de abril de 2018
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2018-5717

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

La Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

En el momento de su publicación, la citada Orden incorporaba al ordenamiento jurídico español el Sistema de Garantía de Origen previsto en la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, y en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004.

Posteriormente, dicha orden era modificada por la Orden ITC/2914/2011, de 27 de octubre, para su adaptación a lo dispuesto en la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Un año después se publicó la Circular 6/2012, de 27 de septiembre, de la Comisión Nacional de Energía (hoy Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) que regula la gestión del Sistema de Garantía de Origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia y que sustituía a la anterior Circular 2/2007, de 29 de noviembre.

Desde entonces se han producido una serie de cambios normativos que afectan a lo establecido en la mencionada Circular 6/2012, haciéndose necesaria la elaboración de una nueva Circular que recoja dichas modificaciones.

En el año 2012, se promulgó la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

En dicha directiva se introdujeron algunos requisitos relativos a la información que las garantías de origen de la electricidad producida a partir de la cogeneración de alta eficiencia deben contener y que no estaban previstos por la anterior Directiva 2004/8/CE.

Por este motivo, se adaptó la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de

energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, siendo modificada por la Orden IET/931/2015, de 20 de mayo.

Por otra parte, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico ha eliminado los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial, y el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, ha aprobado un nuevo régimen jurídico y económico aplicable a estas instalaciones.

Por otra parte, el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia es el organismo responsable de la gestión de la garantías de origen de electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

En el mismo sentido, la mencionada Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, en su artículo 5.1, reconoce a la CNMC como organismo responsable, en todo el territorio español, para la expedición de las garantías de origen de la electricidad así como para su gestión, y en la Disposición Final Tercera, apartado 2, prevé que esta Comisión establezca los procedimientos que sean necesarios relativos a la garantía de origen mediante circulares que serán publicadas en el «Boletín Oficial del Estado».

Por todo lo anterior, previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo de Electricidad, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión de 18 de abril de 2018 ha acordado emitir la presente Circular.

Primero. *Objeto de la Circular.*

Esta Circular tiene por objeto establecer las normas de organización y funcionamiento del Sistema de Garantía de Origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

Segundo. *Definiciones.*

A los efectos de la presente Circular, serán de aplicación las siguientes definiciones:

a) «Titular de la instalación»: Persona física o jurídica que figure como tal en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, dependiente del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

b) «Energía eléctrica procedente de fuentes renovables»: La energía eléctrica procedente de fuentes renovables no fósiles, es decir, energía eólica, solar, aerotérmica, geotérmica, hidrotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica, la energía de las corrientes marinas, hidroeléctrica, biomasa, biolíquido, y biogás.

c) «Biomasa»: La fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos de origen biológico procedentes de actividades agrarias (incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal), de la silvicultura y de las industrias conexas, incluidas la pesca y la acuicultura, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales.

d) «Cogeneración»: La generación simultánea en un proceso de energía térmica útil (calor útil) y eléctrica y/o mecánica.

e) «Cogeneración de alta eficiencia»: La cogeneración que cumpla los requisitos establecidos en el anexo III del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración, o norma que lo sustituya.

f) «Sistema de apoyo»: Cualquier instrumento, sistema o mecanismo que promueva el uso de energía procedente de fuentes renovables, cogeneración o residuos gracias a la reducción del coste de esta energía, aumentando su precio de venta o el volumen de energía renovable adquirida, mediante una obligación de utilizar energías renovables o mediante otras medidas. Ello incluye, sin limitarse a estos, las ayudas a la inversión, las exenciones o desgravaciones fiscales, las devoluciones de impuestos, los sistemas de apoyo a la obligación de utilizar energías renovables incluidos los que emplean los certificados verdes, y los sistemas de apoyo directo a los precios, entre los que se encuentran la retribución a la operación, la retribución a la inversión, así como cualesquiera otros conceptos incluidos en el régimen retributivo específico.

g) «Electricidad de Cogeneración (E_{CHP})»: La electricidad generada en un proceso relacionado con la producción de calor útil y calculada de acuerdo con la metodología establecida en el anexo II del citado Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo. La Electricidad de Cogeneración será la energía eléctrica que podrá garantizarse.

h) «Tipo de energía»: A efectos de esta Circular, las garantías de origen expedidas se clasificarán de acuerdo con el tipo de fuente de energía renovable o con la tecnología de cogeneración de alta eficiencia.

i) «Tenedor de la garantía de origen»: Persona física o jurídica a favor de la cual figura inscrita una garantía de origen, de acuerdo al sistema de anotaciones en cuenta del Sistema de Garantía de Origen de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, pudiendo corresponder tanto al titular de una instalación de generación de electricidad como, en caso de transferencia o de importación de garantías de origen, a un comercializador de electricidad.

j) «CUPS»: Acrónimo de Código Universal del Punto de Suministro establecido en el Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, y definido en el Procedimiento de Operación P.O. 10.8. («Códigos universales para puntos frontera de clientes y productores de régimen especial»). Este código identifica de forma unívoca al punto de suministro y es asignado por las empresas distribuidoras, estando compuesto por 20 o 22 caracteres.

k) «CIL»: Acrónimo de Código de la Instalación de producción a efectos de Liquidación», y definido por la Circular 1/2017, de 8 de febrero de la CNMC. Este código viene determinado por el Encargado de Lectura, e identifica de manera única una instalación de producción de energía eléctrica dada de alta en el Sistema de Liquidaciones del régimen retributivo específico de la CNMC.

l) «Representante». Conforme lo establecido en el artículo 6.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los agentes que actúen por cuenta de cualquier sujeto a los efectos de su participación en el mercado de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas tendrán la consideración de representantes.

Tercero. *Garantía de origen.*

1. La garantía de origen es una acreditación, en formato electrónico, que asegura que un número determinado de megavatios-hora de energía eléctrica producidos en una central, en un periodo temporal determinado, han sido generados a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia.

2. Los titulares o en su caso, sus representantes, podrán solicitar garantías de origen reguladas en esta Circular para la energía generada en instalaciones de producción de electricidad a partir de fuentes de energía primarias renovables o que utilicen cogeneración de alta eficiencia, así como para la energía generada a partir de la fracción biodegradable de las instalaciones que utilicen como combustible principal residuos.

3. A los efectos de la expedición de la garantía de origen, los datos a consignar relativos a la instalación generadora, y que identificarán a dicha garantía de origen, serán los que consten, en cada momento, en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, dependiente del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

Cuarto. *Sistema de Garantía de Origen.*

1. El Sistema de Garantía de Origen es el instrumento a través del cual se asegura la publicidad y permanente gestión y actualización de la titularidad y control de las garantías de origen otorgadas a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia es la responsable del Sistema de Garantía de Origen, así como de la expedición y gestión de las garantías de origen generadas. En aplicación de esta competencia, corresponde a la CNMC, entre otras, las siguientes actuaciones:

a) Gestionar y mantener el Sistema de anotaciones en cuenta de las garantías de origen.

b) Facilitar al público el acceso a la información contenida en el Sistema, en los términos establecidos en esta Circular, excepto aquella que tenga la condición de confidencial y/o esté sometida a protección de datos.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establece un sistema de anotaciones en cuenta, accesible desde su página Web, con la información correspondiente al Sistema de Garantía de Origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

En las cuentas de anotaciones abiertas en el Sistema para cada tenedor de garantías se asentarán los movimientos producidos por operaciones de expedición y, en su caso, los siguientes movimientos de transferencia, importación, exportación y redención de garantías de origen, según el orden cronológico de la recepción de las solicitudes, siempre que las mismas sean válidas de acuerdo a los criterios especificados en esta Circular.

Igualmente, en dichas cuentas también se reflejarán la constitución, transmisión y cancelación de derechos de garantía o de traba u otros que determinen la inmovilización de los saldos correspondientes

4. Para cada instalación de generación, los datos identificativos asociados a cada cuenta serán, además de los consignados en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y su régimen retributivo, los siguientes:

a) En el caso de la cogeneración de alta eficiencia, capacidad térmica de la instalación, eficiencia nominal eléctrica y térmica de la instalación, valor calorífico inferior del combustible, cantidad y uso del calor generado juntamente con la electricidad, rendimiento eléctrico equivalente (REE), así como electricidad de cogeneración y ahorro de energía primaria (PES), tal y como se definen en los anexos II y III del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

b) Aquella otra información que considere necesaria la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el adecuado desarrollo de sus funciones como organismo responsable para la expedición y gestión de las garantías de origen de la electricidad generada en el territorio nacional.

c) Cuando se produzca cualquier modificación en la situación administrativa o técnica que afecte a las características de una instalación, su titular será el responsable de comunicarlo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

5. Todas las instalaciones de generación que deseen participar en el Sistema de Garantía de Origen deberán estar dadas de alta en el Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico de la CNMC aun cuando nunca hayan sido inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, con excepción de las instalaciones de tecnología hidráulica de potencia instalada superior a 50 MW.

Quinto. *Solicitud de expedición.*

1. El titular de una instalación de generación de energía eléctrica, directamente, o a través de su representante, podrá solicitar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con carácter voluntario, la expedición de las garantías de origen de la energía eléctrica generada en la instalación a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia durante un período de tiempo, que deberá ser múltiplo de meses naturales.

2. Para ello, se deberá presentar ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una solicitud debidamente cumplimentada según el formato del modelo normalizado publicado en la página Web de la CNMC y firmada electrónicamente que comprenderá, al menos, los datos e irá acompañada de los documentos que se relacionan a continuación:

a) Nombre y apellidos o razón social y DNI/NIE o NIF del titular y, en su caso, de su representante.

b) Identificación de la instalación mediante el correspondiente código CIL, o mediante el código Unidad Física (UFI) para aquellas instalaciones exentas de la obligatoriedad de estar dadas de alta en el Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico de la CNMC a efectos de la participación en el Sistema de Garantías de Origen.

c) Desglose por meses naturales de las garantías incluidas en la solicitud de expedición.

d) Clave de identificación en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

e) Especificación de si dichas garantías de origen van a ser objeto de exportación o son de aplicación nacional, con especificación en el primer supuesto de la plataforma o mecanismo que gestione el intercambio de garantías de origen.

La primera vez que se solicite la expedición de garantías para ser exportadas a través de una concreta plataforma, documento de adhesión o equivalente suscrito directamente por el titular de la instalación que solicita la exportación.

f) En el caso de sistemas que utilicen conjuntamente fuentes de energías renovables y no renovables, o en el caso de cogeneración de alta eficiencia, declaración del consumo de los distintos combustibles utilizados, así como de las propiedades caloríficas de cada uno de ellos, desglosados para cada mes natural solicitado. En el caso de la cogeneración de alta eficiencia, además, declaración del consumo global de energía primaria (Q) para cada mes solicitado, teniendo en cuenta lo especificado en el apartado c) del anexo II del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo.

g) En el caso de instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, se deberá presentar, en el momento de la solicitud, y adicionalmente, en cómputo anual antes del 31 de enero del año siguiente al correspondiente a las garantías solicitadas, información sobre los siguientes valores, en base anual: declaración de la tecnología de cogeneración, de acuerdo con el Anexo I del Real Decreto 616/2007, de la tensión en el punto frontera con la red de transporte o distribución (T), declaración del calor útil (V), de la cantidad de calor útil procedente de la cogeneración (H_{CHP})y su justificación, del rendimiento eléctrico equivalente (REE), de la eficiencia global de la instalación (EG), de la electricidad de cogeneración (E_{CHP}), del ahorro de energía primaria obtenido (AEP), del valor de la relación entre electricidad y calor (C) y del porcentaje de ahorro de energía primaria porcentual (PES); los valores anteriores deberán ser conformes con el procedimiento de certificación que se establezca según el artículo 27 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.

h) En el caso de instalaciones de bombeo, declaración con desglose por meses naturales para el periodo solicitado, de la producción total y del consumo de bombeo asociado a dicha producción.

i) Cualquier otra información solicitada según el modelo normalizado publicado en la página web de la CNMC.

3. La CNMC podrá solicitar documentación adicional que tenga por objeto aclarar y justificar el contenido de las informaciones remitidas.

4. Una garantía de origen no podrá ser solicitada por adelantado en relación a la energía que vaya a ser producida.

5. El número de garantías de origen expedidas a cada instalación en cada mes natural será igual o inferior a la producción eléctrica neta en megavatios-hora efectivamente generada a partir de fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia en ese mes e instalación. A estos efectos, para las instalaciones con obligación de estar dadas de alta en el Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico de la CNMC, se tendrán en consideración los valores de energía activa neta enviados por el correspondiente Encargado de la Lectura. En el caso de cogeneración de alta eficiencia, para aquellas instalaciones acogidas a las modalidades de producción con autoconsumo definidas en el artículo 9.1, apartados b) o c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se considerarán los datos enviados por el Encargado de la Lectura relativos a la medida mensual de energía activa neta por «CIL» generada en barras de central.

6. La presentación de la referida solicitud implica que el solicitante se compromete a sujetarse a las reglas de funcionamiento del Sistema de Garantía de Origen y a someterse a la actividad de supervisión y control que incumbe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Sexto. *Expedición.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, tras verificar la información pertinente, procederá a la expedición de las garantías de origen, que consistirán en una

anotación en la cuenta correspondiente a la instalación de producción, asignando un código de identificación único a cada garantía de origen.

2. La anotación en cuenta incluirá garantías de origen correspondientes a un número igual o inferior a los megavatios-hora de energía eléctrica neta que, en los meses señalados, hayan sido generados en la instalación a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia y se entenderá realizada a favor del titular de la instalación que será el tenedor inicial de las mismas. A estos efectos, el 50% de la energía eléctrica neta generada que utilice como combustible residuos domésticos y similares se considerará renovable.

3. Las garantías de origen solicitadas para su exportación no podrán ser transferidas o redimidas en el ámbito nacional.

Séptimo. *Transferencia.*

1. Las transferencias de cualquier garantía de origen podrán ser solicitadas por el tenedor de la garantía, directamente o a través de su representante, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para que proceda a la debida anotación en la cuenta correspondiente.

2. Para ello, se deberá presentar ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una solicitud de transferencia debidamente cumplimentada según el formato del modelo normalizado publicado en la página Web de la CNMC y firmada electrónicamente que comprenderá, al menos, información acerca de la comercializadora a favor de la que realiza la transferencia (indicando el número de orden que le corresponde de acuerdo con el Listado de Comercializadores de Energía Eléctrica publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), el tipo de energía, las garantías de origen que desea transferir y el año al que corresponden dichas garantías. No se podrán realizar transferencias de garantías de origen a favor de comercializadores de referencia.

Octavo. *Importación.*

1. La importación de garantías sólo podrá ser realizada por los sujetos comercializadores de energía eléctrica, conforme a la definición establecida en la letra f) del artículo 6.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Los comercializadores de referencia no podrán solicitar importaciones de garantías de origen.

2. La importación de garantías de origen será considerada en el sistema de anotaciones en cuenta de forma análoga a la transferencia de las mismas. Para ello, deben ser expedidas por un órgano expedidor designado por un Estado miembro de la Unión Europea u otro Estado respecto del que se haya previsto que resulte aplicable la política energética de la Unión Europea a través de un acuerdo bilateral o multilateral siempre que sean expedidas cumpliendo los requisitos exigidos por la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa la promoción de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad y por la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, o normas que las sustituyan.

3. Para solicitar la importación de garantías ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el comercializador presentará una solicitud de importación debidamente cumplimentada según el formato del modelo normalizado publicado en la página web de la CNMC y firmada electrónicamente que comprenderá, al menos, los datos e irá acompañada de los documentos que se relacionan a continuación:

a) Nombre y apellidos o razón social y DNI/NIE o NIF y, en su caso, de persona que lo represente.

b) Potencia de la instalación y fecha de puesta en servicio.

c) El tipo de energía y número de garantías de origen a importar.

d) Desglose mensual de la solicitud de importación de garantías de origen

e) Estado de procedencia de las garantías de origen.

f) Documentación acreditativa de la existencia y características de las garantías de origen por el órgano expedidor designado por dicho Estado.

g) En su caso, especificación de la plataforma o mecanismo que gestione la importación de garantías de origen, identificación de la entidad de procedencia de las garantías y cumplimiento de los requisitos establecidos por las plataformas o mecanismos utilizados. La primera vez que se solicite la importación de garantías deberá efectuarse la aportación del documento de adhesión o equivalente suscrito por la empresa comercializadora importadora de garantías de origen y por las empresas comercializadoras a las que posteriormente se les transfieran las garantías importadas.

Noveno. *Exportación.*

1. La exportación de garantías de origen sólo podrá ser realizada por los titulares de las instalaciones de generación de electricidad.

2. Dicho trámite podrá realizarse con Estados miembros de la Unión Europea u otro Estado respecto del que se haya previsto que resulte aplicable la política energética de la Unión Europea a través de un acuerdo bilateral o multilateral.

3. La exportación de garantías de origen podrá ser solicitada a la CNMC por el titular de una instalación de generación de energía eléctrica, directamente, o a través de su representante. Para ello, deberá presentar una solicitud de exportación debidamente cumplimentada según el formato del modelo normalizado publicado en la página web de la CNMC y firmada electrónicamente que comprenderá, al menos, los datos e irá acompañada de los documentos que se relacionan a continuación:

a) Nombre y apellidos o razón social y DNI/NIE o NIF del titular de la instalación y, en su caso, de persona que lo represente.

b) Las garantías de origen que desea exportar, con identificación del n.º de registro de las solicitudes de expedición de las correspondientes garantías a exportar.

c) Datos identificativos de la comercializadora receptora de las garantías de origen que se exportan y Estado donde se exportan.

d) En su caso, especificación de la plataforma o mecanismo que gestione la exportación de garantías de origen, identificación de la entidad de destino de las garantías y cumplimiento de los requisitos establecidos por las plataformas o mecanismos utilizados.

4. El productor de electricidad con derecho a la percepción del régimen retributivo específico regulado en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que solicite garantías de origen para la exportación, deberá renunciar, para cada garantía de origen exportada, al régimen retributivo específico que le fuera de aplicación a dicha garantía. Conforme a lo previsto en el artículo 11.6 de dicho real decreto, dicho régimen retributivo específico incluirá la retribución a la operación correspondiente a la energía incluida en la garantía, la retribución a la inversión correspondiente al periodo considerado, así como cualesquiera otros conceptos incluidos en el régimen retributivo específico.

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia considerará los importes a los que debe renunciar el productor como ingresos liquidables dentro del proceso de liquidación de actividades de costes regulados del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

6. En el caso de que dichos importes ya se hubieran satisfecho al productor, el procedimiento de solicitud de exportación se suspenderá por el tiempo que medie entre la presentación de la solicitud y el reintegro de los importes recibidos en la cuenta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia abierta en régimen de depósito a tal efecto, y publicada en su página web. El plazo máximo para dicho reintegro será de tres meses desde la presentación de la solicitud, y en todo caso, antes del 28 de febrero de cada año, para las garantías correspondientes al año anterior.

Una vez cumplido el plazo establecido en el párrafo anterior, si no se ha procedido a restituir los importes a los que debe renunciar el productor, se entenderá que el solicitante ha desistido de su solicitud de exportación.

Décimo. *Redención.*

1. La redención de una garantía de origen consiste en la asignación de dichas garantías en un consumidor de electricidad, identificado a través de su CUPS.

2. Dicho trámite podrá efectuarse por el titular de una instalación o por un comercializador, en cuyo caso la redención sólo podrá efectuarse en los CUPS de los clientes a los que haya suministrado electricidad durante los meses correspondientes a las garantías a redimir.

3. Una vez el tenedor disponga de las garantías de origen correspondientes, podrá solicitar a la CNMC la redención de dichas garantías en los consumidores de electricidad Para ello deberá presentar una solicitud de redención debidamente cumplimentada según el formato del modelo normalizado publicado en la página Web de la CNMC y firmada electrónicamente que comprenderá, al menos, los datos e irá acompañada de los documentos que se relacionan a continuación:

a) Nombre y apellidos o razón social y DNI/NIE o NIF del tenedor y, en su caso de su representante.

b) CUPS del cliente al que solicita asignar las garantías de origen.

c) Garantías de origen a redimir, con desglose mensual.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previa comprobación de los extremos anteriores, procederá a realizar el trámite correspondiente, pudiendo el cliente acceder al apunte concreto a través de la página Web de la CNMC, mediante la introducción de su CUPS.

Undécimo. *Caducidad.*

Las garantías de origen expedidas o importadas correspondientes a la energía generada en el mes de producción m se considerarán automáticamente caducadas en el mes m+12.

Duodécimo. *Denegación de solicitudes.*

Serán causas de denegación de la solicitud de cualquier trámite del Sistema de Garantía de Origen, entre otras:

a) La presentación de la solicitud o de la documentación adjunta en formato y plazo no ajustado a lo establecido en esta Circular y por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, mediante lo publicado en su página Web.

b) La presentación de la solicitud con campos no cumplimentados o cumplimentados erróneamente.

c) Las solicitudes que no se ajusten a los medios de presentación definidos en esta Circular.

d) La no presentación de toda la documentación requerida, conforme a lo establecido en esta Circular y por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, mediante lo publicado en su página Web.

e) La no validación por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de la información contenida en la solicitud y/o documentación aportada.

f) Respecto de los asientos de las operaciones de transferencia, exportación o cancelación, en sus diversas modalidades, cuando la anotación en cuenta correspondiente no presente saldo suficiente para efectuar en la misma el cargo de la operación solicitada.

La denegación por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de la solicitud presentada, tras, en su caso, la solicitud de subsanación y/o mejora, dará por finalizada su tramitación a todos los efectos y exigirá, en su caso, la presentación de una nueva solicitud.

Decimotercero. *Desistimiento de solicitudes.*

Cualquier medida de solicitud de expedición, importación, transferencia, exportación o redención podrá ser desistida por el solicitante de las mismas siempre y cuando no haya sido aún tramitada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Para ello, el interesado, deberá presentar ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

su desistimiento según el formato del modelo normalizado publicado en la página web de la CNMC debidamente cumplimentado, debiendo justificar el motivo por el cual presenta dicho desistimiento.

Decimocuarto. *Rectificación de errores.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá rectificar la información referente al Sistema de Garantía de Origen en cualquier momento de oficio o a instancias de los interesados, de acuerdo al artículo 109, apartado 2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

Decimoquinto. *Formalización de las distintas solicitudes y documentación y efectos de su presentación.*

1. Presentación de solicitudes y documentación:

Todo tipo de solicitudes y comunicaciones que se remitan a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se ajustarán a los modelos normalizados contenidos en la página Web de la CNMC y se cumplimentarán de forma actualizada a la fecha de presentación de las solicitudes, conforme a las instrucciones, formularios y códigos de tablas que en cada momento determine la Comisión según lo publicado en la misma página web.

Estas solicitudes y comunicaciones se acompañarán de la documentación que resulte exigible en cada caso, de conformidad con lo establecido en la presente Circular.

2. Medios de presentación:

a) Las solicitudes y comunicaciones de todos los participantes en el Sistema de Garantía de Origen con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberán realizarse exclusivamente por medios electrónicos a través de la Sede Electrónica de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia mediante el procedimiento que se defina y habilite para cada trámite.

El acceso a dichos procedimientos para todo tipo de solicitudes y comunicaciones presentadas ante el citado registro de la Sede Electrónica se realizarán, mediante una firma avanzada basada en un certificado reconocido o sistema de verificación de identidad equivalente que sea, en su caso, reconocido por la CNMC según lo dispuesto en la Orden PRE/878/2010, de 5 de abril, por la que se establece el régimen del sistema de dirección electrónica habilitada previsto en el artículo 38.2 del Real Decreto 1671/2009, de 6 de noviembre.

Una vez presentada la solicitud o comunicación, el usuario podrá obtener un resguardo acreditativo de la presentación que podrá ser archivado o impreso por el interesado y accesible en cualquier momento con su certificado digital con el que realizó la presentación en el Registro Electrónico de la CNMC

b) El solicitante (titular de la instalación o comercializador) podrá designar un representante legal, con el que se entenderán todas las actuaciones administrativas derivadas de la tramitación de las diferentes solicitudes. Para formular las solicitudes en nombre de otra persona, deberá acreditarse la representación mediante cualquier medio válido en Derecho que deje constancia fidedigna de su existencia, incluido el apoderamiento *apud acta* efectuado por comparecencia personal o comparecencia electrónica en la correspondiente sede electrónica, o en su caso a través de la acreditación de su inscripción en el registro electrónico de apoderamientos de la CNMC.

Estarán exentos de acreditación los representantes que actúen como tal ante la CNMC respecto a titulares de instalaciones dadas de alta en el Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico de la CNMC. En caso de dichas instalaciones, las comunicaciones con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ámbito de esta Circular, las realizará el titular o, en su caso, el representante del titular de la instalación. A este respecto, en el caso de que las solicitudes sean realizadas a través de representante, éste deberá necesariamente coincidir a los efectos de las liquidaciones del Operador del Mercado, del Operador del Sistema, de las liquidaciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Sistema de Garantía de Origen.

3. Plazos:

a) La solicitud de expedición y de exportación de las garantías de origen del mes m deberá ser presentada antes del último día del mes m+8, y en todo caso, antes del 31 de enero de cada año, para las garantías correspondientes al año anterior.

La expedición de garantías de origen correspondientes al mes de producción m tendrá lugar antes del último día del mes m+10, y en todo caso, antes del 28 de febrero de cada año, para las garantías correspondientes al año anterior, y se entenderá realizada a favor del titular de la instalación que será el tenedor inicial de las mismas.

b) La solicitud de de importación de las garantías de origen correspondientes al año n, deberá ser presentada antes del 15 de febrero del año n+1, no pudiéndose realizar solicitudes respecto de garantías ya caducadas.

c) La solicitud de transferencia o de redención por venta a un consumidor final de las garantías de origen correspondientes al año n, deberá ser presentada antes del 10 de marzo del año n+1, no pudiéndose realizar solicitudes respecto de garantías ya caducadas. Al objeto del cómputo del plazo se tomará en consideración la fecha de entrada de las solicitudes y comunicaciones en el Registro electrónico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Decimosexto. *Separación contable.*

Los ingresos obtenidos por la venta de las garantías de origen deberán contabilizarse separadamente. Durante el primer trimestre de cada año, los productores a cuyo nombre se expidan garantías de origen remitirán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe sobre el plan de aplicación de dichos ingresos, que podrán estar destinados bien a nuevos desarrollos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y cogeneración que con el sistema de retribución vigente no resulten rentables, o bien a actividades generales de investigación y desarrollo (I +D) cuyo objetivo sea la mejora del medio ambiente global.

La obligación de aplicación de los mencionados ingresos puede entenderse cumplida si las inversiones se realizan a través de otra sociedad o entidad, documentando suficientemente la transferencia de ingresos así como el destino de los mismos.

Decimoséptimo. *Verificación y control.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia efectuará las comprobaciones e inspecciones que considere necesarias en el ejercicio de su competencia en la gestión del Sistema de Garantía de Origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

Como resultado de las verificaciones realizadas, la CNMC podrá realizar nuevamente el trámite que haya sido objeto de comprobación o de inspección. Y, en el caso de que resulte un saldo negativo en la cuenta del tenedor, éste deberá compensarlo con la adquisición de nuevas garantías de origen que provengan del mismo tipo de energía, ya sea en el mismo año o bien en siguientes ejercicios, no pudiendo ser tenedor de otras nuevas garantías de origen hasta que dicho déficit sea saldado

2. A efectos de verificación y control del Sistema de Garantía de Origen, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá disponer de la siguiente información:

a) Las medidas de los concentradores primarios y secundarios de medidas eléctricas, al objeto de verificar tanto la energía neta producida como la consumida, a cuyos efectos el Operador del Sistema y las empresas distribuidoras pondrán a su disposición la información correspondiente a los sujetos para los que la requiera, conforme a las instrucciones publicadas en la página Web de la CNMC. A este respecto, el encargado de la lectura deberá proporcionar los valores de las medidas de la energía por «CIL» de las instalaciones incluidas en la base de datos de liquidaciones del régimen retributivo específico de la CNMC en los plazos y medios indicados en la Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o norma que la sustituya, incluso cuando dichas instalaciones no tuvieran derecho a primas equivalentes, primas, incentivos o complementos.

b) El Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, gestionado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,

incluyendo los certificados y documentación requeridos a los titulares de las instalaciones de generación.

c) Aquella otra información que considere necesaria la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para el ejercicio de esta función.

3. Los titulares de las instalaciones objeto de la presente Circular deberán garantizar el acceso físico a las mismas en condiciones adecuadas, para la realización de los trabajos que correspondan de comprobación, verificación y, en su caso, de inspección.

4. Las empresas comercializadoras deberán facilitar asimismo el acceso a sus registros y contabilidad para la comprobación y verificación de las transferencias y cancelación de las garantías de origen, de la medida de la energía en consumidor final y de los ingresos obtenidos por la venta de las garantías de origen.

Decimoctavo. *Confidencialidad.*

De conformidad con el artículo 28.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, los datos e informaciones obtenidos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en aplicación de la presente Circular que tengan carácter confidencial por tratarse de materias protegidas por el secreto comercial, industrial o estadístico, sólo podrán ser cedidos al Ministerio competente, a las Comunidades Autónomas, a la Comisión Europea y a las autoridades de otros Estados miembros de la Unión Europea en el ámbito de sus competencias, así como a los tribunales en los procesos judiciales correspondientes.

Decimonoveno. *Accesibilidad de la información.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá difundir información relativa al Sistema de Garantía de Origen, exceptuándose aquélla que esté amparada por confidencialidad o protección de datos personales. En particular:

1. La información gestionada por el sistema de anotaciones en cuenta de la garantía de origen, cuando no esté sometida a protección de datos, será accesible a través de la página Web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. A través de esta Web se podrá consultar en todo momento el detalle de todos los trámites efectuados en el Sistema de Garantía de Origen de electricidad.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en la citada página Web la memoria de la actividad de todos los trámites realizados relativos al Sistema de Garantía de Origen de la energía procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

Disposición adicional única.

Cuando AIB-Association of Issuing Bodies (www.aib-net-org) sea la asociación europea que gestione la plataforma para el intercambio de garantías de origen, los movimientos de las operaciones habrán de realizarse cumpliendo los requisitos adicionales exigidos por la AIB según información publicada en la página web de la CNMC, entre los que se destacan:

– La primera vez que un titular de la instalación solicite la expedición de garantías o un comercializador solicite la importación de garantías a través de la mencionada asociación, deberá aportar a la CNMC el documento denominado «STC. Standard Terms and Conditions» debidamente firmado directamente por dicho titular o por el comercializador que importe tales garantías y otras comercializadoras a quienes dichas garantías sean transferidas.

– El Código AIB de la entidad de procedencia o de la entidad de destino de las garantías de origen, para los supuestos de importación o exportación de garantías, respectivamente.

Disposición derogatoria única.

A partir de la entrada en vigor de esta Circular, queda derogada la Circular 6/2012, de 27 de septiembre, de la Comisión Nacional de Energía que, no obstante, será de aplicación para los trámites relacionados con garantías de origen relativas a energía eléctrica producida antes del 1 de enero de 2018.

Disposición final. *Entrada en vigor.*

Esta Circular entrará en vigor al día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Sin perjuicio de lo anterior, lo dispuesto en esta Circular únicamente será de aplicación para los trámites relacionados con garantías de origen relativas a energía eléctrica producida a partir del 1 de enero de 2018.

§ 85

Circular 2/2021, de 10 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del etiquetado de la electricidad para informar sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 43, de 19 de febrero de 2021
Última modificación: 13 de diciembre de 2021
Referencia: BOE-A-2021-2570

El derecho de los consumidores a disponer de información transparente, veraz y contrastable es uno de los pilares de la regulación internacional y nacional y uno de los objetivos que rigen las directrices de la Unión Europea. En particular, la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece que los Estados miembros deben garantizar que la información facilitada por los suministradores de energía eléctrica a sus clientes sobre el origen de la electricidad es fiable y se facilita de manera claramente comparable entre dichos suministradores. Dicha Directiva establece que la mencionada información debe contener los datos de la contribución de las distintas fuentes energéticas de la electricidad comercializada por cada empresa, así como el impacto sobre el medio ambiente en cuanto a las emisiones de CO_2 y los residuos radiactivos derivados de la electricidad producidos por la citada combinación de fuentes energéticas.

En el mismo sentido, la Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, indica en su Anexo I que «La autoridad reguladora o cualquier otra autoridad nacional competente adoptará las medidas necesarias para garantizar que la información facilitada por los suministradores a sus clientes finales [… sobre los aspectos medioambientales mencionados anteriormente] es fiable y se facilita de manera claramente comparable en el plano nacional». Para ello, dicha Directiva establece que la información sobre la electricidad procedente de cogeneración y fuentes renovables se comunicará utilizando garantías de origen de electricidad.

En España, el artículo 110 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, establece un sistema de información según el cual toda empresa comercializadora que venda electricidad a clientes finales deberá indicar en sus facturas –o junto a ellas, y en la documentación promocional puesta a disposición de los mismos– la contribución de cada fuente energética primaria en el conjunto de la energía eléctrica suministrada por la empresa comercializadora durante el año anterior (o el previo al anterior, en las facturas emitidas durante los meses de

enero a marzo), así como su impacto ambiental asociado, según la información publicada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC, que sucede a la entonces Comisión Nacional de Energía). Asimismo, deberá indicar la información correspondiente al impacto de la electricidad vendida por la empresa en cuanto a emisiones totales de CO_2 y residuos radiactivos.

El mencionado artículo establece que la CNMC aprobará mediante Circular, que se publicará en el Boletín Oficial del Estado («BOE»), el método utilizado para el cálculo de la contribución de cada fuente energética primaria en el conjunto de la energía eléctrica suministrada por las empresas comercializadoras y su impacto ambiental asociado, así como el formato que deberán utilizar dichas empresas en sus facturas.

En virtud de este artículo se aprobó la Circular 1/2008, de 7 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía de información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente.

En dicha Circular figuran conceptos obsoletos que deben ser puestos al día, y se emplea una metodología que conviene ser adaptada a la comúnmente utilizada en los países europeos de nuestro entorno.

Por otra parte, entre las funciones atribuidas a la CNMC en el artículo 7 («Supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural») de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, figuran las de «Garantizar la transparencia y competencia en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, incluyendo el nivel de los precios al por mayor, y velar por que las empresas de gas y electricidad cumplan las obligaciones de transparencia.» (apartado 14) y «Gestionar el sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.» (apartado 23). Asimismo, en el artículo 30 de la citada Ley 3/2013, se menciona entre las funciones de esta Comisión la de «Dictar las circulares de desarrollo y ejecución de las normas contenidas en los reales decretos y órdenes del Ministro de Industria, Energía y Turismo [hoy Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico] que le habiliten para ello y que se dicten en desarrollo de la normativa energética.».

De acuerdo con esta habilitación competencial, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia regula en esta Circular el procedimiento relacionado con la información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente.

El etiquetado de electricidad, basado en el Sistema de Garantías de Origen de la electricidad, es la única herramienta contemplada en la regulación para que una empresa comercializadora informe a sus clientes del origen de la electricidad que vende y de su impacto ambiental. Por ello, para evitar duplicidades o confusión, cualquier comunicación de las empresas comercializadoras en relación con los mencionados atributos ambientales debe ser acorde con los datos que caracterizan a cada comercializadora en su etiquetado.

Por otra parte, esta Circular sigue los criterios y las recomendaciones establecidas en la metodología resultante del proyecto auspiciado por la Comisión Europea *«Reliable Disclosure Systems for Europe (RE-DISS)»,* que es la más ampliamente empleada en la Unión Europea. Uno de los aspectos de dicha metodología es la utilización del llamado European Attribute Mix (EAM), que completa la información suministrada a los clientes de un país participante con una estimación fundada de aquella parte del consumo eléctrico que carece de trazabilidad, bien porque su procedencia no haya sido acreditada mediante garantías de origen, bien porque no puede atribuirse a ninguna tecnología de generación eléctrica.

El citado *European Attribute Mix* es necesario para elaborar el denominado *Final Residual Mix* (FRM), atribuido a aquellas comercializadoras que, voluntariamente o por obligación (las Comercializadoras de Referencia no pueden adquirir garantías de origen), no hayan tomado parte en el Sistema de Garantías de Origen y en consecuencia tengan una mezcla (o *mix)* de comercialización más pobre en renovables y cogeneración de alta eficiencia.

Los mencionados conceptos de EAM y FRM cobran relevancia en un contexto en el que, adicionalmente al etiquetado de la electricidad vendida por cada comercializador al conjunto de todos sus clientes, existe un interés creciente por parte de numerosos consumidores en

profundizar en la información medioambiental relativa a la energía eléctrica consumida por ellos. A este respecto, cabe destacar que, si bien la normativa europea y nacional solo exige el etiquetado de la empresa comercializadora (es decir, de toda la electricidad vendida por dicha comercializadora), esta Circular brinda la posibilidad de obtener información detallada sobre la energía consumida, de forma voluntaria y adicional a la información obligatoria correspondiente a la energía vendida. El etiquetado del conjunto de la energía vendida por una comercializadora y el etiquetado de la energía consumida por un cliente concreto podrían no coincidir cuando dicha comercializadora tenga en su mix parte de energía no procedente de fuentes renovables o cogeneración de alta eficiencia (CAE), y además opte por redimir en ciertos clientes finales una determinada cantidad de garantías de origen. Estos clientes tendrán un etiquetado de electricidad consumida más enriquecido en fuentes renovables o CAE, mientras que al resto de clientes les corresponde un etiquetado más empobrecido en dichas fuentes. La Circular permite a todos y cada uno de los clientes de la comercializadora obtener el etiquetado correspondiente a su consumo de energía eléctrica.

En efecto, es cada vez más habitual que algunos consumidores, tanto las personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para su propio consumo como las que lo hacen para la prestación de servicios de recarga energética de vehículos, deseen o se obliguen a facilitar a sus clientes y administrados cumplida información sobre la procedencia e impacto medioambiental de la energía consumida. Esta información debe ser proporcionada de forma homogénea, comparable y transparente, a través de un sistema regulado, único y alineado con la normativa de la Unión Europea. Por ello, la Circular subraya la necesidad de que las informaciones relacionadas con los atributos medioambientales de la energía eléctrica consumida estén basadas en la información del etiquetado correspondiente a dicha energía.

El objetivo de la presente Circular es regular el etiquetado de la electricidad, mecanismo diseñado con el fin de suministrar información fidedigna y homogénea al cliente final acerca de la procedencia e impacto ambiental de la electricidad vendida por cada comercializador y de la electricidad que consume, proporcionando dicha información en un mismo formato, común a todos los comercializadores, mejorando con ello la transparencia del mercado eléctrico.

La Circular se adecua a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, dado que responde a los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia.

En particular, se cumplen los principios de necesidad y eficacia, al ser el instrumento más adecuado para garantizar los fines que persigue en relación con la necesaria actualización de la norma vigente, simplificación de los cálculos correspondientes y adaptación de la metodología contenida en la Circular a la comúnmente aceptada en los países europeos de nuestro entorno.

Asimismo, se cumple el principio de proporcionalidad al atenderse las necesidades mencionadas sin añadir obligaciones adicionales a los destinatarios. Se entiende satisfecho también el principio de seguridad jurídica, dado que la Circular es coherente con el resto del ordenamiento jurídico, nacional y de la Unión Europea. Se tiene además que la aprobación de esta Circular es consecuencia del mandato establecido en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre y que su publicación se enmarca entre las funciones atribuidas a la CNMC en la antedicha Ley 3/2013, de 4 de junio de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Esta circular cumple el principio de transparencia en la medida en que su propuesta ha sido sometida a trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de Electricidad y publicada en la página web de esta Comisión, y describe en su preámbulo y en su memoria los objetivos que se persiguen. Finalmente, el principio de eficiencia se satisface en la medida en que no introduce cargas administrativas innecesarias o accesorias.

Por todo lo anterior, de conformidad con lo establecido en el apartado 110.bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y en el apartado 36 del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión de 10 de febrero de 2021 ha acordado emitir la presente Circular.

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Esta Circular tiene por objeto establecer la metodología y condiciones relacionadas con la información que las empresas comercializadoras de energía eléctrica deben proporcionar de forma obligatoria a sus clientes acerca del origen de la electricidad por ellas vendida y su impacto sobre el medio ambiente, y los formatos con los que deberán efectuar dicha comunicación.

Asimismo, tiene por objeto establecer las condiciones en las que un consumidor de electricidad pueda, voluntariamente, conocer el origen de la electricidad por él consumida y, en su caso, difundir dicha información a terceros.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta Circular es de aplicación a:

a) Las empresas comercializadoras de electricidad.

b) Los consumidores de energía eléctrica que pretendan informar o dar a conocer el origen de la electricidad que han consumido.

Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos de la presente Circular, serán de aplicación las siguientes definiciones, que incluyen, en su caso, la denominación habitual empleada por la metodología europea RE-DISS:

a) Comercializadora genérica: Empresa comercializadora de energía eléctrica que no ha participado en el Sistema de Garantías de Origen y por tanto no ha sido destinataria de transferencia de garantías ni ha importado garantías de origen. Su Mix se corresponde con el Mix Residual final *(Final Residual Mix,* FRM).

b) Consumo sin trazabilidad *(Untracked Consumption):* Energía eléctrica consumida en el sistema eléctrico español, medida en MWh en barras de central, no respaldada mediante garantías de origen.

c) CUPS: Acrónimo de Código Universal del Punto de Suministro establecido en el Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, y definido en el Procedimiento de Operación P.O. 10.8. («Códigos universales para puntos frontera de clientes y productores de régimen especial»). Este código identifica de forma unívoca al punto de suministro y es asignado por las empresas distribuidoras, estando compuesto por 20 o 22 caracteres.

d) Déficit de atribuciones *(Attribute Deficit):* Energía eléctrica en MWh resultante de restar del Consumo sin trazabilidad el total de energía del Mix Residual Nacional; si dicha resta arroja un valor negativo, el Déficit de atribuciones será nulo. Este déficit se corresponde con la energía eléctrica consumida en el sistema eléctrico español que no está respaldada por garantías de origen y tampoco puede atribuirse a ninguna tecnología de generación de la producción nacional, por lo que es necesario cubrirlo con el Mix Europeo de Atribuciones.

e) Exceso de atribuciones *(Attribute Surplus):* Energía eléctrica en MWh resultante de restar del Mix Residual Nacional la energía correspondiente al Consumo sin trazabilidad; si dicha resta arroja un valor negativo, el Exceso de atribuciones será nulo. El exceso de atribuciones de cada país participante (distinto de los Países Externos) se utiliza para elaborar el Mix Europeo de Atribuciones.

f) Etiquetado de electricidad: Sistema por el que los consumidores de electricidad son informados del origen de la electricidad que consumen y de su impacto ambiental.

g) Etiquetado de electricidad de empresa comercializadora *(Supplier Mix):* Es el que contiene la información del Mix de comercialización, las emisiones de CO_2, los residuos radiactivos de alta actividad y la posición relativa del impacto ambiental asociado de la empresa comercializadora frente a la media del sector correspondientes a la empresa de comercialización de energía eléctrica para un determinado año natural. Dicho etiquetado se elabora para todas y cada una de las empresas comercializadoras según los formatos, cálculos y plazos especificados en esta Circular. Todas las empresas comercializadoras de

electricidad tienen obligación de mostrar dicho etiquetado según lo especificado en esta Circular.

h) Etiquetado de electricidad restante de la empresa comercializadora *(Supplier Remaining Mix):* Es el etiquetado de electricidad correspondiente a cada empresa comercializadora, una vez detraídas las redenciones de garantías de origen efectuadas a sus clientes. Dicho etiquetado se elabora para todas y cada una de las empresas comercializadoras que han redimido garantías de origen en sus clientes y se publica en la página web de la CNMC. No existe obligatoriedad por parte de las empresas comercializadoras de mostrar dicho etiquetado.

i) Garantía de Origen: Acreditación, en formato electrónico, que asegura que un número determinado de megavatios-hora de energía eléctrica producidos en una central, en un periodo temporal determinado, han sido generados a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia.

j) Garantía de origen caducada: Según lo establecido en la Circular 1/2018, de 18 de abril, de la CNMC, por la que se regula la gestión del sistema de garantía de origen, las garantías de origen expedidas o importadas correspondientes a la energía generada en el mes de producción m se considerarán automáticamente caducadas en el mes m+12.

k) Garantía de origen expirada: Garantías de origen que tienen como último tenedor el titular de la instalación a las que se expidieron dichas garantías, bien porque hayan caducado, bien porque no pueden ser transferidas, redimidas o exportadas al haberse agotado los plazos de solicitudes definidos en la Circular 1/2018, de 18 de abril, de la CNMC.

l) Mezcla o mix de comercialización: Contribución de cada una de las fuentes de generación de energía eléctrica en la energía comercializada. Dicha contribución se medirá en porcentaje de participación de cada una de las fuentes de energía en el total comercializado.

m) Mix de generación del sistema eléctrico español: Contribución de cada una de las fuentes de generación de energía eléctrica en la producción nacional. Dicha contribución se medirá en porcentaje de participación de cada una de las fuentes de energía en el total generado.

n) Mix Residual Nacional *(Domestic Residual Mix,* DRM): Contribución de cada una de las tecnologías de generación correspondiente a la energía eléctrica producida por las instalaciones de generación en España que no está respaldada por garantías de origen.

o) Mix Residual Final *(Final Residual Mix,* FRM): Etiquetado correspondiente al consumo no garantizado con garantías de origen. Es el etiquetado que les corresponde a las comercializadoras que no han participado en el Sistema de Garantías de origen (comercializadoras genéricas).

p) Mix Europeo de Atribuciones *(European Attribute Mix,* EAM): Contribución de cada una de las tecnologías de generación correspondiente a los excesos de energía eléctrica generada en Europa, no respaldada por garantías de origen y no asignada al consumo final. Está formado por la suma de los excesos de atribuciones *(Attribute Surplus)* de los Países Internos con superávit de atribuciones. Este Mix es calculado y publicado anualmente para su utilización por parte de aquellos países europeos con déficit de atribuciones.

q) Países Externos: Se consideran Países Externos aquellos que a los efectos de la Circular no tienen la consideración de Países Internos.

r) Países Internos: Aquellos países que participan en la elaboración del Mix Europeo de Atribuciones. Se corresponden con los países pertenecientes a la UE 27 además de Islandia, Noruega, Reino Unido, Serbia y Suiza.

s) Redención de garantías de origen: Asignación de dichas garantías en un consumidor de electricidad, tal como figura en trámite establecido en la Circular 1/2018, de 18 de abril, de la CNMC.

CAPÍTULO II

Información relacionada con el etiquetado de electricidad

Artículo 4. *Etiquetado de electricidad correspondiente a cada empresa comercializadora.*

1. Toda empresa comercializadora que venda electricidad a clientes finales deberá indicar en sus facturas o en separata adjunta a las mismas, tanto en soporte papel como en formato electrónico, el correspondiente etiquetado de electricidad de empresa comercializadora *(Supplier Mix)* según lo especificado en esta Circular. En particular, la presentación de dicha información deberá seguir fielmente, tanto en cifras como en formatos, lo especificado en la presente Circular.

Toda empresa comercializadora que no haya participado en el Sistema de Garantías de origen deberá mostrar el etiquetado de electricidad correspondiente a la comercializadora genérica, que se corresponde con el Mix Residual Final.

2. El etiquetado de electricidad será elaborado y publicado anualmente por la CNMC para todas y cada una de las empresas comercializadoras que hayan registrado ventas de energía en el año natural al que se refiere el etiquetado, según los formatos y metodología de cálculo especificados en esta Circular. El etiquetado se publicará de forma individualizada para cada una de las comercializadoras que haya participado en el Sistema de Garantías de Origen; asimismo se publicará el etiquetado correspondiente a la comercializadora genérica, aplicable a cada una de las comercializadoras que no haya participado en el Sistema de Garantías de Origen.

3. Cualquier tipo de anuncio, información, documentación promocional, o similar acción publicitaria relativa a aspectos relacionados con el origen de la energía eléctrica comercializada por una empresa y su impacto medioambiental en emisiones de CO_2 y residuos radiactivos de alta actividad debe ser acorde con su correspondiente etiquetado, según lo establecido en este artículo.

4. Dicha información se corresponderá con la energía comercializada por la empresa durante el año anterior. En las facturas emitidas durante los meses de enero a marzo se corresponderá con el año previo al anterior.

5. Si la empresa comercializadora no hubiera tenido ventas durante el año anterior (o el año previo al anterior, según corresponda), no será obligatorio consignar ninguna información.

Artículo 5. *Etiquetado de electricidad correspondiente a la energía eléctrica consumida.*

1. Adicionalmente a la información correspondiente a la empresa comercializadora, los consumidores de electricidad que así lo deseen podrán obtener el etiquetado correspondiente a la energía eléctrica por ellos consumida en el año anterior, o previo al anterior durante los meses de enero a marzo de cada año. Para ello se servirán de la información difundida por la CNMC acorde con el artículo 7 de esta Circular. El etiquetado correspondiente a la energía eléctrica consumida será el especificado en los siguientes casos:

a) Consumidores clientes de comercializadoras que no han redimido garantías de origen en el citado año: El etiquetado de la energía eléctrica consumida coincidirá con el etiquetado de electricidad de empresa comercializadora *(Supplier Mix),* publicado anualmente por la CNMC según lo especificado en esta Circular.

b) Consumidores clientes de empresas comercializadoras que han redimido garantías de origen en el citado año:

La parte del consumo eléctrico de cada cliente cubierta por garantías de origen en él redimidas será considerada procedente de fuentes de energía renovable o de cogeneración de alta eficiencia, según se corresponda con el tipo de garantías de origen redimidas.

A la parte del consumo eléctrico de cada cliente que exceda las garantías de origen en él redimidas le corresponderá el etiquetado de electricidad restante de la empresa comercializadora *(Supplier Remaining Mix),* publicado anualmente por la CNMC según lo especificado en esta Circular.

Anualmente, en la página web de la CNMC se publicará para cada una de las empresas comercializadoras que hayan redimido garantías de origen en sus clientes la información correspondiente al etiquetado de electricidad restante de la empresa comercializadora *(Supplier Remaining Mix).*

c) Consumidores destinatarios de redenciones de garantías de origen directamente realizadas por un generador:

La parte de su consumo eléctrico cubierta por garantías de origen redimidas será considerada procedente de fuentes de energía renovable o de cogeneración de alta eficiencia, según se corresponda con el tipo de garantías de origen redimidas.

A la parte del consumo eléctrico que exceda las garantías de origen redimidas le corresponderá el etiquetado indicado en los apartados a) y b), según su caso.

2. La energía eléctrica consumida no respaldada por redenciones de garantías de origen y no adquirida a una empresa comercializadora tendrá el etiquetado correspondiente a la empresa comercializadora genérica (Mix Residual Final).

3. Cuando a lo largo de un año un consumidor haya pasado por periodos sujetos a casos distintos de entre los anteriormente descritos o haya cambiado de comercializadora, para obtener el etiquetado anual correspondiente a la energía consumida se obtendrá el etiquetado correspondiente a cada periodo y se prorrateará de forma proporcional a la energía eléctrica consumida en cada periodo.

4. Toda información que un consumidor de energía eléctrica presente ante terceros sobre el origen de la energía eléctrica consumida y su impacto medioambiental en emisiones de CO_2 y residuos radiactivos de alta actividad deberá ser acorde con el etiquetado de electricidad correspondiente a dicha energía, según lo establecido en este artículo.

CAPÍTULO III

Metodología de elaboración del etiquetado de electricidad

Artículo 6. *Obtención de datos para la elaboración del etiquetado.*

1. El Operador del Sistema pondrá a disposición de la CNMC, antes del 1 de marzo de cada año, la siguiente información:

a) Datos relativos a la producción neta de electricidad en barras de central durante el año anterior en el conjunto del Sistema Eléctrico Español.

Dicha información será proporcionada en MWh, desglosando por tecnologías según la fuente de energía principal, incluyendo al menos las siguientes: Hidráulica –con indicación de los consumos por bombeo–, Nuclear, Carbón, Fuel/Gas, Ciclo Combinado de gas natural, Eólica, Solar fotovoltaica, Solar térmica, Biomasa, Residuos Renovables, resto de energías renovables y resto de energías no renovables (entre las que figuran cogeneración, residuos no renovables y tratamiento de residuos).

En cuanto a la información acerca de los intercambios transfronterizos realizados durante dicho periodo, el Operador del Sistema deberá proporcionar el saldo resultante de dichos intercambios internacionales, en barras de central, en MWh.

b) Consumo en barras de central en MWh de los distintos comercializadores en el conjunto del Sistema Eléctrico Español correspondiente al año anterior.

c) Consumo en barras de central en MWh del conjunto del Sistema Eléctrico Español correspondiente al año anterior.

d) Factor de emisión de CO_2 equivalente (en g/kWh) de cada una de las distintas tecnologías de generación mencionadas en el apartado a) correspondiente al año anterior, para el conjunto del Sistema Eléctrico Español.

2. La CNMC podrá utilizar la información disponible en el Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, gestionado por la CNMC, o aquella otra que considere, con objeto de obtener o comprobar los datos necesarios para la correcta elaboración del etiquetado de electricidad.

3. La CNMC utilizará información relativa a las emisiones de residuos radioactivos de alta actividad que se hayan generado en el Sistema Eléctrico Español en el ejercicio anterior facilitados por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Para ello, calculará la media aritmética anual de los tres últimos años para los que se disponga de información, correspondiente a las toneladas de residuos radioactivos de alta actividad generados por aquellas centrales que hayan estado operativas en el año anterior, al objeto de contemplar los diferentes ciclos de recarga de las distintas centrales nucleares.

Artículo 7. *Accesibilidad de la información.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia realizará los correspondientes cálculos según el método descrito en el Anexo I de la presente Circular, y posteriormente difundirá la información relativa al Sistema de Etiquetado de la Electricidad a través de su página Web, proporcionando los datos necesarios para que los sujetos puedan facilitar a su vez la información referida en esta Circular en los formatos establecidos mediante el Anexo II. En particular:

1. El etiquetado de electricidad de todas y cada una de las empresas comercializadoras de electricidad que hayan participado en el Sistema de Garantías de Origen.
2. El etiquetado de electricidad de la comercializadora genérica, que será el mismo para todas las empresas comercializadoras que no hayan participado en el Sistema de Garantías de origen, y que se corresponde con el Mix Residual Final.
3. El etiquetado de electricidad restante *(Supplier Remaining Mix)* de todas las empresas comercializadoras de electricidad que hayan redimido garantías de origen en sus consumidores.
4. Las redenciones de garantías de origen en los consumidores.

Disposición adicional única.

Con objeto de facilitar el proceso de redención de garantías de origen, a efectos de identificación de consumidores de electricidad, se permitirá utilizar tanto el Número de Identificación Fiscal (NIF) como el CUPS.

Para ello, todas las referencias hechas a los CUPS en el artículo «Décimo. Redención.» de la Circular 1/2018, de 18 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regula la gestión del sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, serán entendidas como referencias a «CUPS o, alternativamente, NIF».

Disposición transitoria única.

Lo dispuesto en esta Circular será de aplicación en relación a la energía eléctrica producida a partir del 1 de enero de 2021.

Para lo relacionado con la energía eléctrica producida hasta el 31 de diciembre de 2020 se aplicará la Circular 1/2008, de 7 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía.

Disposición derogatoria única.

Queda derogada la Circular 1/2008, de 7 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

Esta Circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Método de cálculo de etiquetado de la electricidad

En lo que sigue, y salvo indicación expresa en contra, todos los valores se entenderán referidos al año «n» para el que se calcula el etiquetado.

1. Obtención del Mix Residual Nacional Preliminar *(Preliminary Domestic Residual Mix,* PDRM).

Para obtener la participación de cada tecnología t en el Mix Residual Nacional Preliminar se aplica la siguiente fórmula:

$$PDRM_t = Generación_t - Expedidas_t + Expiradas_t$$

Siendo:

$PDRM_t$:Energía eléctrica en MWh correspondiente a la tecnología t en el Mix Residual Nacional Preliminar.

$Generación_t$: Energía eléctrica neta en MWh generada con la tecnología t en el conjunto del Sistema Eléctrico Español.

Las tecnologías «t» a considerar serán las siguientes:

– Renovables.
– Cogeneración de Alta Eficiencia.
– Ciclos Combinados de gas natural.
– Carbón.
– Fuel/Gas.
– Nuclear.
– Otras no renovables.

Para la energía renovable de origen hidráulico, se deducirá, en su caso, la producción asociada al consumo de bombeo.

Para la cogeneración de alta eficiencia se considerará exclusivamente la energía para la que han sido concedidas garantías de origen de cogeneración de alta eficiencia.

Se consideran tecnologías convencionales a las tecnologías distintas a Renovables y Cogeneración de Alta Eficiencia.

$Expedidas_t$: Garantías de origen expedidas para la tecnología t.

$Expiradas_t$: Garantías de origen para la tecnología t que tienen como último tenedor el titular de la instalación a las que se expidieron dichas garantías, bien porque hayan caducado, bien porque no pueden ser transferidas, redimidas o exportadas al haberse agotado los plazos de solicitudes definidos en la Circular 1/2018, de 18 de abril, de la CNMC.

Solo pueden existir garantías de origen, ya sean Expedidas o Expiradas, para las tecnologías t no convencionales: «Renovables» o «Cogeneración de Alta Eficiencia».

2. Obtención del Mix Residual Nacional *(Domestic Residual Mix,* DRM).

Para obtener la participación de la tecnología t en el Mix Residual Nacional se aplica la siguiente fórmula:

$$DRM_t = PDRM_t - Exportacion_neta_t + Importacion_neta_t$$

Siendo:

DRM_t: Energía eléctrica en MWh correspondiente a la tecnología t en el Mix Residual Nacional.

$PDRM_t$: Energía eléctrica en MWh correspondiente a la tecnología t en el Mix Residual Nacional Preliminar.

$Exportación\ neta_t$: Energía eléctrica exportada neta hacia un País Externo[1] desde el Sistema Eléctrico Español en MWh correspondiente a la tecnología t. Para su cálculo se tomará la energía neta exportada a cada País Externo y se multiplicará por el peso relativo

en porcentaje de la tecnología t en el Mix Residual Nacional Preliminar *(Preliminary Domestic Residual Mix,* PDRM).

[1] Según las definiciones del artículo 3, Francia, Portugal no son Países Externos; Sin embargo, sí tendrían la consideración de Países Externos, entre otros, Marruecos y Andorra.

Importación neta$_t$: Energía eléctrica importada neta desde un País Externo hacia el Sistema Eléctrico Español en MWh correspondiente a la tecnología t. Para su obtención se consultarán fuentes oficiales del país del que se importe la energía eléctrica.

Las tecnologías a considerar serán las correspondientes al apartado 1.

3. Obtención del consumo sin trazabilidad *(Untracked Consumption,* UC).

UC = Consumo energía eléctrica – Consumo garantizado

Siendo:

UC: Consumo sin trazabilidad, conforme a la definición dada en el artículo 3.b).

Consumo energía eléctrica: Total de energía eléctrica medida en MWh en barras de central consumida en el Sistema Eléctrico Español.

Consumo garantizado: Total de energía eléctrica medida en MWh en barras de central consumida en el Sistema Eléctrico Español garantizada mediante el Sistema de Garantías de Origen. Para su obtención se deben considerar todas las redenciones directas desde titulares de instalaciones hacia consumidores más las garantías de origen cuyo último tenedor es una empresa comercializadora, con independencia de si se ha realizado una posterior redención desde dicha comercializadora hacia un consumidor final.

4. Obtención del Mix Residual Final *(Final Residual Mix,* FRM).

Para la obtención del Mix Residual Final (FRM) deben contemplarse las posibilidades descritas en los subapartados 4.a y 4.b:

4.a) Si el consumo sin trazabilidad (UC) es menor o igual que el Mix Residual Nacional (DRM), se dice entonces que el Sistema Eléctrico Español tiene exceso de atribuciones[2] y la composición del Mix Residual Final (FRM) se corresponde con la del Mix Residual Nacional (DRM):

[2] En los años en los que hay superávit o exceso de atribuciones dicho exceso es utilizado junto al de otros países excedentarios para conformar el Mix Europeo de Atribuciones (European Attribute Mix -EAM-):

Es decir, si UC ≤ DRM, entonces:

$$FRM_t = DRM_t$$

Siendo:

FRM$_t$: Energía eléctrica en MWh correspondiente a la tecnología t en el Mix Residual Final.

DRM$_t$: Energía eléctrica en MWh correspondiente a la tecnología t en el Mix Residual Nacional según lo calculado en el apartado correspondiente.

4.b) Si el consumo sin trazabilidad (UC) es mayor que el Mix Residual Nacional (DRM), se dice entonces que el Sistema Eléctrico Español tiene déficit de atribuciones, déficit que debe ser completado.

Es decir, si UC > DRM, entonces:

Déficit atribuciones = UC - DRM

Siendo la definición del déficit de atribuciones la recogida en el artículo 3.d).

La participación de la tecnología t en el Mix Residual Final (FRM) se obtiene aplicando la siguiente fórmula:

$$FRM_t = DRM_t + EAM_t$$

Siendo:

FRM_t: Energía eléctrica en MWh correspondiente a la tecnología t en el Mix Residual Final.

DRM_t: Energía eléctrica en MWh correspondiente a la tecnología t en el Mix Residual Nacional según lo calculado en el apartado correspondiente.

EAM_t: Energía eléctrica en MWh correspondiente a la tecnología t en el Mix Europeo de Atribuciones. Para obtenerla, se multiplica el déficit de atribuciones por el peso relativo de cada tecnología t en el EAM; la suma de los EAM_t de todas las tecnologías coincide por lo tanto con la cifra del déficit de atribuciones.

En el caso de que en el momento de realizar los cálculos no se hubiera publicado el correspondiente EAM, los pesos relativos de cada tecnología en el EAM se tomarán utilizando la media de los tres años disponibles inmediatamente anteriores.

4.c) Según lo calculado en los apartados anteriores, se obtendrá la tabla correspondiente a los pesos relativos de las distintas tecnologías en el Mix Residual Final (FRM). Este es el Mix correspondiente a las comercializadoras que no han participado en el Sistema de Garantías de origen (o comercializadoras genéricas).

$\%FRM_t$=Peso relativo en porcentaje, correspondiente a la tecnología t en el Mix Residual Final:

Origen	Comercializadora genérica
Renovables.	%FRM renovables.
Cogeneración de Alta Eficiencia.	%FRM Cogen. alta eficiencia.
Ciclos Combinados gas natural.	%FRM C.C. gas natural.
Carbón.	%FRM Carbón.
Fuel/Gas.	%FRM Fuel/Gas.
Nuclear.	%FRM Nuclear.
Otras no renovables.	%FRM Otras no renov.
Total.	100%

5. Obtención del Mix correspondiente a cada empresa comercializadora de electricidad.

Para cada empresa deberá calcularse la energía vendida correspondiente a cada una de las fuentes. Para ello se calcula en primer lugar la energía comercializada de origen renovable y de cogeneración de alta eficiencia del siguiente modo:

$$RE_{_A} = [(VENTAS_{_A} - GO_{cogen.\ alta\ eficiencia_A} - GO_{renov_A}) \times \%FRM_{renovables}] + GO_{renov_A}$$

Siendo:

$RE_{_A}$: Energía eléctrica en MWh de origen renovable vendida por la comercializadora A.

$VENTAS_{_A}$: Energía eléctrica total en MWh vendida por la comercializadora A, a partir de los datos obtenidos según el artículo 6 de esta Circular.

$GO_{cogen.\ alta\ eficiencia_A}$ = Garantías de origen de cogeneración de alta eficiencia cuyo último tenedor es la empresa comercializadora A, con independencia de si se ha realizado una posterior redención desde dicha comercializadora hacia un consumidor final.

GO_{renov_A}: Garantías de origen renovable cuyo último tenedor es la empresa comercializadora A, con independencia de si se ha realizado una posterior redención desde dicha comercializadora hacia un consumidor final.

$\%FRM_{renovables}$: Porcentaje de renovables en el Mix Residual Final.

Si el término $(VENTAS_{_A} - GO_{cogen.\ alta\ eficiencia_A} - GO_{renov_A})$ es negativo, dicho término se considerará nulo.

La energía vendida de cogeneración de alta eficiencia (Cog) se calcula de modo análogo.

$$Cog_{_A}=[(VENTAS_{_A} - GO_{cogen.\ alta\ eficiencia_A} - GO_{\ renov_A})\times \%FRM_{\ cogen.\ alta\ eficiencia}] + GO_{cogen.\ alta\ eficiencia_A}$$

Siendo:

$Cog_{_A}$: Energía eléctrica en MWh de cogeneración de alta eficiencia vendida por la comercializadora.

$VENTAS_{_A}$: Energía eléctrica total en MWh vendida por la comercializadora A, a partir de los datos obtenidos según el artículo 6 de esta Circular.

$\%FRM_{\ cogen.\ alta\ eficiencia}$: Porcentaje de cogeneración de alta eficiencia en el Mix Residual Final.

$GO_{cogen.\ alta\ eficiencia_A}$ = Garantías de origen de cogeneración de alta eficiencia cuyo último tenedor es la empresa comercializadora A, con independencia de si se ha realizado una posterior redención desde dicha comercializadora hacia un consumidor final.

Si el término $(VENTAS_{_A} - GO_{cogen.\ alta\ eficiencia_A} - GO_{\ renov_A})$ es negativo, dicho término se considerará nulo.

Una vez obtenidas dichas variables pueden darse los siguientes casos:

– $RE_{_A} \geq Ventas_{_A}$. Se asignará como porcentaje de renovable de la empresa A ($\%A_{\ renovables}$) el 100%. El porcentaje del resto de tecnologías será cero.

– $Cog_{_A} \geq Ventas_{_A}$. Se asignará como porcentaje de cogeneración de alta eficiencia de la empresa A ($\%A_{\ Cogen.\ Alta\ eficiencia}$) el 100%. El porcentaje del resto de tecnologías será cero.

– $RE_{_A} + Cog_{_A} \geq Ventas_{_A}$.

• Se asignará como porcentaje de renovable de la empresa A ($\%A_{\ renovables}$) el correspondiente a $RE_{_A} / Ventas_{_A}$.

• Se asignará como porcentaje de cogeneración de alta eficiencia de la empresa A ($\%A_{\ Cogen.\ alta\ eficiencia}$) el complemento a 100 del porcentaje de renovable de dicha empresa: 100 - ($\%A_{\ renovables}$). El porcentaje del resto de tecnologías será cero.

– Resto de casos:

• $\%A_{\ renovables}$: Porcentaje de renovables=100 × ($RE_{_A} / Ventas_{_A}$).

• $\%A_{\ Cogen.\ alta\ eficiencia}$: Porcentaje de cogeneración de alta eficiencia=100 × ($Cog_{_A} / Ventas_{_A}$).

• Porcentaje de cada una de las tecnologías convencionales: Se considera la cifra resultante de la resta $(Ventas_{_A})$ - $(Re_{_A} + Cog_{_A})$ y se reparte de forma proporcional según el peso de esa tecnología en la totalidad de tecnologías convencionales del FRM.

De esta forma se obtiene el Mix de comercialización de la empresa A:

Origen	Comercializadora A
Renovables.	%A renovables.
Cogeneración de Alta Eficiencia.	%A Cogen. alta eficiencia.
Ciclos Combinados gas natural.	%A C.C. gas natural.
Carbón.	%A Carbón.
Fuel/Gas.	%A Fuel/Gas.
Nuclear.	%A Nuclear.
Otras no renovables.	%A Otras no renov.
Total.	100%

6. Obtención del impacto ambiental asociado en emisiones de CO_2.

La CNMC utilizará el dato de las correspondientes emisiones específicas (en gramos equivalentes de CO_2 por kilovatio-hora, g_{CO2eq}/kWh) para cada una de las tecnologías de

generación consideradas. Dicha información será la obtenida durante el año anterior (año «n»); en caso de no disponer de dicha información para el ejercicio señalado, se utilizarán los datos de emisiones correspondientes al ejercicio inmediatamente anterior (año «n-1»).

Dicho factor de emisión específico por tecnología se aplicará de forma proporcional al Mix correspondiente de cada empresa comercializadora para obtener el impacto ambiental de las emisiones de CO_2 equivalente (en gramos equivalentes de CO_2 por kilovatio-hora, g_{CO2eq}/kWh) asociadas al etiquetado de dicha comercializadora. En el caso de la comercializadora genérica se utilizará el Mix Residual Final. Asimismo, se calculará el factor de emisión correspondiente a la generación eléctrica del Sistema Eléctrico Español, que se utilizará en el etiquetado a efectos comparativos y para la obtención de la clasificación energética de cada empresa comercializadora en función del impacto ambiental relacionado con las emisiones de CO_2 equivalente.

7. Obtención del impacto ambiental asociado en residuos radiactivos de alta actividad.

La CNMC utilizará fuentes oficiales para obtener la información relativa a las emisiones de residuos radioactivos de alta actividad medidos en microgramos por kilovatio-hora µg/kWh que se hayan generado en el Sistema Eléctrico Español en el ejercicio anterior (año «n»). Para ello calculará la media aritmética anual de los tres últimos años de los que se disponga de información, al objeto de contemplar los diferentes «ciclos de recarga» de las distintas centrales nucleares. Dicha cifra se utilizará en el etiquetado a efectos comparativos, y para la obtención de la clasificación energética de cada empresa comercializadora en función del impacto ambiental relacionado con los residuos radiactivos de alta actividad.

Dicho valor se aplicará de forma proporcional al porcentaje de tecnología 'Nuclear' del Mix correspondiente de cada empresa comercializadora, para obtener los residuos radioactivos de alta actividad medidos en µg/kWh asociados al etiquetado de dicha comercializadora. En el caso de la comercializadora genérica se utilizará el porcentaje de tecnología nuclear del Mix Residual Final.

8. Obtención de la calificación energética relacionada con el impacto ambiental de las emisiones de CO_2 equivalente.

La CNMC asignará una letra a cada una de las empresas comercializadoras –incluida la comercializadora genérica– en función del impacto ambiental relacionado con las emisiones de CO_2 equivalente.

La mencionada clasificación variará desde la letra «A» a la «G», correspondiendo la letra «A» al mínimo impacto ambiental, la «D» al impacto ambiental más próximo al promedio nacional y la «G» al máximo impacto ambiental.

Las bandas de fluctuación correspondientes a cada letra serán las siguientes:

A: $E_A / E_{NAL} < 0{,}35$
B: $0{,}35 \leq E_A / E_{NAL} < 0{,}65$
C: $0{,}65 \leq E_A / E_{NAL} < 0{,}95$
D: $0{,}95 \leq E_A / E_{NAL} < 1{,}05$
E: $1{,}05 \leq E_A / E_{NAL} < 1{,}35$
F: $1{,}35 \leq E_A / E_{NAL} < 1{,}65$
G: $1{,}65 \leq E_A / E_{NAL}$

Siendo:

E_A: Emisiones de CO_2 equivalente (en gramos equivalentes de CO_2 g/kWh) asociadas a la comercializadora A.

E_{NAL}: Emisiones de CO_2 equivalente (en gramos equivalentes de CO_2 g/kWh) asociadas al conjunto de la generación eléctrica del Sistema Eléctrico Español.

9. Obtención de la calificación energética relacionada con el impacto ambiental de los residuos radiactivos de alta actividad.

Se procederá del mismo modo con la clasificación relativa al impacto ambiental ocasionado por los residuos radiactivos de alta actividad:

Las bandas de fluctuación correspondientes a cada letra serán las siguientes:

A: $R_A / R_{NAL} < 0,35$
B: $0,35 \leq R_A / R_{NAL} < 0,65$
C: $0,65 \leq R_A / R_{NAL} < 0,95$
D: $0,95 \leq R_A / R_{NAL} < 1,05$
E: $1,05 \leq R_A / R_{NAL} < 1,35$
F: $1,35 \leq R_A / E_{NAL} < 1,65$
G: $1,65 \leq E_A / E_{NAL}$

Siendo:

R_A: Emisiones de residuos radioactivos de alta actividad (en µg/kWh) asociadas a la comercializadora A.

R_{NAL}: Emisiones de residuos radioactivos de alta actividad (en µg/kWh) asociadas al conjunto de la generación eléctrica del Sistema Eléctrico Español.

ANEXO II

Formato del etiquetado

Por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se definirá y se divulgará en su página web el modelo normalizado de etiquetado al objeto de que las distintas empresas comercializadoras puedan utilizar en su etiquetado un formato común, manteniendo los mismos textos, tamaños de letras, formatos, colores, etc., incluyendo las cifras particularizadas para cada empresa según lo publicado en la página web de la CNMC.

A efectos comparativos, las empresas comercializadoras mostrarán también el etiquetado correspondiente al Mix de Generación del Sistema Eléctrico Español, incluyendo la información sobre emisiones de CO_2 y residuos radiactivos de alta actividad.

Las empresas comercializadoras de electricidad que hayan redimido garantías de origen en clientes durante el año «n» al que se refiere el etiquetado deberán informar de esta circunstancia, según el texto publicado en el modelo normalizado publicado en la página web de la CNMC.

En relación a los porcentajes de cada una de las fuentes de energía en el Mix de comercialización de cada empresa, en el gráfico de sectores circulares solo se mostrarán los que tengan valor distinto de nulo, y en formato de tabla todos ellos, independientemente de su valor.

Todos los números en formato de tabla se mostrarán con una cifra decimal excepto los datos de emisiones específicas de CO_2 equivalente en g/kWh y de residuos radiactivos de alta actividad en µg/kWh que serán expresados en números enteros sin decimales.

Téngase en cuenta que el formato del etiquetado de la electricidad se ha establecido por Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de 30 de noviembre de 2021. Ref. BOE-A-2021-20574

§ 86

Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión

Ministerio de la Presidencia
«BOE» núm. 222, de 13 de septiembre de 2008
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2008-14914

La creciente demanda de energía eléctrica exige el incremento del número de líneas y tendidos eléctricos instalados en el medio natural que, por falta de una normativa específica, carecen de los necesarios elementos o de las adecuadas medidas protectoras que aseguren su inocuidad para las aves, con el subsiguiente riesgo de electrocución o de colisión de éstas en dichas infraestructuras, sobre todo para algunas especies incluidas en el Catálogo Español de Especies Amenazadas, regulado en el artículo 55 de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.

En este contexto, las investigaciones actuales sobre las causas de mortandad no natural más frecuentes en la avifauna, han puesto de manifiesto que entre las principales se encuentran la electrocución y la colisión en las estructuras de conducción eléctrica, hasta el punto de suponer actualmente el principal problema de conservación para especies tan emblemáticas como el águila imperial ibérica, el águila-azor perdicera u otras grandes rapaces. La electrocución afecta también a muchas especies más comunes, como águilas reales, culebreras, aguililas calzadas, milanos negros, azores, ratoneros, cigüeñas y búhos reales, por citar algunas de las especies más afectadas. Se calcula que al menos varias decenas de miles de aves mueren cada año en España debido los tendidos eléctricos, acarreando al mismo tiempo estas anomalías cortes e irregularidades en la distribución eléctrica. Todo ello aconseja adoptar cuantas medidas electro-técnicas sean posibles para evitar o al menos reducir la citada mortalidad.

Se cumple así, el mandato constitucional contenido en el artículo 45 de nuestra Carta Magna, y también se estará cumpliendo el compromiso adquirido por España con la adhesión al Convenio relativo a la Conservación de la Vida silvestre y del Medio Natural en Europa, hecho en Berna el 19 de septiembre de 1979, y ratificado el 13 de mayo de 1986, que reconoce la necesidad de adoptar medidas para llevar a cabo políticas nacionales de conservación de la flora y fauna silvestres y de los hábitats naturales, cuyas medidas deben ser apropiadas para proteger, sobre todo, a las especies amenazadas.

Por otro lado, la citada Ley 42/2007, de 13 de diciembre, que tiene por objeto el establecimiento de normas de protección, restauración, conservación y mejora de los recursos naturales y, en particular, de los espacios naturales y de la flora y fauna silvestres, en su artículo 52 prevé que se adopten las medidas necesarias para garantizar la conservación de las especies que viven en estado silvestre.

En este contexto, el Convenio de Especies Migratorias o Convenio de Bonn, aprobó en la Conferencia de las Partes celebrada en Bonn del 18 al 24 de septiembre de 2002, la Resolución 7.4 sobre Electrocución de Aves Migratorias, en la que se hace una referencia específica a los graves efectos de la electrocución en la avifauna e insta a los Estados miembros, entre los que se encuentra España, a abordar la resolución del problema.

A su vez, las Leyes 21/1992, de 16 de julio, de Industria, y 54/1997, de 27 de noviembre, de Regulación del Sector Eléctrico, establecen, además de la persecución de los fines propios de su objeto específico, que las actividades que regulan deben compatibilizarse con la protección del medio ambiente, afirmando que la seguridad de las instalaciones industriales o eléctricas tiene que garantizar no solo la protección contra accidentes que puedan producir daños a las personas, sino también a la flora, a la fauna y, en general, al medio ambiente.

Por ello, aunque este real decreto se aprueba con arreglo a la citada Ley 42/2007, cuya disposición final octava faculta al Gobierno para que dicte las disposiciones reglamentarias que sean necesarias para su desarrollo y ejecución para adoptar las medidas de conservación de las especies a las que a las que se refiere este real decreto, es necesario también recurrir a la adopción de medidas de carácter electro-técnico que introduzcan modificaciones en las líneas eléctricas aéreas, de modo que eviten que las aves se electrocuten o colisionen con ellas y que, al propio tiempo, garanticen el suministro eléctrico y la calidad de dicho suministro; es la citada Ley 54/1997, la que presta cobertura al establecimiento de estas medidas, al hacer repetida mención, en sus artículos 21.3, 28.3, 36.6, 40.3, 43.2 y 51.2 f), al cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente y contemplar también al tipificar en sus artículos 59 al 67, la correlativa tipificación de las correspondientes infracciones y sanciones administrativas.

Esta norma tiene carácter básico y adopta la forma de real decreto porque, dada la naturaleza de la materia regulada, resulta un complemento necesario para garantizar la consecución de la finalidad objetiva a que responde la competencia estatal sobre bases.

Aun cuando esta normativa ha sido recogida en el Real Decreto 263/2008, de 22 de febrero, que establece medidas de carácter técnico en líneas eléctricas de alta tensión, con objeto de proteger la avifauna, recientemente publicado, determinados defectos formales, a los que se hace referencia en el párrafo siguiente, aconsejan su sustitución por el presente, con la consiguiente derogación de dicho real decreto.

Conforme a lo dispuesto en la Directiva 98/34/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio, modificada por la Directiva 98/48/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de julio, el citado real decreto, por su contenido técnico, requería ser notificado a la Comisión Europea. Con fecha 1 de abril la Comisión Europea comunicó formalmente que dicha notificación se había producido de manera defectuosa y que, en consecuencia se cerraba el procedimiento de notificación, recordando que dicho cierre implicaba la inaplicabilidad del real decreto ante el juez nacional. En consecuencia, con el fin de subsanar el citado defecto formal del Real Decreto 263/2008, de 22 de febrero, es necesario tramitar un nuevo real decreto que lo derogue y que, paralelamente, incorpore íntegramente su contenido, en los mismos términos en los que estaba redactado, con leves ajustes de técnica normativa.

La presente disposición ha sido sometida al procedimiento de información en materia de normas y reglamentaciones técnicas y de reglamentos relativos a los servicios de la sociedad de la información, regulado en el Real Decreto 1337/1999, de 31 de julio, a los efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Directiva 98/34/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio, modificada por la Directiva 98/48/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de julio.

En su virtud, a propuesta de los Ministros de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino y de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros, en su reunión del día 29 de agosto de 2008,

DISPONGO:

Artículo 1. *Objeto.*

Este real decreto tiene por objeto establecer normas de carácter técnico de aplicación a las líneas eléctricas aéreas de alta tensión con conductores desnudos situadas en las zonas de protección definidas en el artículo 4, con el fin de reducir los riesgos de electrocución y colisión para la avifauna, lo que redundará a su vez en una mejor calidad del servicio de suministro.

Artículo 2. *Definiciones.*

A los efectos de este real decreto, se entenderá por:

a) Aislador: Elemento que aísla y soporta los conductores de una línea eléctrica en los apoyos.

b) Aislador de amarre: Aislador en posición horizontal donde ha sido fijado el conductor y que soporta el tensado de la línea.

c) Aislador suspendido: Aislador dispuesto por debajo de los travesaños del armado.

d) Alargadera: Elemento sin tensión que se coloca entre la cruceta y el comienzo de la cadena de aisladores para aumentar la distancia entre el conductor y el armado o cruceta.

e) Ampliaciones o modificaciones de líneas eléctricas aéreas de alta tensión ya existentes: Aquellas que impliquen cambios en los apoyos o crucetas, en los que se pueda variar las distancias entre los conductores para adaptarse a este real decreto y cumplir con el resto de requisitos reglamentarios, sin modificaciones adicionales en el resto de la línea.

f) Apoyo o poste: Estructura de metal, madera, hormigón, o de otros materiales apropiados, que soporta los conductores en un tendido eléctrico y al que se fijan de modo directo en su caso los cables de tierra. Está formado por el fuste y el armado.

g) Apoyo de alineación: Apoyo de suspensión, amarre o anclaje usado en un tramo rectilíneo de la línea.

h) Apoyo de amarre: Apoyo con cadenas de aislamiento de amarre.

i) Apoyo de anclaje: Apoyo con cadenas de aislamiento de amarre destinado a proporcionar un punto firme en la línea y que limita los esfuerzos longitudinales de carácter excepcional.

j) Apoyo de derivación: Apoyos que sirven para derivar nuevos ramales de la red.

k) Apoyo de principio o fin de línea: Son los apoyos primero y último de la línea con cadenas de aislamiento de amarre destinados a soportar en sentido longitudinal las solicitaciones del haz completo de conductores en un solo sentido. l) Apoyo de suspensión: Apoyo con cadenas de aislamiento de suspensión.

m) Áreas prioritarias de reproducción, alimentación y dispersión de las aves: Áreas con presencia regular de alguna de las especies incluidas en el Catálogo Español de Especies Amenazadas, o en los Catálogos Autonómicos, en un período de tres años consecutivos.

n) Armado: Estructura del apoyo que sirve para anclar los aisladores que sujetan los conductores.

ñ) Cable de tierra: Conductor conectado a tierra en alguno o en todos los apoyos, dispuesto generalmente aunque no necesariamente, por encima de los conductores de fase, con el fin de asegurar una determinada protección frente a descargas atmosféricas.

o) Cadenas de aisladores: Conjunto de aisladores dispuestos uno detrás de otro.

p) Conductor: Cable de metal que transporta energía eléctrica en un tendido eléctrico.

q) Cruceta: La misma definición que «Armado».

r) Distancia mínima de seguridad «d»: La comprendida entre la punta de la cruceta y la grapa de amarre.

s) Disuasor de posada: Dispositivo externo colocado sobre las crucetas para evitar que se posen las aves.

t) Fusible: Elemento que interrumpe el circuito eléctrico en caso de una sobre intensidad.

u) Líneas eléctricas aéreas de alta tensión: Aquéllas de corriente alterna trifásica a 50 Hz de frecuencia, cuya tensión nominal eficaz entre fases sea igual o superior a 1 KV. Se clasifican de la forma siguiente, de acuerdo con el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09, aprobado por el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero.

1.ª Categoría especial: Las de tensión nominal igual o superior a 220 kV y las de tensión inferior que formen parte de la red de transporte, conforme a lo establecido en el artículo 5 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

2.ª Primera categoría: Las de tensión nominal inferior a 220 kV y superior a 66 kV.

3.ª Segunda categoría: Las de tensión nominal igual o inferior a 66 kV y superior a 30 kV.

4.ª Tercera categoría: Las de tensión nominal igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV.

Quedan excluidas las líneas eléctricas que constituyen el tendido de tracción propiamente dicho —línea de contacto— de los ferrocarriles.

v) Puente: Conexión poco tensa entre dos conductores.

w) Salvapájaros o señalizador: Dispositivo externo que se fija a los cables para su visualización a distancia por las aves.

x) Seccionador: Aparato mecánico de conexión que, por razones de seguridad, en posición abierto asegura una distancia de seccionamiento que satisface unas condiciones específicas de aislamiento.

y) Semicruceta: La mitad de una cruceta.

z) Transformador de distribución: Elemento que transforme un sistema de corrientes en alta tensión en otro de baja tensión.

Artículo 3. *Ámbito de aplicación.*

1. Este real decreto es de aplicación a las líneas eléctricas aéreas de alta tensión con conductores desnudos ubicadas en zonas de protección, que sean de nueva construcción, o que no cuenten con un proyecto de ejecución aprobado a la entrada en vigor de este real decreto, así como a las ampliaciones o modificaciones de líneas eléctricas aéreas de alta tensión ya existentes.

2. Este real decreto también se aplica a las líneas eléctricas aéreas de alta tensión con conductores desnudos existentes a su entrada en vigor, ubicadas en zonas de protección, siendo obligatorias las medidas de protección contra la electrocución y voluntarias las medidas de protección contra la colisión.

Artículo 4. *Zonas de protección.*

1. A efectos de este real decreto, son zonas de protección:

a) Los territorios designados como Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA), de acuerdo con los artículos 43 y 44 de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, de Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.

b) Los ámbitos de aplicación de los planes de recuperación y conservación elaborados por las comunidades autónomas para las especies de aves incluidas en el Catálogo Español de Especies Amenazadas o en los catálogos autonómicos.

c) Las áreas prioritarias de reproducción, alimentación, dispersión y concentración local de aquellas especies de aves incluidas en el Catálogo Español de Especies Amenazadas, o en los catálogos autonómicos, cuando dichas áreas no estén ya comprendidas en las correspondientes a los párrafos a) o b) de este artículo.

Previo informe de la Comisión Estatal para el Patrimonio Natural y la Biodiversidad y mediante resolución motivada, el órgano competente de cada comunidad autónoma delimitará las áreas prioritarias de reproducción, de alimentación, de dispersión y de concentración local correspondientes a su ámbito territorial.

2. El órgano competente de cada comunidad autónoma dispondrá la publicación, en el correspondiente diario oficial, de las zonas de protección existentes en su respectivo ámbito territorial en el plazo de un año a partir de la entrada en vigor del presente real decreto.

Artículo 5. *Prescripciones técnicas para las líneas eléctricas.*

1. Las líneas eléctricas incluidas en el artículo 3 habrán de ajustarse a las prescripciones técnicas establecidas en los artículos 6 y 7 y en el anexo, sin perjuicio de la normativa electrotécnica que también les sea aplicable.

2. En el plazo de un año a partir de la entrada en vigor de este real decreto y mediante resolución motivada, el órgano competente de cada comunidad autónoma determinará las líneas que, entre las referidas en el artículo 3.2, no se ajustan a las prescripciones técnicas establecidas en los artículos 6 y 7 y en el anexo. Dicha resolución será notificada a los titulares de las líneas y publicada en el respectivo diario oficial.

3. Una vez completadas las modificaciones de las líneas eléctricas determinadas en el apartado 2, el órgano competente de la comunidad autónoma podrá realizar una actualización de la resolución.

Artículo 6. *Medidas de prevención contra la electrocución.*

En las líneas eléctricas de alta tensión de 2.ª y 3.ª categoría que tengan o se construyan con conductores desnudos, a menos que en los supuestos c) y d) tengan crucetas o apoyos de material aislante o tengan instalados disuasores de posada cuya eficacia esté reconocida por él órgano competente de la comunidad autónoma, se aplicarán las siguientes prescripciones:

a) Las líneas se han de construir con cadenas de aisladores suspendidos, evitándose en los apoyos de alineación la disposición de los mismos en posición rígida.

b) Los apoyos con puentes, seccionadores, fusibles, transformadores de distribución, de derivación, anclaje, amarre, especiales, ángulo, fin de línea, se diseñarán de forma que se evite sobrepasar con elementos en tensión las crucetas o semicrucetas no auxiliares de los apoyos. En cualquier caso, se procederá al aislamiento de los puentes de unión entre los elementos en tensión.

c) En el caso del armado canadiense y tresbolillo (atirantado o plano), la distancia entre la semicruceta inferior y el conductor superior no será inferior a 1,5 m.

d) Para crucetas o armados tipo bóveda, la distancia entre la cabeza del fuste y el conductor central no será inferior a 0,88 m, o se aislará el conductor central 1 m a cada lado del punto de enganche.

e) Los diferentes armados han de cumplir unas distancias mínimas de seguridad «d», tal y como se establece en el cuadro que se contiene en el anexo. Las alargaderas en las cadenas de amarre deberán diseñarse para evitar que se posen las aves. En el caso de constatarse por el órgano competente de la comunidad autónoma que las alargaderas y las cadenas de amarre son utilizadas por las aves para posarse o se producen electrocuciones, la medida de esta distancia de seguridad no incluirá la citada alargadera.

f) En el caso de crucetas distintas a las especificadas en el cuadro de crucetas del apartado e), la distancia mínima de seguridad «d» aplicable será la que corresponda a la cruceta más aproximada a las presentadas en dicho cuadro.

Artículo 7. *Medidas de prevención contra la colisión.*

En las líneas eléctricas de alta tensión con conductores desnudos de nueva construcción, se aplicarán las siguientes medidas de prevención contra la colisión de las aves:

a) Los nuevos tendidos eléctricos se proveerán de salvapájaros o señalizadores visuales cuando así lo determine el órgano competente de la comunidad autónoma.

b) Los salvapájaros o señalizadores visuales se han de colocar en los cables de tierra. Si estos últimos no existieran, en las líneas en las que únicamente exista un conductor por fase, se colocarán directamente sobre aquellos conductores que su diámetro sea inferior a 20 mm. Los salvapájaros o señalizadores serán de materiales opacos y estarán dispuestos cada 10 metros (si el cable de tierra es único) o alternadamente, cada 20 metros (si son dos cables de tierra paralelos o, en su caso, en los conductores). La señalización en conductores se realizará de modo que generen un efecto visual equivalente a una señal cada 10 metros, para lo cual se dispondrán de forma alterna en cada conductor y con una distancia máxima

de 20 metros entre señales contiguas en un mismo conductor. En aquellos tramos más peligrosos debido a la presencia de niebla o por visibilidad limitada, el órgano competente de la comunidad autónoma podrá reducir las anteriores distancias.

Los salvapájaros o señalizadores serán del tamaño mínimo siguiente:

Espirales: Con 30 cm de diámetro × 1 metro de longitud.
De 2 tiras en X: De 5 × 35 cm.

Se podrán utilizar otro tipo de señalizadores, siempre que eviten eficazmente la colisión de aves, a juicio del órgano competente de la comunidad autónoma.

Sólo se podrá prescindir de la colocación de salvapájaros en los cables de tierra cuando el diámetro propio, o conjuntamente con un cable adosado de fibra óptica o similar, no sea inferior a 20 mm.

Artículo 8. *Contenido de los proyectos.*

1. Los proyectos de construcción, de modificación, ampliación o de adaptación de las líneas eléctricas incluidas en el artículo 3, además de lo exigido por el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09, habrán de especificar y describir las medidas concretas tendentes a minimizar los accidentes de electrocución y colisión de la avifauna.

2. A efectos de lo señalado en el apartado anterior, dichos proyectos contendrán al menos, los siguientes datos:

a) Descripción del trazado y plano a escala al menos 1:25.000.
b) Tipos de apoyos y armados a instalar.
c) Características de los sistemas de aislamiento.
d) Descripción de las instalaciones de seccionamiento, transformación e interruptores con corte en intemperie.
e) Características de los dispositivos salvapájaros a instalar y la ubicación de los mismos, en su caso, así como las medidas anticolisión y las medidas anti-nidificación en las líneas.

Artículo 9. *Mantenimiento de las líneas eléctricas.*

1. En la época de nidificación, reproducción y crianza quedan prohibidos los trabajos de mantenimiento de las partes de los tendidos eléctricos que soporten nidos o que en sus proximidades nidifiquen aves incluidas en el Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial, de acuerdo con los artículos 53 y 54 de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.

2. Excepcionalmente, se autorizará la realización de reparaciones en la época de nidificación, reproducción y crianza, siempre que se trate de corregir averías que perturben el normal suministro de energía. Estas reparaciones habrán de realizarse previa notificación fehaciente del programa de trabajo al órgano competente de la comunidad autónoma, que podrá exigir la adopción de medidas concretas para asegurar que la ejecución de las reparaciones no implica riesgo para la avifauna. No obstante y cuando por razones de urgencia se deba actuar para garantizar la calidad o continuidad del suministro eléctrico, y no pudiera realizarse la previa notificación fehaciente del programa de trabajo anteriormente referido, estas reparaciones se podrán llevar a cabo minimizando el impacto sobre la avifauna que pudiera existir e informando en un plazo máximo de 72 horas al órgano competente de la comunidad autónoma de los trabajos realizados y de las medidas tomadas para asegurar la protección de la avifauna.

Artículo 10. *Régimen sancionador.*

Las infracciones cometidas contra lo dispuesto en este real decreto estarán sometidas al régimen sancionador establecido en el título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, así como en la normativa medioambiental que, en su caso, resulte de aplicación.

Disposición adicional única. *Plan de inversiones a la adaptación de líneas eléctricas.*

Para lograr el cumplimiento de los fines perseguidos por este real decreto, el Gobierno, a través del Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino, habilitará los mecanismos y presupuestos necesarios para acometer la financiación total de las adaptaciones contempladas en la disposición transitoria única, apartado 2, en un plazo no superior a los cinco años desde la entrada en vigor de este real decreto. La ejecución de las adaptaciones en ningún caso superará los dos años desde la aprobación de la financiación correspondiente.

Disposición transitoria única. *Adaptación de líneas eléctricas aéreas de alta tensión.*

1. Los titulares de las líneas, cuyo proyecto esté presentado y pendiente de aprobación o cuyo proyecto haya sido aprobado pero cuya acta de puesta en servicio no haya sido extendida en el momento de entrada en vigor del real decreto, deberán adaptarlo a las prescripciones técnicas establecidas en este real decreto. Dicha adaptación deberá ser comunicada al órgano competente para autorizar el proyecto en el plazo de tres meses a partir de la fecha de entrada en vigor de este real decreto. Lo anterior se señala sin perjuicio de la validez de las actuaciones ya realizadas.

2. Los titulares de las líneas eléctricas aéreas de alta tensión a las que se refiere el artículo 3.2, deberán presentar ante el órgano competente y en el plazo de un año a partir de la notificación de la resolución de la comunidad autónoma a que se refiere el artículo 5.2, el correspondiente proyecto para adaptarlas a las prescripciones técnicas establecidas en el artículo 6 y en el anexo, debiéndose optar por aquellas soluciones técnicamente viables que aseguren la mínima afección posible a la continuidad del suministro. La ejecución del proyecto dependerá de la disponibilidad de la financiación prevista en el Plan de inversiones de la disposición adicional única.

3. Las comunidades autónomas realizarán, en el plazo de un año a partir de la fecha de publicación de las zonas de protección, un inventario de las líneas eléctricas aéreas de alta tensión ya existentes que provocan una significativa y contrastada mortalidad por colisión, de aves incluidas en el Listado de especies silvestres en régimen de protección especial, particularmente las incluidas en el Catálogo Español de Especies Amenazadas. Una vez informado este inventario por la Comisión Estatal para el Patrimonio Natural y la Biodiversidad, se notificará a los titulares de estas líneas, que podrán acogerse, para su modificación voluntaria, a la financiación prevista en la disposición adicional única, teniendo en cuenta las prescripciones técnicas establecidas en el artículo 7 en materia de protección contra la colisión.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Queda derogado el Real Decreto 263/2008, de 22 de febrero, por el que se establecen medidas de carácter técnico en líneas eléctricas de alta tensión con objeto de proteger la avifauna.

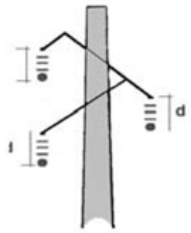
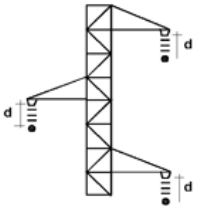
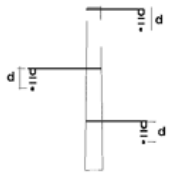
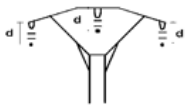
Disposición final primera. *Títulos competenciales.*

Este real decreto tiene naturaleza de legislación básica en virtud de lo dispuesto en el artículo 149.1.13.ª, 23.ª y 25.ª de la Constitución.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Tipo de cruceta	Distancias mínimas de seguridad en las zonas de protección
 **Canadiense**	**cadena en suspensión** d = 478 mm **cadena de amarre** d = 600 mm
 **Tresbolillo atirantado**	**cadena en suspensión** d = 600 mm **cadena de amarre** d = 1.000 mm
 **Tresbolillo plano**	**cadena en suspensión** d = 600 mm **cadena de amarre** d = 1.000 mm
 **Bóveda**	**cadena en suspensión** d = 600 mm y cable central aislado 1 m a cada lado del punto de enganche. **cadena de amarre** d = 1.000 mm y puente central aislado.

§ 87

Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2013
Última modificación: 28 de noviembre de 2015
Referencia: BOE-A-2013-13766

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establecía en sus artículos 11 y 16 que el transporte de energía eléctrica tiene carácter de actividad regulada, y que su régimen económico será objeto de desarrollo reglamentario por parte del Gobierno.

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, estableció el régimen económico de la actividad de transporte de energía eléctrica, que se ha venido aplicando hasta la fecha a las instalaciones puestas en servicio con anterioridad al 31 de diciembre de 2007. Este real decreto para las instalaciones puestas en servicio antes de 1998 partió de una cantidad fija que se ha ido actualizando anualmente en función del Índice de Precios de Consumo (IPC). Para las instalaciones puestas en servicio entre 1998-2007, se calculó el valor de inversión aplicando a las instalaciones en servicio unos valores unitarios de referencia aprobados por orden ministerial y se determinó un valor de la retribución para el año siguiente que se fue actualizando de nuevo en función del valor del IPC.

Para las instalaciones puestas en servicio con posterioridad a esa fecha, la normativa de aplicación se encontraba recogida en el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

De esta forma, la citada normativa prevé distintas metodologías de retribución de los activos de la actividad de transporte en función de la fecha de obtención de la autorización de explotación de los mismos sin tener en cuenta en todos los casos la amortización de dichos activos.

Este régimen retributivo se modificó por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista y por el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

Así, el artículo 6 del citado Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, en el cálculo de la retribución para el año 2013 de la actividad de transporte estableció que el Ministro de Industria, Energía y Turismo elevaría al Gobierno para su aprobación una propuesta de real decreto que vincule la retribución por inversión de las instalaciones de transporte a los activos en servicio no amortizados así como que el devengo y el cobro de la retribución

generada por instalaciones de transporte puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2.

Posteriormente, el artículo 39 del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, estableció como criterio para la retribución de la actividad de transporte que la retribución en concepto de inversión se hará para aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico ha supuesto la introducción de un nuevo principio retributivo al referenciar la tasa de retribución al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años y ha establecido una metodología de retribución transitoria hasta el inicio del primer periodo regulatorio al amparo del contenido del presente real decreto que se elabora en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 6 del citado Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 14 que las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán reglamentariamente atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico según lo dispuesto en el artículo 1.1.

Asimismo en esta Ley se establecen y consolidan los siguientes principios retributivos que se aplican en el presente real decreto:

a) El devengo y el cobro de la retribución generado por instalaciones de transporte puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2.

b) La retribución en concepto de inversión se hará para aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.

c) Al efecto de permitir una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, la tasa de retribución financiera del activo con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado.

d) La metodología de retribución de la actividad de transporte deberá contemplar incentivos económicos, que podrán tener signo positivo o negativo, para la mejora de la disponibilidad de las instalaciones.

e) El Gobierno establecerá los criterios generales de redes y los criterios de funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica sujetas a retribución regulada. Las metodologías retributivas que se establezcan con cargo a los ingresos del sistema eléctrico tendrán únicamente en consideración los costes derivados de aplicación de dichos criterios.

En aplicación de todo lo expuesto anteriormente el presente real decreto establece una formulación para retribuir los activos de transporte con una única metodología independientemente de la fecha de obtención de la autorización de explotación de cada activo. Esta metodología se formula con el fin de que la retribución a percibir por los sujetos afectados sea clara, estable y predecible para así contribuir a aportar estabilidad regulatoria y lograr con ello una reducción en los costes de financiación de la actividad de transporte y con ello, de los costes del sistema eléctrico.

Por otra parte, y puesto que la actividad de transporte tiene carácter de monopolio natural y se cuenta con un transportista único desde la aprobación de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, salvo las excepciones previstas en el artículo 35.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, mediante este real decreto se establecen herramientas que introducen eficiencia tanto en la construcción de las infraestructuras, especialmente las de carácter singular, como en la operación y mantenimiento de las redes.

Es necesario destacar que aunque casi la totalidad de los activos de la red de transporte se encuentran en manos del transportista único, tal y como se recoge en el apartado anterior existen activos de transporte que pueden excepcionalmente ser titularidad de empresas

distribuidoras al amparo tanto del artículo 35.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, como del artículo 34.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, es por ello que a lo largo del presente real decreto se habla de las empresas titulares de activos de transporte o incluso de los transportistas, puesto que respecto a estos activos las empresas distribuidoras habrán de asumir las obligaciones y derechos del transportista único.

Asimismo, en la presente norma se introducen criterios destinados al control del volumen de inversión y al control de costes derivados de la proliferación de normativa de carácter autonómico y local, que ha provocado soterramientos masivos de líneas y blindajes de subestaciones en determinados territorios que se han traducido en un aumento de costes de la actividad de transporte que se han trasladado a los peajes de acceso.

Por razones de claridad y simplificación normativa se regula en el presente real decreto el incentivo de disponibilidad de la red de transporte para de esta forma contener en una única norma el régimen retributivo de las empresas titulares de instalaciones de la red de transporte.

En el Capítulo IX se ha introducido un pago por estudio de conexión y un pago por estudio de acceso a la red de distribución que será sufragado por los productores de energía eléctrica por la realización de dichos estudios para las instalaciones de generación.

De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional undécima.Tercero.1.quinta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en relación con el artículo 5 y las disposiciones adicionales primera y segunda, así como en la disposición transitoria tercera de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el presente real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de Energía y, para la elaboración de este informe se han tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad de dicha comisión, a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia.

La Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha informado este real decreto en su reunión del día 19 de diciembre de 2013.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 27 de diciembre de 2013,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones Generales

Artículo 1. *Objeto.*

El presente real decreto tiene por objeto establecer:

1. La metodología para determinar la cuantía a retribuir a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica por la construcción, operación y mantenimiento de éstas.

2. El régimen económico de los pagos por los estudios de acceso y conexión a las redes de transporte.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

La metodología definida en el presente real decreto será de aplicación a aquellos activos que por sus características sean catalogados como red de transporte de acuerdo a los criterios establecidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y que cuenten con:

a) Autorización de explotación con anterioridad a 1 de enero de 2008 que a la entrada en vigor del presente real decreto se encuentren en servicio.

b) Autorización de explotación desde el 1 de enero de 2008 y que pertenezcan a la red de transporte primario o que pertenezcan a la red de transporte secundario y que cuenten con el informe favorable a que se hacía referencia en el artículo 36.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico o con el informe favorable a que se hace referencia en

el artículo 35.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, todo ello, de acuerdo a los criterios recogidos en el artículo 5 del presente real decreto.

CAPÍTULO II

Criterios generales

Artículo 3. *Criterios generales de retribución de la actividad de transporte.*

1. La metodología desarrollada en el presente real decreto para la retribución de la actividad de transporte tendrá como finalidad establecer la formulación para remunerar la construcción, operación y mantenimiento de las redes de transporte incentivando la mejora continua de la eficacia de la gestión y de la disponibilidad de las redes, la eficiencia económica y técnica, todo ello, con criterios homogéneos para todo el territorio español y al mínimo coste para el sistema eléctrico.

2. La retribución de la actividad de transporte se determinará atendiendo a periodos regulatorios de seis años de duración.

3. Antes del 15 de julio del año anterior al del inicio de cada periodo regulatorio, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se establecerán el conjunto de parámetros técnicos y económicos que se utilizarán para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte durante todo el periodo regulatorio.

A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, remitirá un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo antes del 15 de mayo del último año de cada periodo regulatorio. Dicho informe incluirá una propuesta del conjunto de parámetros para el cálculo de la retribución de acuerdo a la metodología establecida en el presente real decreto.

4. Entre los parámetros técnicos y económicos que podrán ser revisados antes del inicio de cada periodo regulatorio en la orden señalada se encontrarán:

a) Los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento y las vidas útiles de las instalaciones de la red de transporte a que se hace referencia en el artículo 15 del capítulo V.

b) Los factores de eficiencia que intervienen en los índices de actualización de los valores unitarios de referencia y los coeficientes que se recogen en el artículo 16 del capítulo V.

c) La disponibilidad objetivo de la red de transporte para el periodo regulatorio que se recoge en el artículo 24.

La tasa de retribución financiera del activo de transporte con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico, también será un parámetro económico que podrá ser modificado al inicio de cada periodo regulatorio en los términos previstos en el artículo 8.

Artículo 4. *Devengo y cobro de la retribución.*

1. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.8.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el devengo y el cobro de la retribución generado por instalaciones de transporte puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2.

2. De conformidad con lo establecido en el artículo 18.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el cobro de dicha retribución se realizará con cargo a las liquidaciones del ejercicio para el que se hayan establecido, aplicándose la misma distribución de cobro que al resto de actividades con retribución regulada.

Artículo 5. *Criterios generales de retribución de redes de transporte.*

1. Las líneas de la red de transporte que discurran en suelo rural cuya autorización de explotación se haya obtenido en fecha posterior a la de entrada en vigor del presente real decreto serán retribuidas como líneas aéreas.

Asimismo, para que una línea de transporte sea retribuida como soterrada deberá discurrir por suelo urbanizado y haber sido recogida expresamente con dicha característica en el instrumento de planificación de la red de transporte que se encuentre en vigor.

Para la consideración de suelo urbanizado se estará a lo establecido en el texto refundido de la Ley del Suelo, aprobado por el Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio.

2. No obstante lo señalado en el apartado anterior, en los últimos 500 metros previos a una subestación blindada, las líneas de la red de transporte podrán construirse y retribuirse como soterradas aunque figurasen como líneas aéreas en la planificación de la red de transporte.

3. Para que una subestación sea retribuida como blindada, ésta deberá estar contemplada con esa característica en la planificación de la red de transporte que se encuentre en vigor.

4. A los efectos del presente real decreto, se considerará que una línea está en servicio y por tanto podrá ser objeto de retribución cuando dicha instalación cuente autorización de explotación para la totalidad del tramo que discurre entre dos interruptores.

5. En las subestaciones de la red de transporte se retribuirán las posiciones que se encuentren equipadas y como máximo un número de posiciones de reserva equivalente al de una calle de acuerdo con la configuración de la subestación.

6. En la retribución de las instalaciones de la red de transporte con cargo al sistema eléctrico se considerarán exclusivamente la inversión o los costes de operación y mantenimiento reconocidos por la normativa básica estatal en los términos establecidos en este real decreto.

De acuerdo con el artículo 15 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, las empresas a las que se aplique, en alguna de sus áreas normas específicas sobre redes, unos niveles de calidad superiores a los fijados por la normativa estatal o unos criterios de diseño de redes que supongan unos mayores costes en la actividad de transporte, podrán establecer convenios u otros mecanismos con las Administraciones Públicas para cubrir el sobrecoste ocasionado.

7. En el informe que deberá emitir la Dirección General de Política Energética y Minas a que se hace referencia en el artículo 35.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se deberán hacer constar los criterios generales que, de acuerdo al contenido del presente artículo, se emplearán para la retribución de la instalación.

CAPÍTULO III

Determinación de la retribución de las empresas titulares de activos de la red de transporte

Artículo 6. *Retribución de una empresa transportista.*

1. El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá anualmente la retribución reconocida a cada empresa titular de instalaciones de transporte de energía eléctrica.

A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, remitirá un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo antes del 1 de octubre de cada año, con la propuesta de retribución para el año siguiente. Dicha propuesta deberá contener la retribución total a percibir por cada una de las empresas y el desglose de retribución para cada una de las instalaciones de la empresa en función del año de obtención de la autorización de explotación, de acuerdo con la fórmula prevista en el apartado 2. El informe anterior deberá contener una propuesta sobre la cuantía a percibir por la empresa transportista i el año n en concepto de incentivo a la disponibilidad ofrecido por sus instalaciones de transporte el año n-2.

El informe señalado en el párrafo anterior deberá contener un anexo en formato electrónico de hoja de cálculo con el desglose de retribución por instalación dividido a su vez en retribución por operación y mantenimiento y por inversión, detallando la vida residual de cada una de las instalaciones y el valor de inversión con derecho a retribución a cargo del

sistema. Este anexo digital remitido al Ministerio de Industria, Energía y Turismo tendrá carácter confidencial con el fin de evitar la difusión de información sensible a efectos comerciales.

Asimismo se adjuntará una proyección de la retribución para los próximos seis años de acuerdo con el artículo 13.6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. La retribución para el año n de una empresa transportista será la suma de la retribución de cada una de las instalaciones de transporte de su propiedad que se encuentren en servicio el año n-2 y del incentivo de disponibilidad:

$$R_n^i = \sum_{\forall Instalaciones\ en\ servicio\ el\ año\ n-2} R_n^j + ID_n^i,$$

R_n^i Retribución en el año n que percibe una empresa transportista i vinculada a las instalaciones de su titularidad en servicio el año n-2.

R_n^j: Retribución de la instalación j perteneciente a la empresa transportista i en el año n por el hecho de estar en servicio el año n-2.

ID_n^i. Incentivo de disponibilidad de la empresa transportista i percibido el año n asociado al grado de disponibilidad ofrecido por sus instalaciones de transporte el año n-2.

Artículo 7. *Retribución de cada una de las instalaciones de la red de transporte.*

1. La retribución anual a percibir por el elemento de inmovilizado j de la red de transporte en el año n por estar en servicio el año n-2 se denominará R_n^j y se calculará como:

$$R_n^j = RI_n^j + ROM_n^j;$$

donde:

RI_n^j: Retribución de inversión del elemento de inmovilizado j en el año n por el hecho de estar en servicio el año n-2 y no haber superado su vida útil regulatoria.

ROM_n^j: Retribución de operación y mantenimiento del elemento de inmovilizado j en el año n por el hecho de estar en servicio el año n-2.

2. La retribución a la inversión de una instalación de la red de transporte se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RI_n^j = A_n^j + RF_n^j;$$

donde:

A_n^j: Retribución por amortización de la inversión del elemento de inmovilizado j en el año n.

La retribución por amortización de la inversión de la instalación j, se obtendrá a partir de los valores de inversión, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$A_n^j = \frac{VI^j}{VU^j}$:

Donde:

VI^j:

Valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j de acuerdo al artículo 10 y a la disposición transitoria segunda del presente real decreto.

VU^j:

Vida útil regulatoria de la instalación j expresada en años. Con carácter general tomará un valor de 40 años salvo que en la orden que fije los valores unitarios de referencia a que se hace referencia en el Capítulo V se disponga otro valor específicamente para ese tipo de instalación o activo. Los despachos de maniobra con carácter general tendrán una vida útil regulatoria de 12 años. La vida útil regulatoria de una instalación será aquella que establezca la orden de valores unitarios de referencia que le sea de aplicación en función del momento de obtención de la autorización de explotación para una instalación de igual tipología.

RF_n^j:

Retribución financiera de la inversión de la instalación j en el año n. Este término se calculará cada año n aplicando la tasa de retribución al valor neto de la inversión, conforme a la siguiente formulación:

$RF_n^j = VN_n^j \cdot TRF_n$;

Donde:

TRF_n

es la tasa de retribución financiera del año n a aplicar a la instalación j durante el periodo regulatorio calculada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 8.

VN_n^j:

Valor neto de la inversión de la instalación j con derecho a retribución a cargo del sistema el año n. Este valor se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$VN_n^j = VI^j - (k-2) \cdot \frac{VI^j}{VU^j}$$

k: número de años transcurridos desde la obtención de la autorización de explotación de la instalación.

3. La retribución en concepto de operación y mantenimiento a percibir por la instalación no singular de la red de transporte j el año n como consecuencia de haber estado en servicio el año n-2, ROM_n^j, será la resultante de aplicar el valor unitario de operación y mantenimiento a la instalación j. Este valor se calculará de acuerdo a la expresión:

$ROM_n^j = \left(VOM_{n-2}^j \cdot UF_j\right) \cdot FRROM_{n-2}^j$;

Donde:

VOM_{n-2}^{j};

es el valor unitario de referencia de operación y mantenimiento del año n-2 aplicable a la instalación j por sus características técnicas.

UF_j:

unidades físicas de la instalación j.

$FRROM_{n-2}^{j}$;

Factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j Este factor se deriva del coste financiero motivado por el retraso entre la puesta en servicio de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento. Este valor se calculará como:

$$FRROM_{n-2}^{j} = (1 + TRF_{n-2})^{tr_om_j};$$

donde:

TRF_{n-2};

es la tasa de retribución financiera del año n-2.

tr_om_j;

es el tiempo de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j expresado en años. Este parámetro tomará los siguientes valores:

a) Para todas las instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2011 su valor será nulo.

b) Para las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011, su valor será uno.

Los valores unitarios de referencia anuales a aplicar en concepto de retribución por operación y mantenimiento a la instalación j, serán los recogidos en la orden ministerial a que se hace referencia en el Capítulo V.

La retribución por operación y mantenimiento de instalaciones singulares se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ROM_n^j = ROM_{base}^j \cdot IAOM_n \cdot FRROM_{n-2}^j;$$

ROM_{base}^{j}

es la retribución por operación y mantenimiento base de una instalación singular que se recoge en la orden de declaración de singularidad establecida en el artículo 19.

$IAOM_n$:

actualizador de los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento empleados en el cálculo de la retribución por operación y mantenimiento definido en el artículo 16.2. Para el cálculo de la retribución por operación y mantenimiento de una instalación singular este parámetro tomará como valor 1 el primer año en que devenga retribución dicha instalación singular.

$FRROM_{n-2}^{j}$;

Factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento señalado anteriormente.

Las instalaciones que cesen su operación de forma definitiva en el año n-2 percibirán el año n en concepto de operación y mantenimiento la parte proporcional al número de días

que hubieran estado en servicio dicho año dejando de percibir retribución a partir de ese momento.

Asimismo, las empresas que pongan en servicio instalaciones en el año n-2, percibirán en concepto de operación y mantenimiento el año n la parte proporcional al número de días que hubieran estado en servicio el año n-2.

Artículo 8. *Tasa de retribución financiera del activo de transporte con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico.*

1. La tasa de retribución financiera del activo de transporte con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico se calculará como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al de inicio del periodo regulatorio incrementada en un diferencial.

2. Antes del comienzo del siguiente período regulatorio podrá modificarse la tasa de retribución financiera de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

A tal efecto, antes del 1 de enero del último año del período regulatorio correspondiente, el Ministro de Industria, Energía y Turismo, elevará al Consejo de Ministros un anteproyecto de ley en el que se recogerá una propuesta del valor que tomará el diferencial señalado en el apartado anterior en el periodo regulatorio siguiente.

Para fijar este valor, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá recabar informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que deberá emitirse antes del 1 de julio del penúltimo año del periodo regulatorio correspondiente, así como contratar los servicios de una entidad especializada.

Asimismo, y antes del 1 de marzo del penúltimo año del periodo regulatorio correspondiente, los interesados podrán remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo de forma detallada y motivada una propuesta que deberá incluir una cuantificación numérica del resultado de la misma con los datos conocidos en ese momento, indicando qué información es estimada o supuesta y cuál se deriva de datos reales auditados de la empresa proponente o del sector.

3. De conformidad con lo previsto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, para la determinación de la propuesta del valor que tomará el diferencial se atenderá a los siguientes criterios:

a) Retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo considerando la situación financiera del sistema eléctrico y la situación cíclica de la economía española.

b) Coste de financiación de las empresas transportistas comparables eficientes y bien gestionadas de la Unión Europea.

c) Necesidades de inversión del siguiente periodo regulatorio de acuerdo a las estimaciones de evolución de la demanda

En ningún caso, la propuesta de variación de la tasa de retribución financiera empleada entre dos años consecutivos podrá ser superior en valor absoluto a 50 puntos básicos. En el caso de que resultara una variación superior, la propuesta de cambio del valor en la tasa de retribución se efectuará en el número de años que resulte necesario a fin de no superar dicho límite.

Artículo 9. *Extensión de la vida útil de las instalaciones de la red de transporte.*

1. Una vez finalizada la vida útil regulatoria de la instalación de transporte j, la retribución devengada por dicha instalación en concepto de retribución por inversión será nula.

2. La retribución por operación y mantenimiento de la instalación j el año n, ROM_n^j, será la que le corresponda de acuerdo a la formulación del artículo 7 multiplicada por un coeficiente de extensión de vida útil denominado μ_n^j. Este parámetro tomará los siguientes valores:

a) Durante los cinco primeros años en que se haya superado la vida útil regulatoria de la instalación

$$\mu_n^j = 1{,}15.$$

b) Cuando la instalación haya superado su vida útil regulatoria entre 6 y 10 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será:

$$\mu_n^j = 1{,}15 + 0{,}01 \cdot (x - 5);$$

donde:

x es el número de años que la instalación ha superado su vida útil regulatoria.

c) Cuando la instalación haya superado su vida útil regulatoria entre 11 y 15 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será:

$$\mu_n^j = 1{,}20 + 0{,}02 \cdot (x - 10);$$

donde:

x es el número de años que la instalación ha superado su vida útil regulatoria.

d) Cuando la instalación haya superado su vida útil regulatoria en más de 15 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será:

$$\mu_n^j = 1{,}30 + 0{,}03 \cdot (x - 15);$$

donde:

x es el número de años que la instalación ha superado su vida útil regulatoria.

El parámetro μ_n^j no podrá tomar un valor superior a 2.

Artículo 10. *Cálculo del valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema.*

1. El valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de los nuevos elementos puestos en servicio por la empresa i el año n-2, VI_n^i, se establecerá para las nuevas instalaciones puestas en servicio el año n-2 con carácter anual, junto con la retribución de cada empresa, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y se calculará como:

$$VI_n^i = \sum_{\forall j \text{ de la empresa } i \text{ puesta en servicio en } n-2} VI^j;$$

donde:

VI^j Es el valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j perteneciente a la empresa transportista i.

La propuesta de valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de cada instalación será remitida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia junto con el informe señalado en el artículo 6.

Una vez establecido el valor de inversión con derecho a retribución de la instalación j, este no podrá ser modificado durante toda la vida de la instalación.

2. El valor VI^j de inversión con derechos a retribución a cargo del sistema de la instalación j que ha obtenido autorización de explotación el año n-2 se calculará como:

$$VI^{j} = \left(\left(VI_{n-2}^{j,real} + \frac{1}{2}\cdot\left(VI_{n-2}^{j,valores\ unitarios} - VI_{n-2}^{j,real}\right)\right)\cdot\delta_{j} - AY^{j}\right)\cdot FRRI_{APS}^{j};$$

donde:

δ_j es un coeficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión de dicha instalación financiado y cedido por terceros.

AY^j valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido.

$VI_{n-2}^{j,real}$; valor auditado de inversión de la instalación j que ha obtenido la autorización de explotación el año n-2.

$VI_{n-2}^{j,valores\ unitarios}$ valor de la inversión de la instalación j que ha obtenido la autorización de explotación el año n-2 calculado empleando los valores unitarios de referencia señalados en el Capítulo V.

$FRRI_{n-2}^{j}$ Factor de retardo retributivo de la inversión de la instalación j que ha obtenido la autorización de explotación el año n-2. Este factor es derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la obtención de la autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por inversión. Este valor se calculará como:

$$FRRI_{n-2}^{j} = (1 + TRF_{APS})^{tr_j}$$

donde:

TRF_{APS} es la tasa de retribución financiera en vigor el año en que ha obtenido la autorización de explotación la instalación j.

tr_j es el tiempo de retardo retributivo de la instalación j expresado en años con una precisión de dos decimales que mide el tiempo transcurrido desde la obtención de la autorización de explotación de la instalación j hasta que comienza el devengo de retribución de la misma.

Este cálculo se realizará tanto si la diferencia $\left(VI_{n-2}^{j,valores\ unitarios} - VI_{n-2}^{j,real}\right)$ es positiva como si fuera negativa.

En caso de que se cumpla que $\left(\frac{VI_{n-2}^{j,valores\ unitarios} - VI_{n-2}^{j,real}}{VI_{n-2}^{j,real}}\right) < -0{,}1$, se deberá aportar una auditoría técnica que justifique que los costes incurridos son superiores a los valores unitarios de referencia por sus especiales características y/o problemáticas.

Asimismo, en ningún caso la cuantía a sumar al valor de inversión auditada, es decir, $\frac{1}{2} \cdot \left(VI_{n-2}^{j,valores\ unitarios} - VI_{n-2}^{j,real}\right)$, podrá ser superior al 12,5 por ciento de dicho valor auditado.

Para el cálculo de los valores de inversión reales, se descontarán aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución y aquellos tributos a los que se hace referencia en el artículo 16.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

3. Sin perjuicio de las limitaciones establecidas en el artículo 19.3, para la determinación del valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de aquellas inversiones que sean clasificadas como singulares, se aplicará el procedimiento señalado en el apartado 2 del presente artículo sustituyendo en la expresión anterior el valor de inversión calculado empleando los valores unitarios de referencia por el valor de inversión que figure en la solicitud de singularidad presentado por la empresa para su clasificación como singular a que se hace referencia en el artículo 19 del presente real decreto.

4. Aquellas instalaciones que deban ser construidas o financiadas por consumidores o productores de energía eléctrica y hayan sido o hubieran debido ser cedidas o financiadas de acuerdo a la normativa estatal a la red de transporte, sólo percibirán retribución en concepto de operación y mantenimiento, considerándose nulo su valor de inversión a efectos retributivos.

5. En la autorización administrativa de la instalación se especificarán los parámetros necesarios para el cálculo del valor de inversión y de operación y mantenimiento aplicando los valores unitarios de referencia señalados en el Capítulo V.

CAPÍTULO IV

Planes de inversión

Artículo 11. *Planes de inversión y autorización del volumen de inversión.*

1. El volumen anual de inversión de la red de transporte de energía eléctrica puesto en servicio el año n con derecho a retribución a cargo del sistema el año n+2 no podrá superar el 0,065 por ciento del producto interior bruto de España previsto por el Ministerio de Economía y Competitividad para el año n. Esta cuantía se denominará valor máximo del volumen anual de inversión sujeto a limitación de cantidad.

En el volumen anual de inversión sujeto a la limitación de cantidad señalada en el párrafo anterior del presente artículo no se computará el volumen de inversión motivado por interconexiones internacionales con países del mercado interior en los términos previstos en el apartado 11 del presente artículo, si bien estas actuaciones tendrán derecho a retribución en los términos previstos en el presente real decreto.

En el caso de que se produjeran hechos, causas económicas o técnicas imprevistos en el momento de aprobación de la planificación o de sus programas anuales, el valor máximo del volumen de inversión sujeto a limitación de cantidad podrá ser modificado al alza o a la baja por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. A estos efectos tendrán tal consideración:

a) Crecimientos anuales de la demanda durante más de tres años consecutivos superiores en un cien por cien al previsto en la planificación del sistema.

b) Crecimientos de la demanda durante más de dos años consecutivos inferiores en un 50 por ciento a los previstos en la planificación del sistema.

c) Crecimientos elevados en el precio del mercado imputables a restricciones ocasionadas por la red de transporte.

d) Crecimientos en el producto interior bruto durante más de dos años consecutivos superiores o inferiores en un cincuenta por ciento a los previstos por el Ministerio de Economía y Competitividad.

e) Refuerzos o nuevas instalaciones de la red de transporte nacional con el objetivo de aumentar la utilización de las interconexiones internacionales vinculadas a un aumento de la

capacidad de interconexión internacional no prevista en el momento de aprobación de la planificación de la red de transporte.

f) Nuevos suministros cuya alimentación por motivos técnicos únicamente pueda realizarse desde la red de transporte y ésta no pudiera realizarse bajo la planificación de la red de transporte vigente.

2. El valor del volumen anual de inversión previsto sujeto a limitación de cantidad con derecho a retribución a cargo del sistema el año n+2 derivado de las instalaciones que se prevé poner en servicio el año n recogido en el plan de inversión de la empresa transportista para dicho año n, no podrá superar el producto entre el volumen máximo sectorial recogido en el apartado anterior y el coeficiente resultante entre la división de la retribución aprobada para el año n-1 de la empresa i y la de la totalidad de las empresas titulares de instalaciones de transporte. Esta cuantía se denominará VPI^{i}_{n} .

Si se produjeran compras y ventas de activos entre empresas titulares de instalaciones de transporte en el año n, no se computarán dentro de las limitaciones al valor máximo del volumen de inversión sujeto a limitación de cantidad con derecho a retribución a cargo del sistema de la empresa i el año n las compras de activos de transporte pertenecientes a otra empresa k efectuados en dicho año n si éstos ya estaban siendo retribuidos por el sistema.

Asimismo, si se produce una compra de activos por parte de una empresa i a otra empresa k, en el año n-1, ésta se tendrá en cuenta a los efectos del valor máximo del volumen de inversión sujeto a limitación de cantidad con derecho a retribución a cargo del sistema de cada una de las empresas que habrán de tomar como límite en el plan de inversiones que ambas empresas presenten en el año posterior al de compra. Dicha compra también se deberá considerar en el procedimiento de control de ejecución de los planes de inversión finalmente ejecutados por ambas empresas en el año de la adquisición de activos.

3. El valor máximo del volumen de inversión sujeto a limitación de cantidad con derecho a retribución a cargo del sistema podrá superarse y ser retribuido con cargo al mismo en el caso de que en una sola de las actuaciones incluidas en el plan de inversión, la previsión del valor del activo objeto de retribución a cargo del sistema valorada según los criterios establecidos en el apartado 11 del presente artículo, por si misma suponga una cuantía superior al 25 por ciento del límite de inversión establecido para dicha empresa. En ningún caso se podrá superar este límite en más de un 50 por ciento. A los efectos del presente artículo se considerará como actuación individual cada una de las recogidas en la planificación vigente, no pudiendo aglutinarse varias de ellas en una sola con el fin de superar el umbral de inversión anual máximo establecido.

4. A los efectos de la determinación de su retribución, de conformidad con lo establecido en el artículo 34.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los titulares de redes de transporte de energía eléctrica, antes del 1 de mayo del año n-1 deberán solicitar a la Secretaría de Estado de Energía la aprobación de sus planes de inversión anuales correspondientes al año n y los plurianuales correspondientes al periodo de 3 años comprendido entre el año n y n+2. Estos planes de inversión deberán acompañarse de una solicitud a la Secretaría de Estado solicitando su aprobación y de una valoración del volumen de inversión previsto de acuerdo a la formulación recogida en el apartado 11 del presente artículo. A tal efecto, las empresas titulares de las redes de transporte de energía eléctrica remitirán junto con la solicitud señalada en el párrafo anterior los planes en formato electrónico, en los que figurarán al menos los datos de los proyectos claramente identificados con las actuaciones recogidas en la planificación, sus principales características técnicas, los parámetros necesarios para el cálculo de su retribución, los presupuestos y el calendario de ejecución. Estos planes de inversión también deberán ser remitidos a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Asimismo, las empresas titulares de redes de transporte deberán presentar a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla afectadas el plan de inversiones respecto de las actuaciones previstas en su territorio cuya autorización sea de su competencia.

En todo caso, las actuaciones incluidas en los planes de inversión anuales y plurianuales deberán:

a) Estar recogidas en la planificación de la red de transporte.

b) Tener una valoración económica individualizada.

c) Contar con una mención en el plan de inversiones que diga si se encuentran o no sujetas a limitación de cantidad señalada en el apartado 1 del presente artículo.

5. En el caso de que los planes de inversión incluyesen algún proyecto de instalación catalogada de singular, se deberá aportar además justificación técnica y económica de la necesidad de llevar a cabo ese proyecto.

6. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, remitirá a la Secretaría de Estado de Energía antes del 15 de julio del año n-1 un informe con un análisis para el conjunto del sector y para cada una de las empresas de los planes de inversión presentados. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su informe recogerá para cada una de las empresas y para el conjunto del sector una propuesta del volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema para el año n+2 que se deriva de los planes presentados por las empresas por las instalaciones que prevén poner en servicio el año n, así como del volumen máximo de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema.

En su caso, las comunidades autónomas o ciudades de Ceuta y Melilla correspondientes remitirán a la Secretaría de Estado antes del 15 de julio del año n-1 un informe sobre las instalaciones que discurran por su territorio y cuya autorización sea de su competencia contempladas en los planes de inversiones presentados.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia notificará de manera individualizada a cada una de las empresas el resultado del análisis de sus planes de inversión.

7. La Secretaría de Estado de Energía resolverá y notificará a las empresas afectadas antes del 1 de octubre del año n-1. La resolución de aprobación de dichos planes deberá contener la cuantía máxima del volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema a ejecutar el año n, ligado a la retribución que podrá ser reconocida a la empresa el año n+2.

En ningún caso, excepción hecha de los supuestos previstos en el artículo 11.3, se podrá realizar una aprobación de un plan de inversiones que supere el valor máximo del volumen máximo de inversión sujeto a limitación de cantidad con derecho a retribución a cargo del sistema de la empresa i.

8. Si la resolución recogida en el apartado anterior no hubiera sido aprobatoria o hubiera recogido observaciones o impuesto modificaciones en los planes propuestos, las empresas deberán remitir a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del 1 de noviembre de dicho año n-1 los planes de inversión definitivos ajustados al volumen recogido en la resolución de la Secretaría de Estado de Energía señalada en el apartado anterior. Esta remisión de los nuevos planes irá acompañada de una nueva solicitud de aprobación a la Secretaría de Estado de Energía, señalando motivadamente que se cumple con los requisitos exigidos y de una nueva valoración del volumen de inversión previsto en los términos recogidos en el presente artículo.

Asimismo, las empresas titulares de redes de transporte deberán presentar el plan de inversiones a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla afectadas respecto de las actuaciones previstas en su territorio cuya autorización sea de su competencia.

En su caso, las comunidades autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla correspondientes remitirán a la Secretaría de Estado antes del 15 de noviembre del año n-1 un informe sobre las instalaciones que discurran por su territorio y cuya autorización sea de su competencia contempladas en los planes de inversiones presentados.

Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá informe a la Secretaría de Estado de Energía sobre los planes de inversión en los mismos plazos.

9. Antes del 1 de diciembre de dicho año, la Secretaría de Estado de Energía resolverá sobre la nueva solicitud. Si la misma resultase de nuevo desfavorable, el valor máximo del volumen de inversión sujeto a limitación de cantidad a ejecutar el año n, ligado a la retribución que podrá ser reconocida a la empresa el año n+2 no podrá superar en ningún caso el 85 por ciento del valor máximo del volumen de inversión sujeto a limitación de cantidad que se deriva de la aplicación de los apartados uno y dos del presente artículo.

En ningún caso, excepción hecha de los supuestos previstos en el artículo 11.3, se podrá realizar una aprobación de un plan de inversiones que supere el valor máximo del volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la empresa i.

10. De no emitirse cualquiera de los informes recabados en los plazos señalados en los apartados anteriores, se podrán proseguir las actuaciones de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 83 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

11. La valoración del valor del volumen anual de inversión previsto sujeto a limitación de cantidad que se presentará en los planes de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema el año n+2 que la empresa i prevé poner en servicio el año n, VPI^{i}_{n} , se realizará de acuerdo a la siguiente formulación:

$$VPI^{i}_{n} = \left(\sum_{\forall j \text{ no sing de } i} VI^{j,valores\ unitarios}_{n} + \sum_{\forall j \text{ sing de } i} VI^{j,sing-proy}_{n} + \sum_{\forall j \text{ esp de } i} VI^{j,esp}_{n} - \sum_{\forall j \text{ de } i} CyF - AY^{i}_{n} - \sum_{\forall j \text{ de } i} IInt^{j}_{n} \right) \cdot FRRI^{i}_{n}$$

Dónde:

a) Para la evaluación del valor del volumen de inversión de las instalaciones no singulares, $\sum_{\forall j \text{ no sing de } i} VI^{j,valores\ unitarios}_{n}$, se emplearán los valores unitarios de referencia de inversión a que se hace referencia en el Capítulo V.

b) Para la evaluación del valor del volumen de inversión de las instalaciones singulares, $\sum_{\forall j \text{ sing de } i} VI^{j,sing-proy}_{n}$, se valorarán con las cantidades recogidas en el proyecto de ejecución.

c) Se descontarán del valor del volumen de inversión total las cesiones y las inversiones financiadas por terceros que se prevea percibir $\sum_{\forall j \text{ de } i} CyF$

d) Para las instalaciones que provengan de situaciones especiales recogidas en los artículos 17 y 18 se considerarán los valores de los volúmenes de inversión $\sum_{\forall j \text{ esp de } i} VI^{j,esp}_{n}$ y las fechas de obtención de la autorización de explotación contempladas en los artículos 17.4 y 18.3 respectivamente.

e) AY^{i}_{n} valor de las ayudas públicas percibidas por la empresa i. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido

f) $FRRI^{i}_{n}$ Factor de retardo retributivo de la inversión.–Este parámetro se calculará de acuerdo a la formulación recogida en el artículo 10 suponiendo un retardo en el devengo y cobro desde la obtención de la autorización de explotación de un año y medio.

g) $\sum_{\forall j \text{ de } i} IInt^{j}_{n}$; Es la suma del valor del volumen de inversión de las interconexiones internacionales j con países del mercado interior que la empresa i prevé poner en servicio el año n. Para el cálculo de este término asociado a cada una de las actuaciones de interconexión internacional con países del mercado interior, se deberán descontar:

– El valor del volumen de inversión financiado y cedido por terceros contemplado en el párrafo c) del presente apartado que sea debido a interconexiones internacionales con países del mercado interior.

– El valor del volumen de ayudas internacionales contemplado en el párrafo e) del presente apartado que sea debido a interconexiones internacionales con países del mercado interior.

A los efectos establecidos en el presente artículo tendrán consideración de inversión en interconexión internacional la propia línea de interconexión, la subestación a la que se conecte y, en su caso, la estación conversora.

Artículo 12. *Control de ejecución de los planes de inversión.*

1. Anualmente las empresas titulares de instalaciones de transporte presentarán ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, antes del 1 de junio del año n-1 un informe en el que se acredite el grado de cumplimiento del plan de inversión ejecutado el año n-2.

En dicho informe se deberán motivar las causas que hubieran provocado que aquellas instalaciones incluidas en los planes de inversión presentados en los años anteriores no se hayan puesto en servicio o en las que se esté incurriendo en retrasos significativos respecto a los plazos previstos así como el riesgo que esto supone para la seguridad de suministro y las incidencias que pudiera tener sobre otros agentes.

Asimismo, en dichos informes deberán constar aquellas actuaciones que no estando previstas en los planes de inversión se hubieran llevado a cabo previa autorización de la Secretaría de Estado de Energía, debiéndose motivar las razones por las que se ejecutaron dichas inversiones. En todo caso, estas inversiones deberán estar contempladas en la planificación de la red de transporte vigente en el momento de inicio de la tramitación, construcción y obtención de la autorización de explotación de la instalación.

Para la evaluación del valor del volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema finalmente ejecutado se empleará la formulación señalada en el artículo 10.

2. Con el fin de incentivar el cumplimiento de los planes de inversión, aquellas empresas que durante tres años consecutivos, desde el año n-4 al año n-2, tengan un valor del volumen de inversión sujeto a limitación de cantidad con derecho a retribución a cargo del sistema inferior en un 25 por ciento al aprobado para esos años por la Secretaría de Estado de Energía en los planes de inversión de dichas empresas, verán minorada en los tres años siguientes, del año n al n+2, la cuantía máxima que se establece como límite del valor máximo del volumen de inversión sujeto a limitación de cantidad con derecho a retribución a cargo del sistema a que hace referencia el artículo 11.2 en un 10 por ciento.

Lo dispuesto en los párrafos anteriores no será de aplicación si el motivo por el que se ha obtenido un menor valor del volumen de inversión sujeto a limitación de cantidad con derecho a retribución a cargo del sistema se debe a la percepción de un volumen de ayudas públicas o de instalaciones financiadas o cedidas por terceros superiores a los previstos o si es debido a que se han ejecutado las inversiones previstas a un valor de inversión real auditada inferior a la valoración realizada empleando valores unitarios de referencia

En el caso de que una empresa i superase el valor máximo del volumen de inversión sujeto a limitación de cantidad con derecho a retribución a cargo del sistema el año n establecido en la resolución de aprobación de los planes de inversión de la Secretaría de Estado de Energía señalada en los artículos 11.7 y 11.9 debido a los elementos puestos en servicio el año n-2 y no cumpliese los requisitos previstos en el artículo 11.3:

a) Si fuera en una cantidad superior al 5 por ciento e inferior al 15 por ciento y el año previo no se hubiera superado la cantidad aprobada para ese año, el valor máximo del volumen de inversión sujeto a limitación de cantidad que se establece como límite máximo de inversión a que se hace referencia en el artículo 11.2 se verá minorado en un 5 por ciento para el año n.

b) Si fuera en una cantidad superior al 5 por ciento e inferior al 15 por ciento durante dos o más años consecutivos, el valor máximo del volumen de inversión sujeto a limitación de cantidad a que hace referencia en el artículo 11.2 se verá minorado en la misma cantidad el año n.

c) Si se hubiera superado el valor del volumen aprobado en una cuantía igual o superior al 15 por ciento y menor al 25 por ciento, el devengo de todas las retribuciones de dicho exceso puesto en servicio el año n-2 se verá minorado en un 25 por ciento durante el año n.

Asimismo, el valor máximo del volumen de inversión sujeto a limitación de cantidad que establece como límite máximo de inversión sujeto a limitación de cantidad a que se hace referencia en el apartado 11.2 para el año n se verá minorado en 1,25 veces el exceso de volumen.

d) Si se superase el valor del volumen señalado en el párrafo anterior en una cantidad superior al 25 por ciento el devengo de todas las retribuciones de dicho exceso puesto en servicio el año n-2 se verá minorado en un 75 por ciento durante el año n. Asimismo, el valor máximo del volumen de inversión a que se hace referencia en el artículo 11.2 para el año n se verá minorado en 1,25 veces el exceso de volumen.

Artículo 13. *Adecuación del contenido de los planes de inversión con la planificación de la red de transporte.*

1. Con el fin de que la planificación de la red de transporte se adecúe a las limitaciones de cantidad previstas en el artículo 11, la cuantía máxima del valor del volumen de inversión recogido en planificación para cada uno de los años estará sujeto a los límites previstos en el señalado artículo 11, excepción hecha de los supuestos que en dicho artículo se prevén.

A tal efecto, el valor del volumen de inversión previsto en planificación sujeto a limitación de cantidad se calculará de acuerdo con la formulación recogida en el artículo 11.11 del presente real decreto.

El valor del volumen de inversión previsto en planificación sujeto a limitación de cantidad podrá alcanzar para algunos años hasta 1,2 veces el límite máximo anual establecido en el artículo 11 del presente real decreto para dicho año, siempre que para el conjunto total de años que abarque la planificación, el volumen total de inversión sujeto a limitación de cantidad no supere la suma de las limitaciones de cada uno de los años para los que se apruebe dicha planificación.

No obstante, el valor del volumen de inversión anual sujeto a limitación de cantidad con derecho a retribución a cargo del sistema incluido en el plan de inversiones no podrá superar los límites anuales previstos en el artículo 11.1 excepción hecha de los supuestos que en dicho artículo se prevén.

2. Los programas anuales contemplados en el capítulo II del título II del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, deberán en todo caso adecuar las fechas de autorización de explotación que figuren en la planificación en vigor a las más probables en función de la mejor información disponible y de los límites de inversión establecidos en aplicación del presente Capítulo III.

En el caso en que resultase necesario priorizar la ejecución de instalaciones para no superar el volumen máximo de inversión objeto de retribución previsto en el artículo 11.1, los titulares de la red de transporte, en la presentación de sus planes de inversión, deberán priorizar la ejecución de las actuaciones. Los criterios de priorización serán:

a) Seguridad de suministro.

b) Proyectos estratégicos para el conjunto del Estado.

c) Peticiones firmes de nuevos suministros y de apoyos a la red de distribución.

d) Actuaciones relacionadas con la evacuación de la generación. A su vez dentro de esta, la priorización responderá a los siguientes criterios:

1.º Minimización de costes para el conjunto del sistema vinculados a la construcción de dicha infraestructura de la red de transporte y a la producción de energía de las plantas de generación a las que la puesta en servicio de dicha instalación de transporte permita su funcionamiento.

2.º Fecha de obtención de la autorización de explotación prevista en la planificación.

3.º Grado de ejecución del proyecto de generación.

3. En el caso en que resultase necesario realizar una priorización para no superar el valor máximo del volumen de inversión anual sujeto a limitación de cantidad, ésta deberá ser advertida por el transportista en el documento de remisión de los planes de inversión a la Secretaría de Estado de Energía e informada por el operador del sistema. A tal efecto, la Secretaría de Estado de Energía remitirá copia de dichos planes de inversión presentados por las empresas transportistas al operador del sistema, con el fin de que éste informe sobre dicha priorización antes del 15 de junio del año n-1.

Artículo 14. *Contenido y formato detallado de los planes de inversión.*

La Secretaría de Estado de Energía, establecerá mediante resolución el contenido y formato en el que se deberán presentar los planes de inversión anuales y plurianuales de las empresas propietarias de instalaciones de transporte previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

CAPÍTULO V

Establecimiento de valores unitarios de referencia

Artículo 15. *Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento.*

1. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos y a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se establecerán los valores unitarios de referencia para las instalaciones de transporte peninsulares de acuerdo con los valores medios representativos del coste de las infraestructuras cuyo diseño técnico y condiciones operativas se adapten a los estándares utilizados en el sistema eléctrico peninsular. En dicha orden también se recogerán las vidas útiles regulatorias de las instalaciones de la red de transporte

2. Asimismo, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se establecerán los valores unitarios de referencia para aquellas instalaciones que tengan consideración de red de transporte en los sistemas no peninsulares, que podrán ser diferentes para cada uno de los subsistemas que se determinen a estos efectos por las especificidades derivadas de su ubicación territorial. En dicha orden también se recogerán las vidas útiles regulatorias de las instalaciones de la red de transporte.

Las particularidades de estos valores unitarios de referencia respecto a los peninsulares sólo atenderán a las especificidades derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado.

3. En todo caso, los valores unitarios de referencia se determinarán tomando como base la información regulatoria de costes que se establezca de acuerdo a lo previsto en el artículo 25. En ningún caso dichos valores unitarios de referencia incorporarán costes financieros, ni otros no vinculados directamente a la actividad de transporte de energía eléctrica.

Los valores unitarios de referencia serán únicos para todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas en el apartado 2.

Como consecuencia del carácter de monopolio natural de la actividad de transporte de energía eléctrica y con el fin de impulsar la eficiencia en su gestión, estos valores unitarios de referencia vendrán afectados por un factor que impulse la eficiencia e introduzca competencia referencial. En el cálculo de dicho factor deberán considerarse la evolución de los costes unitarios y los aumentos de eficiencia de las empresas transportistas eficientes y bien gestionadas del entorno europeo.

4. Los valores unitarios de referencia y sus parámetros de actualización recogidos en el presente capítulo podrán ser revisados antes del inicio de cada periodo regulatorio por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Si no se llevara a cabo esta revisión se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente.

Artículo 16. *Procedimiento de actualización de los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento.*

(Suprimido)

CAPÍTULO VI

Situaciones especiales

Artículo 17. *Incorporación de instalaciones existentes a la red de transporte.*

1. Las infraestructuras de evacuación, las de consumo y las líneas directas cuyo trazado discurriera de manera paralela en toda su longitud o en alguno de los tramos a otras instalaciones incluidas en la planificación de la red de transporte podrán ser incorporadas a la red de transporte siempre que:

a) Conlleve un beneficio económico para el sistema eléctrico.
b) La instalación susceptible de ser incorporada a la red de transporte ya estuviera en servicio antes de la incorporación a la planificación de la red de transporte de una línea que resultase paralela en su totalidad o en alguno de sus tramos.

Asimismo, podrán ser susceptibles de ser incorporadas a la red de transporte las subestaciones de generación o consumo si se cumplen los supuestos anteriores.
2. Para su incorporación a la red de transporte, el transportista deberá presentar la solicitud a la Dirección General de Política Energética y Minas acompañada de:

a) Acuerdo entre ambas partes para el inicio de la transmisión de dicha titularidad de dicha instalación.
b) Autorizaciones administrativas de la instalación a transferir.
c) Auditoría de la instalación que recoja los costes de inversión en que se incurrió y los costes proporcionales al tramo de la instalación que se desea incorporar a la red de transporte.
d) Años transcurridos desde la obtención de la autorización de explotación.
e) Costes de adecuación si estos fueran necesarios.
f) Ahorro de inversión y de retribución anual para el sistema respecto a la construcción de la instalación prevista en la planificación considerando exclusivamente los costes de retribución de la red de transporte.

3. La incorporación a la red de transporte será aprobada por resolución del Director General de Política Energética y Minas previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia, en el plazo máximo de tres meses. El informe de la mencionada Comisión deberá recoger:

a) Una propuesta de vida útil residual de la instalación.
b) Una propuesta de valor de inversión a reconocer por la instalación integrada en la red de transporte, que en ningún caso superará el valor neto de inversión resultante de calcular el valor bruto de inversión empleando los valores unitarios de referencia a que hace referencia en el Capítulo V y descontando la amortización lineal acumulada del activo de la instalación integrada..
c) Un análisis coste-beneficio de la propuesta presentada por el transportista de incorporación de una infraestructura de evacuación, de generación o infraestructuras particulares de consumidores a la red de transporte incluyendo los costes de adecuación necesarios. El análisis deberá incluir una valoración de los costes evitados al sistema.

4. El valor recogido en la resolución señalada en el apartado anterior será considerado el valor de la inversión VIj a reconocer por el sistema.
La fecha de transmisión de la titularidad de la instalación será la equivalente a los efectos retributivos a la de la obtención de autorización de explotación, por lo que dicha infraestructura comenzará a devengar la correspondiente retribución el 1 de enero del año n +2 siendo n el año de integración en la red de transporte. Esta fecha deberá ser comunicada a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
5. Si las infraestructuras antes señaladas tuvieran o hubieran tenido la obligación de ser cedidas al titular de la red de transporte, el valor de inversión las instalaciones susceptibles de retribución a cargo del sistema será nulo.
6. Conforme a lo establecido en el artículo 4.4 de la Ley 24/2013, de 27 de diciembre, mediante Acuerdo de Consejo de Ministros, se podrán incorporar a la planificación de la red

de transporte de energía eléctrica instalaciones incluidas en el anexo de carácter no vinculante al que se hace referencia en el artículo 4.4 de la referida Ley 24/2013, de 26 de diciembre, siempre que sean financiadas y cedidas por terceros. El promotor deberá asumir los costes de inversión tanto de la actuación concreta como de todas aquellas instalaciones y refuerzos necesarios para cumplir con la normativa sectorial.

En todo caso, el Acuerdo de Consejo de Ministros recogerá expresamente que la ejecución de las actuaciones estará condicionada a financiación y cesión de un tercero de éstas. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el apartado anterior, el valor de inversión de las instalaciones susceptibles de retribución a cargo del sistema será nulo.

Artículo 18. *Red a considerar en el otorgamiento de los permisos de acceso y conexión y adelanto de inversiones.*

1. El transportista sólo podrá otorgar permisos de conexión sobre la red de transporte existente y en servicio o bien sobre la red de transporte planificada. En ningún caso se podrán otorgar puntos de conexión tanto definitivos como provisionales sobre desarrollos de red teóricos no aprobados en la planificación de la red de transporte. De igual modo el gestor de la red de transporte sólo podrá otorgar permisos de acceso sobre la red de transporte existente y en servicio o bien sobre la red de transporte planificada.

2. Los consumidores o productores de energía eléctrica que por motivos sobrevenidos deseasen una fecha de puesta en servicio más temprana que la señalada en el instrumento de planificación o en su caso en el plan de inversiones aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas, podrán adelantar la construcción de dicha instalación debiendo hacerse cargo de la retribución de la instalación durante el periodo correspondiente derivado de la anticipación de la puesta en servicio. Esta retribución en ningún caso será superior a la que le corresponda por aplicación de la metodología recogida en el presente real decreto.

Dichas actuaciones deberán ser aprobadas mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el plazo máximo de tres meses. La instalación puesta en servicio deberá ajustarse a los parámetros recogidos en la planificación de la red de transporte y en ningún caso, podrá percibir una retribución con cargo al sistema en una fecha anterior a la prevista para su puesta en servicio en el instrumento de planificación de la red de transporte, ni tendrá derecho al reconocimiento del valor de inversión superior al resultante de la aplicación del contenido del artículo 7.

3. La fecha de obtención de la autorización de explotación que figurase en la planificación de la red de transporte, o en el programa anual si ésta se hubiera modificado, será la equivalente a efectos retributivos a la de obtención de la autorización de explotación, por lo que dicha instalación comenzará a devengar retribución con cargo al sistema el 1 de enero del año n+2 siendo n el año de obtención de la autorización de explotación previsto en los documentos antes señalados.

El valor de inversión a reconocer será el resultante de restar la amortización acumulada a la valoración de la instalación realizada con los valores unitarios a que se hace referencia en el Capítulo V.

Asimismo, la vida útil residual de esta instalación será la diferencia entre la que corresponda a una instalación de esas características y los años transcurridos desde su fecha de obtención de la autorización de explotación hasta la fecha de puesta en servicio que figurase en la planificación

Artículo 19. *Inversiones singulares.*

1. Se entenderá por inversiones singulares aquellas que se lleven a cabo en infraestructuras de transporte cuyas características de diseño, configuración, condiciones operativas o técnicas constructivas no estén recogidas en la orden que fije los valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento a los que hace referencia el Capítulo V.

A estos efectos, tendrán la consideración de inversiones singulares en todo caso, los tendidos submarinos, los tendidos desarrollados en corriente continua y las estaciones conversoras de corriente alterna a corriente continua.

En ningún caso se considerarán inversiones singulares aquellas cuyo coste sea superior al que resulta de aplicar los valores unitarios de referencia debido a que los trazados por los que discurran o las ubicaciones de las mismas supongan un coste superior al de referencia o aquellas cuyo sobrecoste venga motivado por sentencias judiciales o por aplicación de normativa no uniforme en todo el territorio nacional.

Tampoco tendrán carácter singular aquellas instalaciones cuyos costes hayan sido considerados en el cálculo de los valores unitarios de referencia de inversión o de operación y mantenimiento.

2. El carácter de singular de una inversión deberá ser solicitado por la empresa transportista a la Dirección General de Política Energética y Minas y resuelto por ésta previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y con carácter previo a la solicitud de autorización administrativa.

A estos efectos el transportista deberá detallar y justificar la singularidad de la inversión, aportando al mismo tiempo una estimación, del valor de inversión con derecho a retribución por parte del sistema y de los costes de operación y mantenimiento para la infraestructura en cuestión.

Con carácter general la vida útil regulatoria de las instalaciones singulares tomará un valor de 40 años salvo que en la resolución por la que se reconoce a una instalación su carácter singular se disponga otro valor.

Cuando hubiera transcurrido un periodo superior a un año desde que se otorgó el carácter singular a la instalación y se hubieran producido circunstancias o hechos que alterasen las condiciones bajo las cuales se dictó la resolución de singularidad, el transportista podrá solicitar la modificación de los parámetros de dicha resolución siempre que no se hubiera dictado aun autorización administrativa de la instalación.

A tal efecto la empresa transportista remitirá solicitud motivada aportando en su caso una nueva estimación del valor de inversión con derecho a cargo del sistema y de los costes de operación y mantenimiento para la infraestructura a la Dirección General de Política Energética y Minas, la cual resolverá previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y con carácter previo a la obtención de autorización administrativa. Si la Dirección General de Política Energética y Minas no hubiera resuelto antes de la obtención de la autorización administrativa, la solicitud se entenderá desestimada.

3. Se define como retribución por operación y mantenimiento base de una instalación singular a la retribución por operación y mantenimiento de una instalación singular el primer año que la misma devenga retribución sin considerar ningún tipo de coste financiero asociado al retardo que se produce en el cobro de la misma.

Una vez puesta en servicio la instalación, la retribución por operación y mantenimiento base y el valor de inversión con derecho a retribución por parte del sistema de cada instalación singular, calculado de acuerdo al artículo 10, serán aprobados mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

En ningún caso la cuantía de la retribución por operación y mantenimiento base podrá superar el 25 por ciento de la estimación de retribución de operación y mantenimiento presentada en la solicitud de singularidad. Asimismo, el valor de inversión con derecho a retribución por parte del sistema en ningún caso podrá superar el 25 por ciento del valor de inversión con derecho a retribución por parte del sistema estimado presentado en la mencionada solicitud. Estos valores máximos así como la vida útil regulatoria de la instalación deberán constar en la resolución a que se hace referencia en el apartado 2 del presente artículo.

CAPÍTULO VII

Incentivo a la disponibilidad

Artículo 20. *Establecimiento de incentivo de disponibilidad de la red de transporte.*

1. Se establece un incentivo a la disponibilidad de la red de transporte que se aplicará a cada una de las empresas titulares de instalaciones de transporte.

2. El incentivo a la disponibilidad ID_n^i repercutido a la empresa transportista i el año n, estará asociado al grado de disponibilidad ofrecido por sus instalaciones de transporte el año n-2.

Artículo 21. *Intensidad del incentivo.*

1. El incentivo a la disponibilidad que podrá percibir la empresa i el año n podrá oscilar entre el +2,5 por ciento y el -3,5 por ciento de su retribución por operación y mantenimiento de dicho año.

2. La cuantía máxima que podrá tomar el incentivo a la disponibilidad obtenida por la empresa i el año n se denominará $\mathrm{CMAx}_{\mathrm{i,\ n}}$ y a la cuantía máxima que podrá tomar la penalización vinculada a la disponibilidad obtenida por la empresa j el año n si incumple los valores objetivos será $\mathrm{CMin}_{\mathrm{i\ n}}$.

Artículo 22. *Definiciones a efectos del incentivo a la disponibilidad de la red de transporte.*

A los efectos del incentivo a la disponibilidad de la red de transporte se realizan las siguientes definiciones:

a) F: Familia de instalaciones. Son las instalaciones de transporte de energía eléctrica que por su función y por sus características técnicas tienen tasas de fallos similares y un tratamiento homogéneo a los efectos del incentivo de disponibilidad. Las familias serán las establecidas en el anexo del presente real decreto.

b) t_j Tiempo de indisponibilidad de una instalación. Es el número de horas que la instalación de transporte de energía eléctrica j no está disponible para su correcto funcionamiento durante el año n-2.

c) II_j^{n-2} Índice de indisponibilidad anual de una instalación j el año n-2. Es el cociente entre el número de horas tj que una instalación está indisponible y el número de horas del periodo en estudio Tj expresado en tanto por ciento:

$$II_j^{n-2} = \frac{t_j}{T_j} \cdot 100$$

donde:

T_j El número de horas del periodo en que es analizada la disponibilidad de la instalación j. A los efectos del cálculo del presente incentivo, este periodo será un año, salvo que la instalación haya obtenido autorización de explotación a lo largo de ese año, en cuyo caso será el número de horas que dicha instalación j ha estado en servicio.

d) ID_j^{n-2} Índice de Disponibilidad de una instalación j el año n-2., Expresa por el porcentaje del tiempo total que dicha instalación ha estado disponible para el servicio a lo largo del año n, siendo por tanto el complemento a 100 del índice de indisponibilidad:

$$ID_j^{n-2} = 100 - II_j^{n-2}$$

IIF_{n-2}^{i}

e) Índice de indisponibilidad de una familia de instalaciones F de la empresa i el año n-2, Expresa la indisponibilidad durante el año n de las instalaciones transporte j de la empresa i que se incluyen en la familia F y se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IIF_{n-2}^{i} = \frac{\sum_{\forall j\ de\ i\ que \in F} t_j \cdot PN_j}{\sum_{\forall j\ de\ i\ que \in F} T_j \cdot PN_j}$$

Donde PNj es la potencia nominal de la instalación j perteneciente a la empresa i.

IDF_{n-2}^{i}

f) Índice de disponibilidad de una familia de instalaciones F de la empresa i el año n-2. Expresa la disponibilidad durante el año n-2 las instalaciones j transporte de la empresa i que se incluyen en la familia F y se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IDF_{n-2}^{i} = 100 - IIF_{n-2}^{i}$$

Artículo 23. *Índice ponderado de disponibilidad global de una empresa.*

Sin perjuicio de lo establecido en el capítulo IV del título II del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y a los efectos del cálculo del incentivo de disponibilidad el presente real decreto se define como índice de disponibilidad ponderado de la red de transporte propiedad de la empresa i el año n-2 a la siguiente expresión:

$$D_{n-2}^{i} = \sum_{\forall F} IDF_{n-2}^{i} \cdot k_{F,\ n-2}\ ;$$

donde:

$k_{F,\ n-2}$

es al índice que pondera el peso de cada una de las familias el año n-2 en el cálculo de la disponibilidad total de la red de una empresa. Este índice se calculará en función del número de unidades físicas y del coste de la operación y mantenimiento. Se hará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$k_{F,\ n-2} = \frac{\sum_{\forall j\ de\ i\ que\ e\ F} VOM_{F,\ j} \cdot UF_j}{\sum_{\forall j\ de\ i} VOM_j \cdot UF_j}$$

Donde:

$\mathrm{VOM_j}$

es el valor medio de los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento del año n-2 para las instalaciones de la familia F.

UF_j

unidades físicas de la instalación j.

Artículo 24. *Formulación del incentivo de disponibilidad.*

El incentivo de disponibilidad que la empresa i percibirá el año n asociado a la disponibilidad de su red de transporte el año n-2 se denomina $ID_{i,\ n}$ y se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\left(D_{n-2}^{i} - D_{n-2}^{min-i}\right) > 0 \Rightarrow ID_{i,\ n} = CMAx_{i,\ n} \cdot \frac{\left(D_{n-2}^{i} - D_{n-2}^{min-i}\right)}{\left(D_{objetivo-periodo} - D_{n-2}^{min-i}\right)}$$

Si

$$\left(D_{n-2}^{i} - D_{n-2}^{min-i}\right) < 0 \vdash ID_{i,\ n} = CMin_{i,\ n} \cdot \frac{\left(D_{n-2}^{i} - D_{n-2}^{min-i}\right)}{\left(D_{objetivo-periodo} - D_{n-2}^{min-i}\right)}$$

Si

Donde

$CMAx_{i,\ n}, CMin_{i,\ n}$ y $D_{i,\ n-2}$ son los términos definidos en los artículos anteriores.

D_{n-2}^{min-i} Es el índice ponderado disponibilidad global mínimo exigido a la empresa i el año n-2 para no ser penalizada. Este valor se calculará como el valor medio del índice ponderado disponibilidad global de la empresa i de los 3 años previos al n-2 menos 0.5.

$D_{objetivo_periodo}$ Es el valor del índice ponderado de disponibilidad establecido como objetivo para el periodo regulatorio. Este parámetro se encuentra entre los señalados en el artículo 3.3 y por tanto su valor podrá ser modificado al inicio de cada periodo regulatorio mediante orden ministerial. Si no se llevara a cabo esta revisión se entenderá prorrogado su valor para todo el periodo regulatorio siguiente.

En ningún caso el denominador $\left(D_{objetivo-periodo} - D_{n-2}^{min-i}\right)$ podrá tomar valores inferiores a 0.1

CAPÍTULO VIII

Información y auditoría

Artículo 25. *Obligaciones de información.*

1. Los titulares de instalaciones de transporte deberán:

a) Para la inclusión de nuevas instalaciones de transporte en el régimen retributivo, remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe sometido a auditoría externa con la siguiente información para todas las instalaciones puestas en servicio el año n-2, y para aquellas cuya capacidad hubiera sido ampliada, se requerirá:

1.º Autorización administrativa previa, autorización de construcción y autorización de explotación.

En el caso de instalaciones de transporte secundario, el informe favorable a que se hacía referencia el artículo 36.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre o el informe favorable a que se hace referencia en el artículo 35.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2.º Valor de inversión real realizada, debidamente auditada, desglosada por conceptos de coste y detallando las características técnicas relevantes para el cálculo de la retribución.

3.º Declaración expresa de ayudas y aportaciones de fondos públicos o medidas de efecto equivalente.

4.º Declaración de instalaciones cedidas y financiadas total o parcialmente por terceros.

b) Comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aquellas instalaciones que sean objeto de transmisión de titularidad o causen baja, a efectos de su consideración en el régimen retributivo.

c) Llevar una contabilidad individualizada para todas aquellas instalaciones que sean objeto de reconocimiento expreso de retribución.

d) Remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia antes del 1 de mayo de cada ejercicio el inventario de instalaciones auditado a fecha 31 de diciembre del año n-2 en formato electrónico de hoja de cálculo debidamente actualizado con altas, bajas y previsiones de las instalaciones que vayan a entrar en servicio en ese año. Este inventario actualizado deberá contener, todos los parámetros técnicos y económicos necesarios para el cálculo de la retribución individualizada de cada una de las instalaciones que se encuentren en servicio señalando si son nuevas, si han sufrido modificaciones respecto al inventario facilitado el año anterior o si no han sufrido modificación alguna. Asimismo se remitirá otro fichero electrónico en el que deberá constar qué instalaciones han causado baja respecto al inventario electrónico remitido el año anterior.

2. Las empresas titulares de instalaciones de transporte estarán obligadas a aportar información en las condiciones que se determine con la finalidad de establecer los parámetros que se definen en este real decreto y permitir la adecuada supervisión y control de su actividad por parte de las autoridades.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia dictará las circulares pertinentes para el desarrollo de la información regulatoria de costes y para la obtención de toda aquella información relativa a instalaciones de transporte que resulte necesaria para el cálculo de la retribución. Dichas circulares deberán publicarse en el «Boletín Oficial del Estado».

La Dirección General de Política Energética y Minas tendrá acceso a los registros, bases de datos y aplicaciones que obren en poder de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que contengan la información necesaria para la determinación de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte y a toda aquella información financiera, económica y contable que se disponga de estas empresas.

A estos efectos, se realizarán los desarrollos informáticos oportunos con el fin de facilitar el acceso electrónico a que se refiere en el apartado anterior, de forma que se puedan realizar consultas sobre informaciones contenidas en las bases de datos, aplicaciones y registros en poder de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia. Todo ello se deberá realizar en condiciones que mantengan la seguridad, confidencialidad e integridad de la información.

4. Con carácter general, la información requerida que tenga efectos en el cálculo de la retribución estará sujeta a auditoría.

En aquellas peticiones de información en que se estime que dicha auditoría no resulta necesaria deberá hacerse constar expresamente y motivadamente en el requerimiento de información, todo ello sin perjuicio de posteriores inspecciones o de una auditoría ulterior si se considerase oportuna.

En todo caso, la información referente a las inversiones puestas en servicio el año n-2 estará sujeta a una auditoría.

Artículo 26. *Auditoría.*

1. Con el fin de que toda la información aportada sobre la inversión realizada presente un carácter homogéneo, el Director General de Política Energética y Minas establecerá mediante resolución antes del 1 de febrero de cada año los criterios que deberán seguirse

para elaborar el informe de auditoría externa a que se hace referencia en el artículo 25.1 y toda aquella información auditada que resulte necesaria para el cálculo de la retribución.

A estos efectos la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá una propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas antes del 15 de enero de cada año.

2. El pago de los servicios de la empresa auditora será sufragado por cada una de las empresas auditadas.

CAPÍTULO IX

Pagos por estudios de acceso y conexión

Artículo 27. *Pagos por estudios de acceso y conexión a la red de transporte.*

A los efectos de este real decreto se entenderá por:

a) Pagos por estudios de acceso a la red de transporte: la contraprestación económica que percibe el gestor de la red transporte para resarcirse de los costes en que incurre por la realización de los estudios de acceso de las empresas generadoras que solicitan conectarse a la red de transporte que se encuentre bajo su gestión.

b) Pagos por estudios de conexión a la red de transporte: la contraprestación económica que percibe la empresa titular de la red transporte para resarcirse de los costes en que incurre por la realización de los estudios de conexión de las empresas generadoras que solicitan conectarse a su red.

Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se establecerá el régimen económico de los pagos por estudios de acceso y conexión a la red de transporte mediante la aplicación de un baremo por nivel de tensión y estudio.

CAPÍTULO X

Régimen sancionador

Artículo 28. *Régimen sancionador.*

El incumplimiento de lo establecido en el presente real decreto será sancionado de acuerdo con lo dispuesto en el título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Disposición adicional primera. *Propuestas a remitir por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y Competencia remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo antes del 1 de abril de 2014 propuestas sobre:

a) El contenido mínimo y el formato en que deberán presentarse los planes de inversión anual y plurianual a que se hace referencia en el artículo 14.

b) Instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de transporte, por elemento de inmovilizado, parámetros de actualización de los valores unitarios referencia de inversión y de operación y mantenimiento, así como la vida útil regulatoria para aquellos activos que por sus especificidades requieran un periodo distinto al de 40 años previsto en el artículo 7.

2. Antes del 1 de noviembre de 2014 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas una propuesta de los pagos por estudios de acceso y conexión a la red de transporte, de acuerdo a lo establecido en el artículo 27.

Disposición adicional segunda. *Particularidades del primer periodo regulatorio.*

1. En el primer periodo regulatorio la tasa de retribución financiera señalada en artículo 17 del presente real decreto será la establecida en la disposición adicional décima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. No obstante lo dispuesto en el artículo 6.2 y con independencia de la fecha de inicio, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional décima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el primer periodo regulatorio finalizará el 31 de diciembre de 2019.

3. El límite de inversión previsto en el artículo 11 será de aplicación al plan de inversión del año n+2, siendo n el año de entrada en vigor del presente real decreto.

No obstante lo anterior, hasta la aprobación de los valores unitarios a que se hace referencia en el Capítulo V, para el cálculo de límite VPI_n^i señalado en el artículo 11, se tomarán los valores de inversión estimados por cada una de las empresas.

Asimismo, para el control de los planes de inversión previstos en el artículo 12 durante los años en que fuera de aplicación para el cálculo de la retribución el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se tomará como volumen de inversión realmente ejecutado con derecho a retribución a cargo del sistema el que resulte de la aplicación de dicha norma.

4. El valor de la disponibilidad objetivo a que se hace referencia en el artículo 23 denominada, $D_{objetivo_periodo}$ tomará un valor de 98.5 para el primer periodo regulatorio.

Disposición transitoria primera. *Metodología de retribución hasta el inicio del primer periodo regulatorio.*

1. Se considerará año de inicio del primer periodo regulatorio el siguiente al que se produzca la aprobación de las ordenes señaladas en los apartados 1 y 2 del artículo 15 del presente real decreto.

2. De acuerdo a lo establecido en el Real Decreto-ley 9/ 2013, de 12 de julio, la retribución a percibir desde el 1 de enero del año 2014 hasta que se inicie el primer periodo regulatorio al amparo del presente real decreto, se calculará de acuerdo a la metodología recogida en el anexo IV del mencionado real decreto-ley.

3. El incentivo de disponibilidad regulado en el capítulo VII del presente real decreto será de aplicación en la retribución a percibir a partir del año de inicio del primer periodo regulatorio. Hasta dicha fecha será de aplicación la metodología recogida en la Orden por la que se establecen las retribuciones del segundo periodo de 2013 para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y se establecen otras medidas en relación con la retribución de las actividades de transporte y distribución de años anteriores.

Disposición transitoria segunda. *Cálculo del valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema asociado a determinadas instalaciones.*

1. Las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1 de enero de 1998 y que a fecha 31 de diciembre del año n-2, siendo n el año de inicio del primer periodo regulatorio, aún continúen en servicio se considerarán como una única instalación j, de valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema por el hecho de estar en servicio el año n-2 $VI^{j,pre-1998}$ y de vida residual promedio reconocida $VR^{j,pre-1998}$ a 31 de diciembre del año n-2.

El valor $VI^{j,pre-1998}$ se calculará de acuerdo a la siguiente formulación:

$$VI^{j,\,pre-1998} = \frac{RI^{i}_{n-1} \cdot VU^{i}_{pre-1998}}{1 + (VR^{j,\,pre-1998}_{n-1} \cdot TRF_{n-1})}$$

; donde:

$VI^{j,pre-1998}$ Valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de todas las instalaciones de la empresa i puestas en servicio con anterioridad a 1 de enero de 1998 y que aún se encuentran en servicio a 31 de diciembre del año n-2.

$RI^{i}_{n-1\ pre-1998}$ Retribución a la inversión reconocida a la empresa transportista i el año anterior al de inicio del primer periodo regulatorio. Este valor será el recogido en el expediente de la orden en la que se hubiera establecido la retribución del año anterior al de inicio del primer periodo regulatorio resultante de la aplicación para las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1998 del contenido del anexo IV del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

$VU^{i}_{pre-1998}$ Vida útil regulatoria de las instalaciones puestas en servicio antes del año 1998 de la empresa transportista i. Este parámetro tomará un valor de 40 años.

TRF_{n-1} es la tasa de retribución financiera aplicada el año n-1 para el cálculo de la retribución de las instalaciones de transporte de energía eléctrica.

$VR^{j,\ pre-1998}_{n-1}$; vida residual promedio a 31 de diciembre del año n-3 correspondiente a las instalaciones de la empresa transportista i puestas en servicio antes de 1998 y que aún se encuentran en servicio el año n-3, siendo n el año de inicio del primer periodo regulatorio. Esta expresión se calculará como:

$VR^{j,\ pre-1998}_{n-1}$ = $VR^{j,\ pre-1998}$ +1 ; donde: +1 ; donde:

$VR^{j,pre-1998}$ Es la vida residual promedio reconocida a 31 de diciembre del año n-2 de las instalaciones de la empresa i puestas en servicio con anterioridad a 1998 y que aún se encuentran en servicio en el año n-2, siendo n el año de inicio del primer periodo regulatorio. Este valor se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$VR^{j,\ pre-1998} = VR^{j,\ pre-1998}_{OM_2^{a}_Periodo} - (Año^{n-2} - 2011) + \Delta VR^{i}_{n-2\ pre-1998}$$

; donde:

$VR^{j,\ pre-1998}_{OM_2^{a}_Periodo}$; vida residual de las instalaciones puestas en servicio antes de 1 de enero de 1998 de la empresa transportista i utilizada en el cálculo de la retribución del año 2013 empleada en la Orden IET/2442/2013, de 26 de diciembre, por la que se establecen las retribuciones del segundo periodo de 2013 para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y se establecen otras medidas en relación con la retribución de las actividades de transporte y distribución de años anteriores, que recoge la vida residual promedio a 31 de diciembre de 2011 de las instalaciones de la empresa i puestas en servicio con anterioridad a 1998 y que aún se encuentran en servicio en el año 2011.

$Año^{n-2}$; valor en el calendario del año n-2, siendo n el año de inicio del primer periodo regulatorio.

$\Delta VR^{i}_{n-2\ pre-1998}$: Incremento de la vida residual de las instalaciones puestas en servicio antes de 1 de enero de 1998 por renovación y mejora calculado de acuerdo a la disposición transitoria tercera del presente real decreto.

Para el cálculo del valor neto de inversión de las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1 de enero de 1998 y que a fecha 31 de diciembre del año n-2 continúen en

servicio se aplicará la formulación prevista en el artículo 7.2 con la particularidad de que k tomará el valor que se expresa a continuación:

k = $VU^{i} - VR^{j,pre-1998} + 2$; donde:
VU^{i} y $VR^{j,pre-1998}$ los términos ya señalados.

2. El valor del activo con derecho a retribución a cargo del sistema de cada una de las instalaciones j no catalogadas de singulares puestas en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de dos años antes del inicio del primer periodo regulatorio y que a dicha fecha continúen en servicio denominado, $VI_{1998\to n-2}^{j,no\ sing}$ se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$VI_{1998\to n-2}^{j,no\ sing} = \left(VI_{1998\to n-2}^{j,valores\ unitarios} \cdot \delta_j - AY^j\right) \cdot FRRI_{1998\to n-2}^{j}$$

; donde:

$VI_{1998\to n-2}^{j,valores\ unitarios}$ Es el valor de la inversión de la instalación no singular j que obtuvo autorización de explotación entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de dos años antes del inicio del primer periodo regulatorio y que a dicha fecha continúa en servicio calculado empleando los valores unitarios de referencia señalados en el Capítulo V actualizados a fecha 31 de diciembre de dos años antes del de inicio del primer periodo regulatorio.

δ_j es un coeficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión de dicha instalación financiado y cedido por terceros.

AY^j valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido.

$FRRI_{1998\to n-2}^{j}$; Factor de retardo a de retribución a la inversión de instalación j que obtuvo autorización de explotación entre el año 1998 y el año n-2. Este factor es derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la puesta en servicio de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por inversión. Este valor se calculará como:

$$FRRI_{1998\to n-2}^{j} = \left(1 + TRF_{primer_per}\right)^{tr_j}$$

; donde:

TRF_{primer_per} es la tasa de retribución financiera empleada en el primer año del primer periodo regulatorio.

tr_j es el tiempo de retardo retributivo de la instalación j expresado en años. Este parámetro tomará un valor de 0,5 años para las instalaciones que han obtenido autorización de explotación antes del 1 de enero del año 2011 y de 1,5 años para las que han obtenido autorización de explotación desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre dos años antes del de inicio del primer periodo regulatorio.

La vida útil regulatoria de la instalación j será aquella que establezca la orden que fije los valores unitarios de referencia aplicable en el primer periodo regulatorio para una instalación de igual tipología.

3. El valor del activo con derecho a retribución a cargo del sistema de cada una de las instalaciones j catalogadas de singulares que han obtenido autorización de explotación entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de dos años antes del inicio del primer periodo regulatorio y que a dicha fecha continúen en servicio, $VI^{j,sing}_{1998\rightarrow n-2}$ se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$VI^{j,sing}_{1998\rightarrow n-2} = \left(VI^{j,\ auditado}_{1998\rightarrow n-2} \cdot \delta_j \quad - AY^j\right) \cdot FRRI^{j}_{1998\rightarrow n-2}$$

; donde:

$VI^{j,\ auditado}_{1998\rightarrow n-2}$ Es el valor auditado de la inversión de la instalación singular j que ha obtenido autorización de explotación entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de dos años antes del inicio del primer periodo regulatorio y que a dicha fecha continúa en servicio. Se tomará como valor de inversión el valor auditado de la inversión, siempre que este no supere el 25 por ciento del valor de inversión estimado presentado en la solicitud de singularidad. A estos efectos se considerará como valor de inversión estimado el presentado en la solicitud señalada en la disposición transitoria cuarta.

δ_j es un coeficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión de dicha instalación financiado y cedido por terceros.

AY^j valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido.

$FRRI^{j}_{1998\rightarrow n-2}$; Factor de retardo de retribución a la inversión de instalación j que ha obtenido autorización de explotación entre el año 1998 y el año n-2. Este factor es derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la obtención de autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por inversión. Este valor se calculará como:

$$FRRI^{j}_{1998\rightarrow n-2} = \left(1 + TRF_{primer_per}\right)^{tr_j}$$

; donde:

TRF_{primer_per} es la tasa de retribución financiera empleada en el primer año del primer periodo regulatorio.

tr_j es el tiempo de retardo retributivo de la instalación j expresado en años. Este parámetro tomará un valor de 0,5 años para las instalaciones que han obtenido autorización de explotación antes del 1 de enero del año 2011 y de 1,5 años para las instalaciones que han obtenido autorización de explotación desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre dos años antes del de inicio del primer periodo regulatorio.

Con carácter general la vida útil regulatoria de las instalaciones singulares tomará un valor de 40 años salvo que en la resolución por la que se reconoce a una instalación su carácter singular se disponga otro valor.

4. El cálculo del valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema recogida en los apartados anteriores sólo será efectuada el primer año del primer periodo regulatorio en que sea de aplicación el presente real decreto, siendo el valor de inversión con derechos a retribución a cargo del sistema resultante el empleado para los cálculos de retribución a la inversión del artículo 7.2 durante la vida residual de los activos.

5. En todo caso la retribución por operación y mantenimiento se calculará por aplicación de lo recogido en el artículo 7.3 de manera individualizada a cada una de las instalaciones.

Disposición transitoria tercera. *Incremento de la vida residual de las instalaciones que han obtenido autorización de explotación antes de 1998 por renovación y mejora.*

1. El valor de vida residual de las instalaciones de transporte de la empresa i que han obtenido autorización de explotación antes de 1998 podrá incrementarse si se aporta la documentación auditada que acredite que se ha incurrido en una inversión en renovación y mejora de estas instalaciones desde que obtuvieron autorización de explotación hasta el 31 de diciembre del año n-2.

El valor de la vida útil residual adicional se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\Delta VR^{i}_{\substack{n-2 \\ pre-1998}} = \frac{IBR^{i}_{\substack{n-2 \\ renovación_pre_1998}}}{IBR^{i}_{\substack{n-2 \\ pre-1998}}} \cdot \mathrm{VU}^{i}_{\text{pre-1998}}$$

; donde:

$\Delta VR^{i}_{\substack{n-2 \\ pre-1998}}$ es el incremento de la vida residual calculado en el año n-2 de las instalaciones de la empresa i que han obtenido autorización de explotación antes de 1998. Este valor será el número entero más próximo al resultado de las operaciones expresadas en la expresión anterior y tendrá un valor máximo de 10 años.

$IBR^{i}_{\substack{n-2 \\ renovación_pre_1998}}$ Valor de inversión en renovación y mejora de instalaciones que han obtenido autorización de explotación con anterioridad a 1998 y que aún continúen en servicio. La inversión en renovación y mejora de instalaciones que han obtenido autorización de explotación con anterioridad a 1998 deberá haber sido ejecutada durante los años que han transcurrido desde que obtuvieron autorización de explotación hasta dos años antes del inicio del primer periodo regulatorio.

$IBR^{i}_{\substack{n-2 \\ pre-1998}}$ Es el inmovilizado bruto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico en el año n de la empresa transportista i asociado a todas las instalaciones que han obtenido autorización de explotación con anterioridad a 1998 que se encuentran en servicio el año n-2 y que no han superado en dicho año su vida útil regulatoria. Este valor se calculará de acuerdo a los anexos III y IV del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

$\mathrm{VU}^{i}_{\text{pre-1998}}$ Vida útil regulatoria de las instalaciones puestas en servicio antes del año 1998 de la empresa transportista i a 31 de diciembre del año n-2.

2. Las empresas transportistas que deseen solicitar un incremento de la vida residual de las instalaciones puestas en servicio antes de 1998 por renovación y mejora deberán presentar en el plazo de seis meses desde la aprobación del presente real decreto una

solicitud ante la Dirección General de Política Energética y Minas aportando información auditada sobre la inversión en renovación y mejora de instalaciones que han obtenido autorización de explotación con anterioridad a 1998 ejecutada durante los años que han transcurrido desde que han obtenido autorización de explotación hasta dos años antes del inicio del primer periodo regulatorio.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá motivadamente previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia.

3. La regulación prevista en el artículo 9 para la extensión de vida útil de las instalaciones no será de aplicación a las instalaciones que han obtenido autorización de explotación antes de 1998 que se acojan al incremento de la vida residual por renovación y mejora establecido en la presente disposición transitoria hasta que dicha vida residual para el conjunto sea nula. Una vez les resulte de aplicación dicha extensión de vida útil, a los efectos del cálculo del incremento de la retribución de operación y mantenimiento de cada una de las instalaciones que continúen en servicio, el cómputo de los años comenzará a realizarse a partir del año en que la vida residual para el conjunto de instalaciones sea nula.

Disposición transitoria cuarta. *Régimen transitorio para aquellas instalaciones que han solicitado el reconocimiento de singularidad con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto.*

1. Aquellas empresas que a la entrada en vigor del presente real decreto hubieran solicitado reconocimiento de singularidad para instalaciones de la red de transporte y cuya solicitud no hubiera sido resuelta dispondrán de un plazo de seis meses para volver a efectuar dicha solicitud ante la Dirección General de Política Energética y Minas aportando toda la información necesaria para dicho reconocimiento de singularidad previsto en el artículo 19 y, sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria segunda.

El transportista deberá detallar y justificar la singularidad de la inversión, aportando al mismo tiempo una estimación precisa del valor de la inversión y de los costes estimados de operación y mantenimiento para la infraestructura en cuestión.

2. Para aquellas inversiones contempladas en esta disposición transitoria que fueran catalogadas finalmente de singulares mediante la resolución prevista en el artículo 19 y no se encontraran dentro del supuesto recogido en el apartado 3 de la disposición transitoria segunda, el valor de inversión objeto de retribución a cargo del sistema serán los resultantes de la aplicación de los recogido en los artículos 10.2, 10.3 y 19. A estos efectos, las cantidades presentadas en la solicitud señalada en el apartado anterior serán las que se consideren a los efectos de las limitaciones previstas en el artículo 19.3.

Disposición transitoria quinta. *Criterios de retribución de líneas soterradas y subestaciones blindadas con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto.*

1. No obstante lo dispuesto en el artículo 5.1, serán retribuidas como líneas soterradas aquellas líneas que aun discurriendo por suelo rural estuvieran así recogidas en el instrumento de planificación vigente siempre que a la entrada en vigor del presente real decreto:

a) Cuenten con autorización administrativa previa si su autorización corresponde a la Administración General del Estado.

b) Cuenten con el informe favorable a que se hacía referencia en el artículo 36.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre o con el informe favorable a que se hace referencia en el artículo 35.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, si su autorización no corresponde a la Administración General del Estado.

2. Asimismo, serán retribuidas como subestaciones blindadas aquellas que a la entrada en vigor del presente real decreto cumplan con alguno de los requisitos a) o b) señalados en el apartado anterior.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en el presente real decreto, y en particular:

a) el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

b) el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

Disposición final primera. *Título competencial.*

El presente real decreto tiene carácter básico y se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13 y 25 de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y bases del régimen minero y energético.

Disposición final segunda. *Desarrollo y aplicación.*

Por el Ministro de Industria, Energía y Turismo se dictarán las disposiciones que exijan el desarrollo y aplicación del presente real decreto.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Familias de instalaciones de transporte

Tendrán la consideración de familias a los efectos de cálculo del incentivo de disponibilidad de la red de transporte las instalaciones que tengan la consideración de transporte que se encuadren dentro de las siguientes tipologías:

– Líneas aéreas a 400 kV.
– Líneas aéreas a 220 kV.
– Líneas aéreas a 132 kV.
– Líneas aéreas a 66 kV.
– Líneas subterráneas a 220 kV.
– Líneas subterráneas a 132 kV.
– Líneas subterráneas a 66 kV.
– Transformadores con primario a 400 kV.
– Transformadores 220/132 kV.
– Transformadores 220/66 kV.
– Transformadores 132/66 kV.
– Reactancias 400 kV.
– Reactancias 220 kV.
– Reactancias 132 kV.
– Reactancias 66 kV.
– Condensadores 400 kV.
– Condensadores 220 kV.
– Condensadores 132 kV.
– Condensadores 66 kV.

§ 88

Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. [Inclusión parcial]

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 187, de 8 de julio de 2020
Última modificación: 28 de diciembre de 2023
Referencia: BOE-A-2020-7439

I

El Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, el Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda; y el Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016 por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua, aprueban los denominados códigos de red de conexión.

Los códigos de red de conexión enmarcados dentro de los citados reglamentos europeos, establecen el conjunto de requisitos técnicos mínimos de diseño y operación que deberán cumplir las instalaciones de generación, las de demanda y los sistemas de alta tensión conectados en corriente continua (sistemas HVDC), para su conexión a la red eléctrica.

Si bien una parte de los requisitos técnicos establecidos en dichos códigos de red de conexión son de directa aplicación, otros no están completamente detallados y su puesta en práctica requiere que, conforme a lo establecido en los citados reglamentos, sean propuestos por los gestores de la red y, posteriormente, aprobados y publicados por la entidad designada por el Estado miembro, la cual será la autoridad reguladora salvo disposición en contra de dicho Estado miembro.

Con el fin de coordinar las propuestas que, de acuerdo con lo señalado anteriormente, debían presentar los gestores de red en relación con los requisitos no completamente desarrollados en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016 y en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, en 2016 se crearon varios grupos de trabajo, bajo la coordinación del operador del sistema eléctrico y gestor de la red de transporte. Adicionalmente, estos grupos de trabajo sirvieron para proporcionar un foro de debate donde tratar aspectos relacionados con la implementación de dichos reglamentos europeos. Como consecuencia del trabajo llevado a cabo en estos grupos, se puso de manifiesto la conveniencia de concretar y definir algunos aspectos que, por no estar convenientemente detallados o desarrollados en dichos reglamentos, podían dar lugar a interpretaciones diversas o generar indeterminación.

De manera particular, el grupo de trabajo dedicado al desarrollo de cuestiones relacionadas con el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, sirvió de foro de debate de la propuesta de umbrales de capacidad máxima que, de conformidad con lo establecido en el artículo 5.3 de dicho reglamento, debía ser realizada por el gestor de la red de transporte y posteriormente aprobada. Los umbrales de capacidad tienen una especial relevancia en la aplicación del citado reglamento puesto que sirven para determinar si un módulo de generación de electricidad puede considerarse importante o significativo puesto que, en caso contrario, dicho módulo se encontrará excluido del ámbito de aplicación del reglamento. Asimismo, los umbrales de capacidad que se establezcan de conformidad con el citado artículo 5.3 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, determinarán cuáles de los requisitos que establece dicho reglamento serán de aplicación a un determinado módulo de generación de electricidad que pueda considerarse importante de acuerdo con lo señalado anteriormente.

II

Este real decreto tiene por objeto concretar determinados aspectos que se consideran necesarios para la adecuada implementación de los códigos de red de conexión, entre los que se encuentran algunos relativos al procedimiento de notificación operacional.

Tal y como se recoge en su capítulo I, el ámbito de aplicación de la norma se vincula a los respectivos ámbitos de aplicación de los códigos de red de conexión, si bien, en el caso de los aspectos relativos a la notificación operacional, se amplía la aplicación a las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares con el fin de homogeneizar los procedimientos ante los gestores de red para su puesta en servicio. Esto último no implica, en ningún caso, que los requisitos técnicos que contemplan los códigos de red de conexión sean de aplicación a las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares.

El capítulo II desarrolla los aspectos relativos a la aplicabilidad de los códigos de red de conexión europeos, los cuales toman en consideración las propuestas que al respecto fueron presentadas por los gestores de red a lo largo de 2018 y las conclusiones de los grupos de trabajo, anteriormente mencionados.

Entre estos aspectos de aplicabilidad se encuentra la precisión de qué debe entenderse por módulo de generación de electricidad, a efectos de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016. En este sentido, el concepto de módulo de generación de electricidad se vincula, mediante este real decreto, a la instalación que obtiene los permisos de acceso y conexión ya sea de manera individual, cuando se trate de una instalación de generación de electricidad constituida por un único módulo de generación de electricidad, o como parte de una instalación de generación de electricidad que, de acuerdo con lo que prevé el mencionado reglamento europeo, estuviese constituida por varios módulos de generación de electricidad conectados en un mismo punto de la red, siendo dicha instalación a la que, en su caso, se referirían los permisos de acceso y conexión.

Asimismo, el real decreto concreta algunos aspectos que resultan relevantes para la aplicación de los códigos de red de conexión a instalaciones que tengan la condición de existentes, como son la definición de determinados conceptos que son empleados en dichos códigos sin ninguna precisión de su alcance, como son planta de generación principal o equipo de demanda principal, o las condiciones que, en todo caso, requerirán la revisión sustancial o exhaustiva del acuerdo de conexión.

En relación con la aplicación de los requisitos técnicos a instalaciones existentes cuando estas han sufrido modificaciones que hacen necesario revisar sustancialmente su acuerdo de conexión, este real decreto recoge el procedimiento ya previsto en los códigos de red de conexión respecto del cual, se concretan algunos plazos y se asigna a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las competencias que, en este procedimiento, los códigos atribuyen a la autoridad reguladora en términos genéricos.

Por último, mediante este real decreto se aprueban los umbrales de capacidad máxima necesarios para evaluar la significatividad de los módulos de generación de electricidad, que sirven para determinar cuáles de los requisitos que regula dicho reglamento serán de aplicación en cada caso. Mediante la aprobación de estos umbrales se da cumplimiento a la obligación prevista en el artículo 5.3 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

Asimismo, en relación con la evaluación de la significatividad, este real decreto, acogiéndose a las consideraciones recogidas en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, y en línea con el trabajo desarrollado en los grupos de trabajo, regula la necesidad de que la evaluación de la significatividad de módulos de parque eléctrico que se unan para formar una unidad económica se haga de acuerdo con la capacidad agregada.

III

Los códigos de red de conexión prevén la necesidad de llevar a cabo un procedimiento de notificación operacional, que abarca desde la energización de una instalación hasta la puesta en marcha definitiva u operación comercial de la misma, y cuya finalidad es que el titular de dicha instalación demuestre al gestor de red pertinente que esta cumple con los requisitos técnicos que le son de aplicación.

Partiendo de las propuestas recibidas por los gestores de la red, en quienes los códigos de red de conexión europeos hacen recaer la obligación de emitir las respectivas notificaciones operacionales, el capítulo III regula algunos aspectos de aplicación general al procedimiento de notificación operacional, así como otros específicos en función del tipo de instalación que se conecta a la red y de si la conexión se realiza a nivel de la red de transporte o de distribución.

Entre las cuestiones que se regulan en el capítulo III se encuentran algunos aspectos generales relativos al procedimiento de notificación operacional regulado en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, y en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, en la medida en que este procedimiento, no previsto en la regulación nacional hasta la fecha, debe encajarse con los procedimientos administrativos en vigor que puedan verse afectados o aquellos que se formalizan ante los gestores de red. Este es el caso, por ejemplo, del procedimiento de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, o los trámites para la energización, pruebas y puesta en servicio en el que intervienen los gestores de red.

Asimismo, en la medida en que los códigos de red de conexión no concretan la documentación necesaria para solicitar las notificaciones operacionales que apliquen en cada caso, dejando abierto su alcance al criterio de los gestores de red pertinente y limitándose exclusivamente a establecer, en algunos casos, la documentación que estos tendrán derecho a exigir, este real decreto concreta en sus anexos la documentación que será necesario aportar en cada caso, de acuerdo con las propuestas que al respecto han sido remitidas por los gestores de red.

IV

La disposición adicional primera recoge el mandato al operador del sistema para que remita una propuesta de modificación de aquellos procedimientos de operación del sistema eléctrico, cuyo contenido sea necesario adaptar como consecuencia de este real decreto y de la aplicación de los códigos de red de conexión. Este mandato se extiende también a aquellos procedimientos de operación que sea necesario adaptar como consecuencia de la entrada en vigor de la normativa que establezca la aplicabilidad y el alcance en el intercambio de datos entre los gestores de red de transporte, los gestores de red de distribución y los usuarios significativos de la red pertinentes, que debe aprobarse de acuerdo con lo establecido en el artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad.

Los códigos de red de conexión prevén la posibilidad de conceder excepciones al cumplimiento de los requisitos técnicos regulados en los mismos. De conformidad con lo establecido en dichos reglamentos, la autoridad reguladora deberá especificar y publicar los criterios para la concesión de estas excepciones, los cuales deberán ser publicados y notificados a la Comisión en el plazo de nueve meses desde la entrada en vigor de los respectivos reglamentos. Dado el tiempo transcurrido desde la entrada en vigor de los citados reglamentos comunitarios, sin que hasta la fecha se hayan hecho públicos los criterios para la concesión de excepciones, mediante la disposición adicional segunda se

insta a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, como autoridad reguladora nacional, a que lleve a cabo dicha publicación.

V

La evaluación de la conformidad con el cumplimiento de los requisitos establecidos en los códigos de red de conexión requerirá que se sume al tiempo necesario para aprobar los criterios que permitan llevar a cabo dicha evaluación, un plazo adicional para la acreditación de laboratorios y otras entidades de certificación. Por ello, mediante la disposición transitoria primera se habilita un periodo de veinticuatro meses desde la aprobación de la orden ministerial que, de conformidad con lo previsto en la disposición final séptima de este real decreto, defina los requisitos técnicos recogidos de manera no exhaustiva en los códigos de red de conexión, durante los cuales los gestores de la red podrán expedir notificaciones operacionales limitadas, que permitirán la inscripciones en los registros administrativos correspondientes, hasta que pueda aportarse la información necesaria que permita verificar la conformidad con el cumplimiento de los requisitos técnicos que sean de aplicación en cada caso.

Adicionalmente, la aplicación del procedimiento de notificación operacional previsto en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, y en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, con las especificidades que al respecto recoge este real decreto, exigirá que los gestores de red adapten sus sistemas y procesos. Puesto que esta adaptación no puede ser inmediata, la disposición transitoria segunda establece un periodo transitorio de tres meses para llevar a cabo la misma.

Con el fin de contribuir al objetivo de desarrollo e implantación del autoconsumo en España, y en coherencia con los objetivos perseguidos y las medidas adoptadas por el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, la disposición transitoria tercera exceptúa del cumplimiento del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, a los módulos de generación de electricidad que, de acuerdo con la normativa en vigor, se encuentran exentos de obtener permisos de acceso y conexión a la red. Se podrá poner fin a esta exención mediante orden ministerial, en función del avance que experimente el autoconsumo.

Con el fin de dotar de seguridad jurídica evitando que puedan imponerse requisitos nuevos a instalaciones que ya están en servicio o a proyectos con avanzado estado de definición y compromisos ya adquiridos, la disposición transitoria cuarta establece que las instalaciones que, de conformidad con lo establecido en los códigos de red de conexión, no puedan ser consideradas existentes y que hayan sido puestas en servicio con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto o que se pongan en servicio dentro los seis meses posteriores a la misma, estarán exentas del cumplimiento de los requisitos técnicos que deberán desarrollarse mediante la orden ministerial a la que se refiere el apartado tercero de la disposición final séptima de este real decreto. Lo anterior no eximirá en ningún caso a estas instalaciones de cumplir aquellos requisitos que estén completamente definidos en los reglamentos europeos que aprueban los códigos de red de conexión y que, por lo tanto, son de directa y obligada aplicación desde la entrada en vigor de los mismos. Asimismo, lo previsto en esta disposición transitoria debe entenderse sin perjuicio de que una instalación que pudiese acogerse a esta exención decida, voluntariamente, no acogerse a la misma.

VI

Mediante las disposiciones finales primera y segunda se realizan modificaciones en la normativa existente que resultan necesarias como consecuencia de la entrada en vigor de los códigos de red de conexión. En concreto, se modifican algunos artículos del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a la red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, y del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Asimismo, las modificaciones introducidas en el citado Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, permiten asegurar la correcta determinación de la aplicabilidad y el alcance en el intercambio de datos en cuanto a los requisitos de telemedidas, en tiempo real, exigidos en el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017.

VII

Con el fin de dar flexibilidad en el despacho de producción a aquellos grupos que tendrán una limitación de funcionamiento a consecuencia del cumplimiento de normativa medioambiental europea, la disposición final tercera modifica el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Asimismo, mediante este real decreto se ajustan las liquidaciones provisionales y anual a los costes de generación que efectivamente se reconozcan a los grupos generadores en estos territorios y se da solución a la situación de aquellas instalaciones que, habiéndose puesto de manifiesto su necesidad para la cobertura de la demanda y contando con todos los permisos en el momento de la aprobación de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, no cuentan con régimen retributivo adicional.

Por último, se adaptan algunos aspectos de la retribución a la realidad de los despachos realizados en estos territorios, incluyendo la posibilidad de que el valor tope de tiempo desde la última parada a considerar en la retribución de costes variables por arranque se establezca de forma diferente para cada instalación tipo, al igual que el resto de parámetros técnicos de liquidación que determinan este concepto retributivo en los grupos.

VIII

Al objeto de asegurar la completa transposición del artículo 14, apartado 7, letras a) y c) de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo concerniente a un nuevo proyecto o modificación sustancial de una instalación industrial cuya potencia térmica total sea superior a 20 MW y que genere calor residual en un nivel de temperaturas útil, o de una red urbana de calefacción y refrigeración cuya potencia térmica total supere los 20 MW, la disposición final cuarta de este real decreto modifica el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía, estableciendo que el órgano competente para conceder la autorización administrativa tendrá en cuenta el resultado de la evaluación completa del potencial de uso de la cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes, y podrá denegar dicha autorización si el análisis de costes y beneficios no se adecua a lo establecido en su anexo IV, parte 2, sobre principios particulares para este análisis.

IX

La disposición final séptima habilita a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para actualizar, mediante orden, el contenido de los anexos, previa propuesta justificada por parte de los gestores de red.

Asimismo, esta disposición final séptima habilita a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para aprobar, mediante orden, los requisitos técnicos para la conexión a la red no detallados en los reglamentos que aprueban los códigos de red de conexión.

Adicionalmente, la disposición final séptima habilita a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para aprobar, mediante orden, la aplicabilidad y el alcance en el intercambio de datos entre los gestores de red de transporte, los gestores de red de distribución y los usuarios significativos de la red pertinentes de acuerdo con lo establecido en el artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017.

X

Esta norma se ha elaborado teniendo en cuenta los principios de buena regulación, a los que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

En particular, la norma cumple los principios de necesidad y eficacia al considerarse que es el instrumento idóneo para conseguir los objetivos perseguidos, tras la entrada en vigor de los citados reglamentos comunitarios, en concreto, para definir y desarrollar algunos aspectos necesarios para facilitar su aplicabilidad e implementación, cumplir la obligación prevista en los mismos de aprobar los umbrales de significatividad y adaptar normativa en vigor afectada por los mismos.

Asimismo, cumple el principio de proporcionalidad al regular aspectos que se consideran imprescindibles para la consecución del objetivo principal de la norma, que es facilitar la implementación de los códigos de red de conexión, sin que existan otras medidas menos restrictivas de derechos o que impongan menos obligaciones a los destinatarios.

Se entiende satisfecho también el principio de seguridad jurídica dado que la norma contribuye a reforzar dicho principio. Por una parte, es coherente con el resto del ordenamiento jurídico, así como con el Derecho de la Unión Europea y, por otra, siendo los antedichos reglamentos de directa aplicación y habiéndose puesto de manifiesto en los grupos de trabajo la incertidumbre sobre cómo interpretar o aplicar determinadas cuestiones reguladas en los mismos, esta norma tiene por objeto concretar las mismas.

La norma cumple el principio de transparencia en la medida en que el proyecto ha sido sometido a audiencia pública y el mismo describe en su preámbulo y en su memoria los objetivos que se persiguen.

Finalmente, el principio de eficiencia se satisface en la medida en que no introduce cargas administrativas innecesarias o accesorias, y racionaliza, en su aplicación, la gestión de los recursos públicos.

Este real decreto no ha sido sometido a la consulta pública a la que se refiere el artículo 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, al regularse en el mismo aspectos parciales de una materia, en este caso, aspectos concretos relativos a la aplicabilidad y al desarrollo de cuestiones reguladas en los códigos de red de conexión.

De conformidad con el artículo 26.6 de la citada Ley 50/1997, de 27 de noviembre, el trámite de audiencia ha sido evacuado mediante consulta a los representantes del Consejo Consultivo de Electricidad, de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Las comunidades autónomas y las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla han participado en el trámite de audiencia a través de dicho Consejo Consultivo de Electricidad en el que están representadas. Adicionalmente, este real decreto ha sido sometido a audiencia e información pública, mediante su publicación en el portal web del actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Por su parte, las modificaciones introducidas en el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, a las que se refiere la disposición final cuarta, han sido sometidas a audiencia de manera independiente. En este trámite, las comunidades autónomas, las ciudades de Ceuta y Melilla, así como la Federación Española de Municipios y Provincias fueron notificadas mediante oficio.

Según lo establecido en el artículo 5.2.a) de la mencionada Ley 3/2013, de 4 de junio, lo dispuesto en este real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su informe denominado «Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de real decreto por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red europeos de conexión.», aprobado por la sala de supervisión regulatoria, en su sesión del día 21 de noviembre de 2019 (IPN/CNMC/017/19).

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13ª y 25ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

En su virtud, a propuesta de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con la aprobación previa de la Ministra de Política Territorial y Función Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación de Consejo de Ministros en su reunión del día 7 de julio de 2020,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Este real decreto tiene por objeto regular aspectos que se consideran necesarios para la adecuada aplicación de los requisitos recogidos en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red; en el Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda; y en el Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua.

En particular, este real decreto tiene por objeto regular algunos aspectos relativos del procedimiento de notificación operacional previsto en los citados reglamentos europeos, con el fin de que este se integre con otros procedimientos o trámites relacionados con la puesta en servicio de las instalaciones. Adicionalmente, se concretan cuestiones como la documentación necesaria para la formalización de las sucesivas notificaciones.

Asimismo, como parte de los aspectos necesarios para la implementación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, se aprueban los umbrales de capacidad máxima que determinarán la significatividad de los módulos de generación de electricidad y, por tanto, los requisitos del citado reglamento que serán de aplicación en cada caso.

Artículo 2. *Definiciones.*

A efectos de lo previsto en este real decreto serán de aplicación las definiciones recogidas en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016 y en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016.

Artículo 3. *Ámbito de aplicación.*

1. Lo dispuesto en este real decreto será de aplicación a:

a) Los módulos de generación de electricidad incluidos dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016

b) Las instalaciones de demanda, las instalaciones de distribución, las redes de distribución y las unidades de demanda incluidas dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016.

c) Los sistemas de alta tensión en corriente continua (sistemas HVDC) y los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua incluidos en el ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016.

2. De acuerdo con lo establecido en el apartado anterior, lo dispuesto en este real decreto no será de aplicación, entre otros, a aquellas instalaciones que se conecten a la red de transporte o distribución en territorios cuyo sistema eléctrico no esté conectado de forma síncrona a las zonas síncronas de Europa continental.

No obstante lo anterior, lo dispuesto en el capítulo III de este real decreto será de aplicación a los módulos de generación de electricidad, instalaciones de distribución e instalaciones de consumo ubicados en los territorios no peninsulares con las especificidades en cuanto al cumplimiento de requisitos técnicos necesarios que apliquen en cada caso.

3. Dentro de los módulos de generación de electricidad a los que se refiere el apartado 1.a) de este artículo se entenderán incluidas las instalaciones de generación vinculadas a alguna de las modalidades de autoconsumo a las que se refiere el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo.

4. La aplicación de este real decreto a las instalaciones existentes estará sujeta a las normas que se recogen en los artículos 5, 6 y 7.

CAPÍTULO II

Aplicabilidad de los códigos de red de conexión

Artículo 4. *Aspectos generales de aplicabilidad.*

1. De conformidad con lo previsto en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, una instalación de generación de electricidad podrá estar compuesta por uno o varios módulos de generación de electricidad, a cada uno de los cuales les será de aplicación el mencionado reglamento comunitario y la normativa que para su aplicación y desarrollo sea aprobada, dependiendo de su condición de existente, de acuerdo con los criterios establecidos en los artículos 5 y 6.

En todo caso, los módulos de generación de electricidad que se integren en una instalación de generación de electricidad quedarán definidos por su condición de módulo de generación de electricidad síncrono o de módulo de parque eléctrico, según proceda en cada caso, así como por el grupo y subgrupo al que pertenezcan, de acuerdo con lo previsto en el citado Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

2. A efectos de la aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, el módulo de generación de electricidad se corresponderá con el módulo de generación de electricidad síncrono o módulo de parque eléctrico para el que se obtengan los permisos de acceso y de conexión, ya sea de manera individual o, en su caso, como parte de una instalación de generación de electricidad para la que se tramiten y obtengan dichos permisos.

3. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado anterior, en el caso de instalaciones de generación de electricidad a las que la normativa en vigor exima de tramitar los procedimientos de acceso y conexión a la red, el módulo de generación de electricidad será aquel que finalmente se inscriba en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o, en su caso, en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

4. Las referencias realizadas en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, a la capacidad máxima de un módulo de generación de electricidad se entenderán referidas a la máxima potencia activa que puede producir dicho módulo, cumpliendo simultáneamente las capacidades de potencia reactiva requeridas a esa capacidad máxima, establecidas en el mencionado reglamento y en la normativa de desarrollo que apruebe los requisitos técnicos que deben establecer los gestores de red pertinentes, de conformidad con lo establecido en dicho reglamento.

5. Las referencias hechas al acuerdo de conexión en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, y en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, se entenderán realizadas al contrato de acceso a las redes de transporte y distribución o contrato equivalente, en el caso de instalaciones para las que no sea necesaria la formalización de mismo.

6. Las referencias hechas a instalaciones de demanda «utilizadas, o que puedan serlo, para prestar servicios de respuesta de demanda», en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, se entenderán hechas cuando dicha instalación solicite habilitarse para la prestación de dichos servicios.

Artículo 5. *Instalaciones existentes.*

1. De conformidad con lo previsto en el artículo 4.2 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el artículo 4.2. del Reglamento (UE) n.º 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y en el artículo 4.2 del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, tendrán la consideración de instalaciones existentes aquellas que cumplan alguna de las siguientes condiciones:

a) Ya estuvieran conectadas y puestas en servicio a la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de

2016, o del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, según corresponda en cada caso.

b) Las que acrediten haber suscrito un contrato definitivo y vinculante de compra de la planta de generación principal, del equipo de demanda principal o del equipo HVDC en un plazo de dos años desde la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016 o del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, según corresponda en cada caso.

2. En caso de que una instalación cumpla la condición para poder ser considerada existente a la que se refiere la letra b) del apartado anterior y, conforme a lo previsto en los artículos 4.2. del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016 o del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, según corresponda en cada caso, no se hubiese acreditado este hecho ante el gestor de red pertinente en el plazo establecido en dichos artículos, el titular de la instalación podrá acreditar ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la condición de existente de la instalación. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá decidir, a la vista de la documentación aportada y teniendo en cuenta lo establecido en los citados reglamentos comunitarios, si la instalación cumple las condiciones necesarias para ser considerada existente. La decisión que adopte la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá ser notificada al titular de la instalación.

3. A los efectos previstos en el artículo 4.2.b) del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, y en este real decreto, se entenderá por planta de generación principal:

a) En el caso de módulos de generación de electricidad síncronos, el conjunto formado por el elemento motriz y el alternador.

b) En el caso de módulos de parque eléctrico, el conjunto formado por el inversor y la unidad generadora de electricidad, si esta última tuviera impacto relevante en las capacidades técnicas del módulo de parque eléctrico. En el caso de módulos de parque eléctrico eólicos, se considerará como unidad generadora de electricidad el aerogenerador que, a estos efectos, se entenderá como el conjunto constituido por la torre, las palas y la góndola.

En el caso de los módulos de parque eléctrico fotovoltaicos, únicamente el inversor tendrá la consideración de planta de generación principal, no considerándose como parte de la planta de generación principal los equipos o componentes de la parte de corriente continua.

4. A los efectos previstos en el artículo 4.2.b) del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y en este real decreto, se entenderá por equipo de demanda principal:

a) En el caso de instalaciones de distribución, el transformador de potencia transporte/distribución.

b) En el caso de consumidores, todo equipo o conjunto de equipos cuya potencia nominal individual o agregada sea, al menos, el 50% de la potencia contratada máxima de todos los períodos tarifarios por el conjunto de la instalación de demanda. Para las instalaciones de autoconsumo o con generación asociada al consumo conectadas a la red de transporte o distribución se considerará, en lugar de la potencia contratada máxima de todos los períodos tarifarios, la potencia máxima de todos los períodos tarifarios asociada al consumo.

Adicionalmente, tendrá la consideración de equipo de demanda principal la instalación de conexión a la red de transporte o de distribución de la instalación de demanda.

5. A los efectos previstos en el artículo 4.2.b) del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, y en este real decreto, se entenderá por:

a) Planta de generación principal de un módulo de parque eléctrico conectado en corriente continua, el conjunto formado por el inversor y la unidad generadora de electricidad en los mismos términos que se señalan en el apartado 2.b) de este artículo.

b) Equipo HVDC, el conjunto formado por los puentes convertidores y los equipos de control de la unidad convertidora.

6. Para acreditar ante el gestor de red pertinente o, en su caso, ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la existencia de un contrato definitivo y vinculante para la compra de la planta de generación principal se deberá remitir, como mínimo, la siguiente información en el formato y soporte que al efecto se disponga:

a) Título del contrato.
b) Fecha de firma y de entrada en vigor del contrato.
c) Identificación de las instalaciones de generación a las que aplica el contrato. En el caso de módulos de generación de electricidad síncronos, el contrato ha de afectar a la totalidad del conjunto elemento motriz-alternador que pueda funcionar de manera independiente. En el caso de módulos de parque eléctrico, el contrato deberá afectar a la totalidad de inversores y unidades generadoras que lo integren.
d) Descripción detallada de los equipos que componen la planta de generación principal a cuyos efectos se aportará certificación del fabricante y, en su caso, de proveedores intermedios.

Tras la recepción de la documentación anterior, el gestor de red pertinente o, en su caso, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, identificará las instalaciones a las que aplica el contrato que tendrán la consideración de instalaciones existentes a los efectos previstos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

7. Para la acreditar ante el gestor de red pertinente o, en su caso, ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la existencia de un contrato definitivo y vinculante para la compra del equipo de demanda principal o la unidad de demanda se deberá remitir, como mínimo, la siguiente información en el formato y soporte que al efecto se disponga:

a) Título del contrato.
b) Fecha de firma y de entrada en vigor del contrato.
c) Identificación de las instalaciones de distribución y de consumo a las que aplica el contrato.
d) Descripción detallada de los equipos que componen el equipo de demanda principal, a cuyos efectos se aportará la certificación del fabricante, así como en su caso de proveedores intermedios.

Tras la recepción de esta documentación, el gestor de red pertinente o, en su caso, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, identificará las instalaciones a las que aplica el contrato que tendrán la consideración de instalaciones existentes a los efectos previstos en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016.

8. Para la acreditar ante el gestor de red pertinente o, en su caso, ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la existencia de un contrato definitivo y vinculante para la compra de la planta de generación principal de un módulo de parque eléctrico o del equipo HVDC, se le deberá remitir, como mínimo, la siguiente información en el formato y soporte que al efecto se disponga:

a) Título del contrato.
b) Fecha de firma y de entrada en vigor del contrato.
c) Identificación de las instalaciones a las que aplica el contrato.
d) Descripción detallada de los equipos que componen la planta de generación principal o el equipo HVDC, a cuyos efectos se aportará la certificación del fabricante, así como en su caso de proveedores intermedios.

Tras la recepción de esta documentación, el gestor de red pertinente o, en su caso, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, identificará las instalaciones a las que aplica el contrato que tendrán la consideración de instalaciones existentes a los efectos previstos en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016.

9. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será la encargada de resolver los conflictos que surjan en relación con la consideración de una instalación como existente por la aplicación de lo previsto en el artículo 4.2 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el artículo 4.2 del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y en el artículo 4.2 del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, y de acuerdo con lo previsto en este real decreto.

Artículo 6. *Aplicación de requisitos técnicos a instalaciones existentes.*

1. A efectos de lo previsto en los artículos 4.1.a) del Reglamento (UE) 2016/631 14 de abril de 2016, 4.1.a) del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y 4.1.a) del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, con carácter previo a la solicitud o actualización de los permisos de acceso y conexión, el titular de una instalación, sistema o módulo de generación de electricidad incluido en el ámbito de aplicación de dichos reglamentos que tenga la condición de existente, deberá solicitar al gestor de red pertinente una valoración de la modificación prevista, la cual determinará si dicha modificación requerirá de la revisión sustancial o exhaustiva de su acuerdo de conexión.

En el caso de módulos de generación de electricidad que, de acuerdo con el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, no precisen solicitar permiso de acceso y conexión, la solicitud de valoración de modificación prevista en el párrafo anterior deberá hacerse al gestor de red pertinente, en todo caso, con carácter previo a la emisión de la primera autorización administrativa requerida, en su caso, para la modificación de la instalación de generación.

2. Una vez recibida dicha solicitud, el gestor de red pertinente dispondrá de un plazo de diez días para requerir al titular de la instalación la documentación adicional que considere necesaria para poder realizar la valoración.

3. El gestor de red pertinente dispondrá de un plazo máximo de un mes desde la recepción de la solicitud o, en su caso, desde que se remita la información adicional requerida conforme a lo señalado en el apartado anterior, para realizar la valoración y para notificarla al interesado, así como a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el caso de que la notificación a esta última sea necesaria, de conformidad con lo establecido en este artículo.

En caso de que la valoración que realice el gestor de red pertinente conforme a lo señalado en el apartado primero de este artículo determine que se requiere un nuevo acuerdo de conexión, deberá notificarlo al interesado y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien deberá adoptar una decisión al respecto. En caso contrario, el gestor de red pertinente únicamente deberá notificarlo al interesado.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia dispondrá de un plazo de tres meses desde que le sea notificada la valoración del gestor de red pertinente, conforme a lo previsto en el apartado anterior, para remitir al gestor de red pertinente su decisión sobre si es necesario realizar una revisión sustancial o exhaustiva del acuerdo de conexión, así como los requisitos del reglamento correspondiente que, en su caso, le serán de aplicación.

5. Una vez recibida la decisión de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el gestor de red pertinente dispondrá de una semana para dar traslado del contenido de la misma al titular de la instalación.

6. En todo caso, el gestor de red pertinente deberá informar al titular de la instalación de la necesidad de actualización de los procedimientos de acceso y conexión a la red y el alcance correspondiente de dicha actualización.

En el caso de módulos de generación de electricidad que, de conformidad con lo establecido en el Real Decreto 244/2019, de 5 abril, se encuentren exentos de la formalización de procedimientos de acceso y conexión, el gestor de la red pertinente trasladará al titular de dicho módulo de generación de electricidad su valoración o, en su caso, el contenido de la decisión de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y le informará de la necesidad de actualización de su acuerdo de conexión o de la formalización de un nuevo acuerdo de conexión.

7. En todo caso, cuando la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determine la necesidad de realizar una revisión sustancial o exhaustiva del acuerdo de conexión, el titular de la instalación, o su representante a los efectos oportunos, deberá iniciar el procedimiento de actualización de los permisos de acceso y conexión o, en su caso, de obtención de nuevos permisos de acceso y conexión. Lo anterior no será de aplicación si la instalación se encuentra exenta de formalizar dicho procedimiento, en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.

8. Los módulos de generación de electricidad tipo C o D existentes que, de acuerdo con lo establecido en este artículo, se hayan modificado de tal forma que su acuerdo de conexión

se deba revisar sustancialmente, estarán sujetos al cumplimiento de todos los requisitos que le sean de aplicación de acuerdo con el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

Artículo 7. *Modificaciones que necesariamente requerirán la revisión sustancial o exhaustiva del acuerdo de conexión.*

1. En todo caso, a efectos de lo previsto en el artículo 6, tendrán la consideración de modificaciones que requerirán revisar sustancialmente el acuerdo de conexión en el caso de módulos de generación de electricidad de tipo C o D las que cumplan alguna de las siguientes condiciones:

a) La modificación implica un incremento de potencia superior al 20 % de la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad. A estos efectos, se tendrá en cuenta el carácter acumulativo de los incrementos de capacidad que tengan lugar a partir de los dos años siguientes a la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

b) La modificación consiste en la sustitución o modernización de los equipos que constituyen la planta de generación principal, cuando dicha sustitución o modificación afecte a un porcentaje superior al 70% de la potencia instalada del módulo de generación de electricidad. A estos efectos, se tendrá en cuenta el carácter acumulativo de las sustituciones o modernizaciones que tengan lugar a partir de los dos años siguientes a la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

En el caso de los módulos de generación de electricidad síncronos, se considerará como modernización o sustitución de los equipos de planta de generación principal, la modernización o sustitución del conjunto formado por el elemento motriz y el alternador.

En el caso de los módulos de parque eléctrico, se considerará como modernización o sustitución de los equipos de planta de generación principal, la modernización o sustitución del conjunto formado por el inversor, en caso de existir, y la unidad generadora de electricidad, si esta tuviera impacto relevante en las capacidades técnicas del módulo de parque eléctrico.

2. En el caso de instalaciones fotovoltaicas, las referencias a la potencia instalada del apartado anterior se entenderán referidas a la potencia máxima del inversor o, en su caso, a la suma de las potencias máximas de los inversores.

3. En todo caso, a efectos de lo previsto en el artículo 6, tendrán la consideración de modificaciones que requerirán la revisión exhaustiva del acuerdo de conexión en el caso de instalaciones de demanda las que cumplan lo siguiente:

a) Para instalaciones de distribución de energía eléctrica, en caso de adición de un nuevo transformador en una interfaz transporte-distribución o distribución-distribución o sustitución del transformador de potencia por otro adquirido con posterioridad a los dos años siguientes a la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016.

b) Para instalaciones de consumidores conectados a la red de transporte o distribución, cuando se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

1.ª) Incremento de la potencia contratada que afecte significativamente a las capacidades técnicas de las instalaciones, cuando así se determine, con base en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. Estos criterios se establecerán mediante orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. A tal efecto, los gestores de la red remitirán sus propuestas en un plazo no superior a seis meses, desde la entrada en vigor de este real decreto.

2.ª) Modificación de un equipo o conjunto de equipos que tenga una potencia individual o agregada de al menos el 50% de la potencia contratada máxima de todos los períodos tarifarios por el conjunto de la instalación de demanda, teniendo en cuenta que las sustituciones o modernizaciones tienen carácter acumulativo a partir de los dos años siguientes a la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016.

Para las instalaciones de autoconsumo o con generación asociada al consumo conectadas a la red de transporte o distribución se considerará, en lugar de la potencia contratada máxima de todos los períodos tarifarios, la potencia máxima de todos los períodos tarifarios asociada al consumo.

3.ª) Sustitución de elementos de la instalación de conexión, en cuyo caso será exclusivamente la instalación de conexión la que deba cumplir con los requisitos de los correspondientes reglamentos.

4. Tanto para instalaciones de distribución como para instalaciones de consumidores, y en caso de adición, modernización o sustitución de un transformador que, conforme al Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, sea considerado no existente o sujeto a revisión exhaustiva de su acuerdo de conexión, sólo serán de aplicación los requisitos de dicho reglamento al transformador añadido, modernizado o sustituido, con el alcance de las posibilidades prácticas del elemento o elementos que se sustituyan, modernicen o añadan.

Artículo 8. *Evaluación de la significatividad de los módulos de generación de electricidad.*

1. De conformidad con lo establecido en el artículo 5 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, la evaluación de la significatividad de los módulos de generación de electricidad se hará en función de la tensión de su punto de conexión y de su capacidad máxima, de acuerdo con los umbrales que, para cada una de las categorías recogidas en dicho artículo, se establecen a continuación:

a) Tipo A: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya capacidad máxima sea igual o superior a 0,8 kW e igual o inferior a 100 kW.
b) Tipo B: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya capacidad máxima sea superior a 100 kW e igual o inferior a 5 MW.
c) Tipo C: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya capacidad máxima sea superior a 5 MW e igual o inferior a 50 MW.
d) Tipo D: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea igual o superior a 110 kV o cuya capacidad máxima sea superior a 50 MW.

No obstante lo anterior, en el caso de módulos de generación de electricidad pertenecientes a instalaciones de autoconsumo sin excedentes, la significatividad de dichos módulos se evaluará, de forma agregada en su caso, exclusivamente por la capacidad máxima sin considerar la tensión del punto de conexión de la instalación de demanda asociada.

2. En el caso de módulos de parque eléctrico que se unan para formar una unidad económica y compartan punto de conexión, la evaluación de su significatividad se hará según su capacidad agregada, por lo que su significatividad se evaluará según la suma de la capacidad máxima de cada módulo de parque eléctrico que se conecta en el mismo punto de conexión.

3. A los efectos previstos en el apartado anterior, se considerará que un conjunto de módulos de parque eléctrico forma parte de una misma unidad económica cuando concurran las siguientes condiciones:

a) Los módulos de parque eléctrico comparten instalaciones de conexión a la red de transporte o red de distribución o se encuentran en una misma referencia catastral, considerada ésta por sus primeros 14 dígitos, o en su caso, según lo dispuesto en la disposición adicional vigésima del citado Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.
b) Los módulos de parque eléctrico sean del mismo subgrupo conforme al artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.
c) La diferencia entre las fechas de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o, en su caso, en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, no sea superior a treinta y seis meses.

4. No constituirán una unidad económica los módulos de parque eléctrico que, aun cumpliendo las condiciones señaladas en el apartado anterior, puedan acreditar que no existe continuidad entre él y ninguno de los módulos de parque eléctrico que satisfacen dichos criterios.

A estos efectos, se considerará que existe continuidad entre dos módulos de parque eléctrico cuando:

a) En el caso del subgrupo b.2.1 al que se refiere el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la distancia entre alguno de los aerogeneradores de distintos módulos de parque eléctrico sea inferior a 2.000 metros.

b) En el caso de los subgrupos b.1.1 y b.1.2, a los que se refiere el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, cualesquiera de los elementos físicos o edificaciones de los distintos módulos de parque eléctrico disten menos de 500 metros.

5. Quedan excluidos de la evaluación de la significatividad según su capacidad agregada aquellos módulos de parque eléctrico conectados a la red de distribución a tensión igual o inferior a 1.000 V.

6. La significatividad de un módulo de generación de electricidad solo se reevaluará cuando se produzca una variación de su capacidad máxima superior al 20% del valor de la capacidad máxima de dicho módulo, teniendo en cuenta que los incrementos de capacidad tienen carácter acumulativo a partir de los dos años siguientes a la entrada en vigor del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

7. En los casos en los que, de conformidad con el apartado anterior, proceda reevaluar la significatividad de un módulo de parque eléctrico que se encuentre unido a otros módulos de parque eléctrico con los que forme una unidad económica y comparta punto de conexión, la reevaluación de la significatividad de dicho módulo de parque eléctrico se hará atendiendo a la capacidad agregada. El resto de módulos de parque eléctrico que formen parte de la citada unidad económica y compartan punto de conexión no verán afectada su significatividad en tanto que dichos módulos, individualmente, no modifiquen su capacidad máxima en un porcentaje superior al 20%.

8. El gestor de red pertinente será el responsable de notificar a los titulares de los módulos de generación de electricidad la significatividad de los mismos y, cuando proceda, la reevaluación de la misma de acuerdo con lo establecido en este artículo.

CAPÍTULO III

Notificación operacional de módulos de generación de electricidad, instalaciones de distribución e instalaciones de consumo

Artículo 9. *Aspectos generales relativos a la notificación operacional.*

1. Para la puesta en servicio de módulos de generación de electricidad y de instalaciones de demanda y distribución resultará de aplicación lo dispuesto, respectivamente, en el capítulo 1 del título III del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, y en el capítulo 2 del título II del Reglamento (UE) 2016/1388 de 17 de agosto de 2016.

Adicionalmente, para la puesta en servicio de los módulos de generación de electricidad tipos B y C deberá obtenerse notificación operacional de energización (EON) y notificación operacional provisional (ION), conforme a lo establecido en este capítulo.

Por su parte, para la puesta en servicio de los módulos de generación de electricidad tipo A será necesario la obtención de notificación operacional definitiva (FON), conforme a lo establecido en este capítulo. Asimismo, en el caso de módulos de generación de electricidad de tipo A, a los que les aplique lo previsto en el apartado 3 de este artículo, deberán obtener notificación operacional provisional.

2. La solicitud para la expedición de la notificación operacional de energización, de la notificación operacional provisional y de la notificación operacional definitiva, deberá ser presentada al gestor de la red pertinente por el titular del módulo de generación de electricidad, de la instalación de distribución o de la instalación de consumo, según corresponda en cada caso, o por su representante.

En el caso de instalaciones de generación de energía eléctrica conectadas en una posición para la que, de conformidad con lo establecido en la normativa en vigor, exista un interlocutor único de nudo o agente que actúe en representación de todos los sujetos que compartan infraestructuras de evacuación y se conectan a través de la misma posición o nudo, la solicitud de energización de la instalación de enlace será presentada por dicho interlocutor o agente, quien además llevará a cabo la coordinación de las solicitudes de notificación operacional que le afecten.

3. Adicionalmente, en el caso de módulos de generación de electricidad con conexión a la red de distribución, el titular del módulo de generación de electricidad o su representante deberá solicitar al operador del sistema y gestor de la red de transporte:

a) Un informe previo a la notificación operacional provisional, en los casos en los que dicho informe sea necesario conforme a lo previsto en el artículo 39 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que acredite el cumplimiento de los requisitos necesarios para la puesta en servicio para pruebas que deban ser verificados por el operador del sistema y gestor de la red de transporte.

b) Un informe previo a la notificación operacional definitiva, en los casos en los que dicho informe sea necesario conforme a lo previsto en el artículo 40 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que acredite el cumplimiento de los requisitos necesarios para la puesta en servicio definitiva o en fase de operación comercial que, debiendo ser verificados por el operador del sistema y gestor de la red de transporte, no hubieran podido realizarse previamente.

4. El plazo máximo para la expedición de la notificación operacional de energización, de la notificación provisional y de la notificación operacional definitiva, así como de los informes previos señalados en el apartado anterior, será de dos semanas desde la recepción, por parte del gestor de red pertinente, de la documentación que proceda aportar en cada caso, conforme a lo señalado en este capítulo. El plazo anterior comenzará a contar desde la correcta recepción por parte del gestor de red pertinente de la documentación a la que se refieren los anexos I, II, III y IV, según corresponda en cada caso.

5. El plazo máximo durante el cual un módulo de generación de electricidad podrá operar en virtud de una notificación operacional provisional será de veinticuatro meses. Este plazo podrá ser prorrogado exclusivamente si el titular del módulo de generación de electricidad ha realizado avances importantes para lograr la conformidad total del mismo. A estos efectos, las cuestiones pendientes deberán ser claramente identificadas en el momento de solicitar la prórroga.

La solicitud de prórroga deberá ser presentada por el titular del módulo de generación de electricidad o su representante al gestor de la red pertinente antes de que finalice el plazo máximo señalado anteriormente. A estos efectos, será de aplicación lo previsto en lo dispuesto en el artículo 35.5 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

6. En el caso de módulos de generación de electricidad será condición necesaria para su inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica contar con notificación operacional provisional y, en su caso, informe previo del operador del sistema y gestor de la red de transporte al que se refiere la letra a) del apartado tercero de este artículo, salvo que dichas instalaciones no estén obligadas, conforme a lo previsto en este título, a la obtención de los mismos.

Asimismo, será condición para su inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica disponer de notificación operacional definitiva y, en su caso, del informe previo del operador del sistema y gestor de la red de transporte al que se refiere la letra b) del apartado tercero de este artículo.

7. El procedimiento y los requisitos relativos a la notificación operacional para la puesta en servicio de los módulos de generación de electricidad, y a las instalaciones de distribución y las instalaciones de consumo, que se recogen en este capítulo, serán de aplicación a los módulos de generación de electricidad, las instalaciones de distribución y las instalaciones de consumo ubicados en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

8. La notificación operacional provisional y la notificación operacional definitiva, incluyendo, en caso de instalaciones con conexión a la red de distribución, los informes previos del operador del sistema, conforme al apartado 3 de este artículo, así como la Aprobación de Puesta en Servicio para pruebas pre-operacionales de funcionamiento (APESp) reflejarán, para cada instalación, la potencia instalada y la capacidad máxima consideradas en los permisos de acceso y conexión, y recogidas en el acuerdo de conexión.

En caso de puesta en servicio parcial de una instalación, los documentos anteriores reflejarán la capacidad máxima parcial de la misma. A estos efectos, se considerará dicha capacidad máxima parcial como la misma proporción de la capacidad máxima que la de la

potencia instalada parcial que se pone en servicio frente a la potencia instalada total de la instalación.

En todo caso, y con independencia de si la puesta en servicio total de un módulo de generación de electricidad se realiza mediante puestas en servicio parciales o mediante una puesta en servicio única, resultarán de aplicación a dicho módulo los requisitos técnicos al tipo que corresponda, conforme al artículo 8, según la capacidad máxima del módulo de generación de electricidad. A estos efectos, los documentos a los que se refiere este apartado deberán dejar constancia del tipo de instalación que corresponda en cada caso.

Artículo 10. *Notificación operacional de módulos de generación de electricidad con conexión en la red de transporte.*

1. Para la puesta en servicio de instalaciones de generación con conexión a la red de transporte, el promotor, o en su caso el interlocutor único de nudo o agente que actúe en representación de los sujetos que comparten infraestructuras de evacuación, de acuerdo con lo establecido en el artículo 9.2, deberá solicitar al gestor de la red de transporte la notificación operacional de energización de la instalación de enlace y, en su caso, de las instalaciones de conexión y servicios auxiliares de producción. Dicha notificación se requerirá asimismo siempre que se modifiquen las características de dichas instalaciones o se energicen nuevas instalaciones de conexión.

2. La solicitud de notificación operacional de energización de módulos de generación de electricidad contendrá la información que se detalla en el apartado A) del anexo I. Esta información deberá ser remitida en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el gestor de la red de transporte.

3. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red de transporte expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional de energización en el plazo máximo establecido en el apartado 4 del artículo 9, la cual otorgará al titular del módulo de generación de electricidad el derecho a energizar su red y servicios auxiliares de producción internos para los módulos de generación de electricidad.

En todo caso, para la energización de la instalación de enlace, tras la emisión de la notificación operacional de energización, el operador del sistema y gestor de la red de transporte planificará la fecha de puesta en servicio de la instalación de enlace, respetando en lo posible las fechas propuestas por el titular de la red, que se habrá coordinado con el titular de la instalación de generación y, si procede, con otros sujetos implicados.

4. La solicitud de notificación operacional provisional deberá acompañarse de la información que se detalla en el apartado B) del anexo I. Esta información deberá ser remitida en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el operador del sistema y gestor de la red de transporte.

5. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red de transporte expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional provisional en el plazo máximo establecido en el apartado 4 del artículo 9.

Tras la obtención de la notificación operacional provisional, el vertido de energía a la red requerirá la aprobación de puesta en servicio para pruebas pre-operacionales de funcionamiento (APESp), la cual se hará efectiva tras la inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, junto con la correspondiente solicitud de APESp, que deberá ser remitida en el formato y mediante los formularios que a tal efecto disponga el operador del sistema.

Una vez recibida la aprobación de puesta en servicio para pruebas pre-operacionales de funcionamiento, el titular del módulo de generación de electricidad deberá comunicar al operador del sistema la fecha prevista para la realización de las pruebas con una antelación mínima de una semana.

6. La notificación operacional de energización y la notificación operacional provisional podrán solicitarse simultáneamente en los casos en los que la instalación de enlace no se haya puesto en servicio.

7. La solicitud de notificación operacional definitiva, que deberá realizarse tras la finalización de las pruebas pre-operacionales de funcionamiento, deberá acompañarse de la

información que se detalla en el apartado C) del anexo I. Esta información deberá ser remitida en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el operador del sistema y gestor de la red de transporte.

8. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red de transporte expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional definitiva en el plazo máximo establecido en el apartado 4 del artículo 9.

9. En el caso de instalaciones a las que les sea de aplicación el artículo 40 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la notificación operacional definitiva tendrá la consideración de puesta en servicio definitiva o en fase de operación comercial.

Para el resto de instalaciones de generación, la consideración de puesta en servicio definitiva o en fase de operación comercial se entenderá tras la finalización de la fase de pruebas pre-operacionales y la posterior resolución del organismo competente por la que se aprueba la inscripción definitiva de la instalación en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Artículo 11. *Notificación operacional para módulos de generación de electricidad conectados a la red de distribución.*

1. Para la obtención de la notificación operacional de energización de un módulo de generación de electricidad conectado a la red de distribución, el titular del mismo o su representante deberá remitir la solicitud al gestor de la red de distribución acompañada de la información que se relaciona en el apartado A) del anexo IV.

2. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red de distribución expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional de energización en el plazo máximo establecido en el apartado 4 del artículo 9.

3. Para la obtención de la notificación operacional provisional de un módulo de generación de electricidad conectado a la red de distribución, el titular de la instalación o su representante deberá remitir la solicitud al gestor de la red de distribución, la cual deberá ir acompañada de la información que se relaciona en el apartado B) del anexo IV.

En el caso de instalaciones conectadas a la red de distribución a las que les sea de aplicación el apartado tercero del artículo 9, la solicitud de la notificación operacional provisional deberá acompañarse del informe previo del operador del sistema y gestor de la red de transporte. Para la obtención de dicho informe, el titular del módulo de generación de electricidad o su representante deberá remitir al operador del sistema y gestor de la red de transporte la documentación que se detalla en el apartado B) del anexo I.

4. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red de distribución expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional provisional en el plazo máximo establecido en el apartado 4 del artículo 9.

5. Una vez recibida la notificación operacional provisional, para poder realizar el vertido de energía a la red, el titular del módulo de generación de electricidad podrá llevar a cabo las pruebas que sean necesarias con carácter previo a la solicitud de la notificación operacional definitiva.

En el caso de instalaciones a las que resulta de aplicación lo dispuesto en la letra b) del artículo 9.3, la realización de pruebas estará condicionada a la aprobación para pruebas pre-operacionales de funcionamiento que deberá emitir el operador del sistema. Para la solicitud y obtención de esta aprobación será de aplicación lo previsto al respecto en el artículo 10.5.

El titular del módulo de generación de electricidad deberá comunicar al gestor de la red de distribución la fecha prevista para la realización de las pruebas con una antelación mínima de 10 días. Esta comunicación deberá ir acompañada del documento que acredite la inscripción previa de la instalación en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Asimismo, en los casos en que sea de aplicación, conforme a lo establecido en el artículo 9.3, la comunicación anterior deberá acompañarse de la aprobación para la realización de pruebas pre-operaciones de funcionamiento emitida por el operador del sistema y gestor de la red de transporte, conforme a lo establecido en el artículo 10.5.

6. Tras la finalización de las pruebas, el titular del módulo de generación de electricidad deberá comunicar al gestor de la red de distribución la disponibilidad del mismo para su puesta en servicio y solicitarle la expedición de la notificación operacional definitiva para lo

cual deberá acompañar su solicitud de la información que se relaciona en el apartado C) del anexo IV.

En el caso de módulos de generación de electricidad conectados a la red de distribución a las que les sea de aplicación el apartado tercero del artículo 9, la solicitud de la notificación operacional definitiva deberá acompañarse del informe previo del operador del sistema y gestor de la red de transporte. Para la obtención de dicho informe, el titular del módulo de generación de electricidad deberá remitir al operador del sistema y gestor de la red de transporte la documentación que se detalla en el apartado C) del anexo I.

7. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red de distribución expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional definitiva en el plazo máximo establecido en el apartado 4 del artículo 9.

8. En el caso de módulos de generación de electricidad de tipo B y C, la notificación operacional de energización, la notificación operacional provisional y la notificación operacional definitiva podrán obtenerse de manera simultánea cuando concurran las siguientes circunstancias:

a) No les sea de aplicación lo dispuesto en el apartado tercero del artículo 9.

b) Se acredite el cumplimiento de los requisitos exigibles para la obtención de la notificación operacional de energización, la notificación operacional provisional y la notificación operacional definitiva.

Artículo 12. *Notificación operacional de instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte.*

1. Para la puesta en servicio de las instalaciones de la red de distribución con conexión en la red de transporte, el titular de la instalación de distribución deberá solicitar al gestor de la red de transporte la notificación operacional definitiva, que incluirá la verificación de los requisitos incluidos en las notificaciones operacionales de energización y provisional establecidos en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016.

No obstante, en caso de que sea necesaria la energización de la instalación o la realización de pruebas intermedias para la acreditación de los requisitos previos establecidos para la emisión de la notificación operacional definitiva, el titular podrá solicitar la notificación operacional de energización o la notificación operacional provisional de acuerdo con lo establecido en el citado Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016.

2. La solicitud de notificación operacional de energización, provisional o definitiva contendrá la información que se detalla en el anexo II. Esta información deberá remitirse en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el operador del sistema y gestor de la red de transporte.

3. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red de transporte expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional de energización, provisional o definitiva en el plazo máximo establecido en el apartado 4 del artículo 9.

4. Tras la emisión de la notificación operacional definitiva o, en su caso, de la notificación operacional provisional o de la notificación operacional de energización, el operador del sistema y gestor de la red de transporte planificará la fecha de puesta en servicio de la instalación de enlace respetando en lo posible las fechas propuestas por el transportista, que se habrá coordinado con el titular de la instalación que se incorpora y, si procede, otros sujetos implicados, lo que permitirá la energización efectiva de dicha instalación.

Artículo 13. *Notificación operacional de instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte.*

1. Para la puesta en tensión y en servicio de las instalaciones de demanda con conexión a la red de transporte, el titular de la instalación de consumo o su representante deberá solicitar al gestor de la red de transporte la notificación operacional provisional, la cual incluirá la verificación de los requisitos incluidos en la notificación operacional de energización establecidos en el artículo 23 del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y la notificación operacional definitiva.

No obstante, en caso de que sea necesaria la energización de la instalación para la acreditación de los requisitos previos establecidos para la emisión de la notificación operacional provisional, el titular de la instalación o su representante podrá solicitar la notificación operacional de energización de acuerdo a lo establecido en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016.

2. La solicitud de notificación operacional de energización o provisional contendrá la información que se recoge en el aparatado A) del anexo III. Esta información deberá remitirse en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el operador del sistema y gestor de la red de transporte.

3. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red de transporte expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional de energización o provisional, en el plazo máximo establecido en el apartado 4 del artículo 9.

4. En todo caso, para la energización de la instalación de enlace, tras la emisión de la notificación operacional provisional, o en su caso, de la notificación operacional de energización, el operador del sistema y gestor de la red de transporte planificará la fecha de puesta en servicio de la instalación de enlace, incluyendo, en su caso, las modificaciones de la misma, respetando en lo posible las fechas propuestas por el transportista, que se habrá coordinado con el titular de la instalación que se incorpora y, si procede, con otros sujetos implicados, lo que permitirá la energización efectiva de dicha instalación de enlace.

5. La solicitud de notificación operacional definitiva contendrá la información que se detalla en el apartado B) del anexo III. Esta información deberá remitirse en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el operador del sistema y gestor de la red de transporte.

6. Tras la recepción de la documentación a la que se refiere el apartado anterior, el gestor de la red de transporte expedirá y notificará la correspondiente notificación operacional definitiva en el plazo máximo establecido en el apartado 4 del artículo 9.

Artículo 14. *Notificación operacional limitada de instalaciones.*

1. En caso de avería o pérdida significativa de las capacidades técnicas que impidan el correcto funcionamiento de los módulos de generación de electricidad de generación de tipo D o de instalaciones de demanda o de distribución conectadas a la red de transporte a las que se les haya concedido una notificación operacional definitiva durante un plazo superior a tres meses, el titular de la instalación o su representante deberá solicitar al gestor de red pertinente una notificación operacional limitada (LON), a cuyos efectos será de aplicación lo previsto en el artículo 37 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, y en el artículo 26 del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, según corresponda en cada caso.

2. En el caso de módulos de generación de electricidad conectados a la red de distribución para los que las notificaciones operacionales provisional y definitiva requirieran de informe previo del operador del sistema y gestor de la red de transporte, de conformidad con lo previsto el apartado tercero del artículo 9, el titular de dicho módulo de generación de electricidad deberá informar al operador del sistema y gestor de la red de transporte de la solicitud al gestor de la red de distribución de la notificación operacional limitada.

Disposición adicional primera. *Mandatos al operador del sistema.*

1. En un plazo no superior a seis meses desde la entrada en vigor de la normativa que establezca los requisitos técnicos de conexión a la red necesarios para la aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, el operador del sistema presentará al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico una propuesta de modificación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico cuyo contenido sea necesario adaptar de acuerdo con lo establecido en dicha normativa o en este real decreto.

2. En un plazo no superior a seis meses desde la entrada en vigor de la normativa que establezca la aplicabilidad y el alcance en el intercambio de datos entre los gestores de red de transporte, los gestores de red de distribución y los usuarios significativos de la red

pertinentes, de acuerdo con lo establecido en el artículo 40.5 del mencionado Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, el operador del sistema presentará una propuesta de modificación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico cuyo contenido sea necesario adaptar a lo aprobado en dicha normativa o en este real decreto.

Disposición adicional segunda. *Criterios para la concesión de excepciones al cumplimiento de los requisitos establecidos en los reglamentos europeos que aprueban los códigos de red de conexión.*

De conformidad con lo previsto en el título V del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el título V del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y en el título VII del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará los criterios que servirán de base para la concesión, por parte de dicha autoridad reguladora, de excepciones al cumplimiento de los requisitos establecidos en dichos reglamentos, así como en la normativa que se apruebe para el desarrollo de los mismos, en los casos y conforme a los procedimientos que en estos se establecen.

Disposición transitoria primera. Concesión *transitoria de notificaciones operacionales limitadas hasta la acreditación de los requisitos técnicos.*

1. Los titulares de los módulos de generación de electricidad y de las instalaciones de demanda a los que les sean de aplicación el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, y el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, así como los titulares de instalaciones de generación de electricidad ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, dispondrán de un plazo de veinticuatro meses, desde la entrada en vigor de la norma que establezca los requisitos derivados de dichos reglamentos, durante los cuales los gestores de la red podrán expedir notificaciones operacionales limitadas, que les permitirán la inscripción definitiva de las instalaciones en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o, en su caso, en el registro de instalaciones de autoconsumo, hasta que les sea posible aportar al gestor de la red pertinente la documentación necesaria que acredite el cumplimiento de los requisitos que les sean de aplicación en cada caso. En particular, en el caso de instalaciones a las que les sea de aplicación los citados reglamentos europeos, la que deba ser aportada de conformidad con lo establecido en el título IV de dichos reglamentos.

A propuesta de los gestores de red, el plazo anterior podrá ser ampliado, antes de que finalice el mismo, mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Téngase en cuenta que se amplía hasta el 2 de octubre de 2024, el plazo establecido en el apartado 1, por el art. 2 de la Orden TED/724/2022, de 27 de julio. Ref. BOE-A-2022-12647, en la redacción dada por el art. 41 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre. Ref. BOE-A-2023-26452

2. En ningún caso podrán emitirse notificaciones operacionales limitadas por las razones descritas en el apartado primero transcurrido el plazo establecido en el mismo.

3. Las notificaciones operacionales limitadas emitidas por el gestor de la red pertinente conforme a lo señalado en esta disposición transitoria, quedarán sin efecto si, transcurrido el plazo señalado en el apartado primero, el titular de la instalación no ha aportado la información necesaria que permita determinar la conformidad de dicha instalación con los requisitos establecidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, y en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y en sus respectivas normas de desarrollo.

4. La pérdida de efecto será motivo de cancelación de la inscripción definitiva de la instalación en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o, en su caso, de la inscripción en el registro de autoconsumo de energía eléctrica.

5. El gestor de la red deberá informar al titular de la instalación, a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y al organismo competente para la autorización de la misma, de la pérdida de efecto de la notificación operacional limitada en el plazo de un mes desde que se produzca dicha circunstancia.

Véase, en cuanto a la aplicación de esta disposición, lo establecido en el art. 41 del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre. Ref. BOE-A-2023-26452

Disposición transitoria segunda. *Adecuación de sistemas y procesos al procedimiento de notificación operacional.*

Los gestores de red dispondrán de un plazo máximo de tres meses, desde la entrada en vigor de este real decreto, para adecuar sus sistemas y procesos al procedimiento de notificación operacional previsto en este real decreto. Los desarrollos que se lleven a cabo con este fin incluirán, en todo caso, la elaboración de los formularios a los que se hace referencia en los anexos I, II, III y IV.

Disposición transitoria tercera. *Exención del cumplimiento del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, aplicable a determinadas instalaciones incluidas dentro del ámbito de aplicación del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.*

1. Los módulos de generación de electricidad que pertenezcan a algunas de las modalidades de autoconsumo a las que se refieren los apartados 1.b.i) y 1.b.ii) del artículo 7 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, estarán exentos del cumplimiento del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016 y de la normativa que se apruebe para el desarrollo y aplicación de dicho reglamento.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el informe anual que debe remitir conforme a lo establecido en la disposición adicional primera del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, podrá poner de manifiesto, si las hubiere, aquellas cuestiones que considere relevantes y que aconsejen el fin de la exención recogida en el apartado anterior.

3. Mediante orden ministerial se podrá poner fin a la exención a la que se refiere el apartado anterior. Esta orden deberá valorar la conveniencia de establecer periodos transitorios que sirvan para garantizar la adecuada adaptación al marco normativo de las instalaciones que hasta ese momento hayan estado acogidas a dicha exención.

Disposición transitoria cuarta. *Aplicación de requisitos técnicos a instalaciones no existentes cuya fecha de puesta en servicio sea anterior a los seis meses posteriores a la entrada en vigor de este real decreto.*

1. Las instalaciones que sean puestas en servicio con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto o dentro de los seis meses posteriores a la misma y que, de conformidad con lo previsto en este real decreto, no puedan considerarse existentes, estarán exentas del cumplimiento de los requisitos técnicos para la conexión a la red que deberá aprobar, mediante orden, la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de conformidad con lo establecido en el apartado tercero de la disposición final séptima.

No obstante, aquellas instalaciones que, en aplicación de lo dispuesto en este apartado, no cumplan con alguno de los requisitos que apruebe la citada orden ministerial, deberán cumplir con el requisito equivalente que, en su caso, le fuese de aplicación a las instalaciones existentes de conformidad con la normativa en vigor.

2. Lo dispuesto en el apartado anterior se entenderá sin perjuicio del obligado cumplimiento de aquellos requisitos exigidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, o en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, cuya aplicación no requiera, conforme a lo establecido en dichos reglamentos, del desarrollo o concreción posterior por parte de cada

Estado Miembro por encontrarse totalmente definidos en los mismos, siendo por lo tanto de directa aplicación.

3. En caso de modificación de una instalación que, en aplicación de lo dispuesto en el apartado primero, no cumpla con alguno de los requisitos de la orden ministerial a la que se refiere el apartado tercero de la disposición final séptima, deberá valorarse si dicha modificación debe suponer la revisión sustancial o significativa del acuerdo de conexión. A estos efectos serán de aplicación las mismas normas que prevé este real decreto en relación con la aplicación de requisitos técnicos a instalaciones existentes.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será la encargada de resolver los conflictos que puedan plantearse en relación con el cumplimiento de los requisitos obligatorios que sean de aplicación en virtud de lo dispuesto en esta disposición transitoria. A estos efectos, aplicará el mismo procedimiento previsto en el artículo 5 de este real decreto para la resolución de conflictos relacionados con la condición de existente de una instalación.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Se derogan cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en el presente real decreto.

[. . .]

Disposición final quinta. *Título competencial.*

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13ª y 25ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final sexta. *Ejecución e incorporación de derecho de la Unión Europea.*

1. Mediante este real decreto se incorpora al derecho español el artículo 14, apartado 7, letras a) y c) de la Directiva 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo que respecta a los casos enumerados en el artículo 14, apartado 5, letras c) y d).

2. Mediante este real decreto se ejecuta la obligación a la que se refiere el artículo 5.3 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, relativa a la aprobación de los umbrales de capacidad máxima para los módulos de generación de los tipos B, C y D.

Disposición final séptima. *Habilitación normativa.*

1. Se habilita a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para actualizar, mediante orden, el contenido de los anexos I, II y III previa propuesta justificada del gestor de la red de transporte, en función de la experiencia adquirida y de las necesidades detectadas como consecuencia de la práctica de las notificaciones operacionales.

2. Se habilita a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para actualizar, mediante orden, el contenido del anexo IV previa propuesta justificada de los gestores de la red de distribución, en función de la experiencia adquirida y de las necesidades detectadas como consecuencia de la práctica de las notificaciones operacionales.

3. Se habilita a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para aprobar, mediante orden, los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016.

4. Se habilita a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a aprobar, mediante orden, la aplicabilidad y el alcance en el intercambio de datos entre los gestores de red de transporte, los gestores de red de distribución y los usuarios significativos de la red pertinentes, de acuerdo con lo establecido en el artículo 40.5 del Reglamento (UE)

2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad.

Disposición final octava. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», a excepción de la disposición final tercera, cuya entrada en vigor tendrá lugar el día 1 del mes siguiente al de dicha publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Información necesaria para solicitar la notificación operacional de módulos de generación de electricidad conectados a la red de transporte

A) Información para la solicitud de la notificación operacional de energización.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional de energización de instalaciones de enlace asociadas a módulos de generación de electricidad deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el gestor de red pertinente:

a) Descripción de la instalación (nombre, número de transformador, entre otros).
b) Nudo de conexión a la red de transporte (nombre y tensión).
c) Programa de pruebas y fechas prevista de puesta en servicio para pruebas y de operación comercial o disponibilidad de la instalación.
d) Autorización de explotación provisional para pruebas por parte del órgano competente.
e) Permisos de acceso y conexión firme por parte del operador del sistema.
f) Contrato técnico de acceso.
g) Cumplimiento del Reglamento unificado de puntos de medida en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones en origen y autorizaciones de uso de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas de acuerdo a los procedimientos establecidos, compromiso de verificación de los equipos y la instalación en un plazo no superior a tres meses tras el alta en el concentrador principal, cuando la energización incluya entre las instalaciones de conexión algún transformador.
h) Información actualizada de la instalación de enlace según el procedimiento de operación en el que se regula la información intercambiada por el operador del sistema, en el formato o formularios que al efecto disponga el operador del sistema.
i) Alta en el sistema de telemedidas en tiempo real, de aplicación a instalaciones de enlace, incluyendo la documentación que acredite el cumplimiento de los requisitos de control en tiempo real a verificar por el operador del sistema a través de un Centro de Control habilitado y que cumpla con las especificaciones establecidas en la normativa que corresponda.
j) La documentación que acredite la firma de un procedimiento de coordinación de maniobras con el operador del sistema que asegure en todo caso la operatividad de la red de transporte.

B) Información para la solicitud de la notificación operacional provisional.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional provisional de módulos de generación de electricidad con conexión a la red de transporte deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el gestor de red pertinente.

a) Notificación operacional de energización de la instalación de enlace y, en su caso, de las instalaciones de conexión y servicios auxiliares de producción para las instalaciones de generación con conexión a la red de transporte, en caso de que resulte de aplicación.
b) Permiso de acceso y conexión.
c) Contrato de acceso.

d) Cumplimiento del Reglamento unificado de puntos de medida en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones en origen y autorizaciones de uso de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas de acuerdo a los procedimientos establecidos, compromiso de verificación de los equipos y la instalación en un plazo no superior a tres meses tras el alta en el concentrador principal.

e) Información actualizada de la instalación de generación según el procedimiento de operación en el que se regula la información intercambiada por el operador del sistema, en el formato o formularios que al efecto disponga el operador del sistema.

f) Alta en sistema de telemedidas en tiempo real, de aplicación a las instalaciones de generación, incluyendo la documentación que acredite el cumplimiento de los requisitos de control en tiempo real a verificar por el operador del sistema a través de un Centro de Control habilitado y que cumpla con las especificaciones establecidas en el procedimiento de operación 8.2. o normativa que, en su caso, la sustituya.

g) Alta en el sistema de liquidaciones de la unidad de venta de energía, en el caso de instalaciones conectadas en el Sistema Eléctrico Peninsular Español; para las instalaciones ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares o alta en el despacho económico según lo establecido en el correspondiente procedimiento de operación

h) La documentación que pueda aportarse en el momento de la solicitud de notificación operacional provisional que demuestre la conformidad con el cumplimiento de los requisitos técnicos que resulten de aplicación en cada caso, según lo que se indica a continuación:

1.º) En el caso de módulos de generación de electricidad ubicados en el Sistema Eléctrico Peninsular Español a los que resulte de aplicación los requisitos técnicos incluidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016 y en la normativa que sea aprobada a efectos del desarrollo y aplicación del mismo, se aportará la documentación que demuestre la conformidad con lo establecido en el Título IV de dicho reglamento de acuerdo con la establecido en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.

2.º) En el caso de módulos de generación de electricidad ubicados en el Sistema Eléctrico Peninsular Español a los que no resulte de aplicación los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, se aportará, cuando así proceda, la documentación que demuestre la conformidad con los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de acuerdo con el procedimiento de verificación establecido al efecto en el procedimiento de operación 12.3.

3.º) En el caso de módulos de generación de electricidad ubicados en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, se aportará la documentación que demuestre la conformidad con los requisitos técnicos que les sean de aplicación de acuerdo con la normativa en vigor y, con lo establecido en la Norma Técnica de Supervisión que, en su caso, se desarrolle.

La documentación anterior será la misma que deberá acompañar la solicitud de informe previo a la notificación operacional provisional en el caso de instalaciones conectadas a la red de distribución a las que se refiere el apartado 3 del artículo 9.

C) Información para la solicitud de la notificación operacional definitiva.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional definitiva de instalaciones de generación deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el gestor de red pertinente:

a) Notificación operacional provisional para las instalaciones de generación.

b) Inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

c) Verificación de la correcta recepción de las telemedidas en tiempo real y verificación de la disponibilidad y operatividad de los equipos de control mediante la superación de las pruebas de control de producción y seguimiento de instrucciones del operador del sistema que permitan garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico y la adscripción a un Centro de Control habilitado conforme a lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

d) La documentación que demuestre la conformidad con el cumplimiento de los requisitos técnicos que resulten de aplicación en cada caso, según lo que se indica a continuación:

1.º) En el caso de los módulos de generación de electricidad ubicados en el Sistema Eléctrico Peninsular Español a las que resulte de aplicación los requisitos técnicos incluidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, y en la normativa que sea aprobada a efectos del desarrollo y aplicación del mismo, se aportará la documentación que demuestre conformidad con lo establecido en el Título IV de dicho reglamento de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.

2.º) En el caso de módulos de generación de electricidad ubicados en el Sistema Eléctrico Peninsular Español a las que no resulte de aplicación los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, se aportará cuando así proceda, la documentación que demuestre la conformidad con los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de acuerdo al procedimiento de verificación establecido al efecto en el procedimiento de operación 12.3.

3.º) En el caso de módulos de generación de electricidad ubicados en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, se aportará la documentación que demuestre la conformidad con los requisitos técnicos que les sean de aplicación, según se definan en los procedimientos de operación correspondientes y de acuerdo a lo establecido en la norma técnica de supervisión que, en su caso, se desarrollase.

e) Disponibilidad en la base de datos del operador del sistema de toda la información estructural de la instalación, con arreglo a lo dispuesto en los correspondientes procedimientos de operación; en particular los requisitos de información que pudieron quedar pendientes de completar (cuando sea de aplicación caracterización de armónicos e informes de validación de la idoneidad de los modelos dinámicos).

La documentación anterior será la misma que deberá acompañar la solicitud de informe previo a la notificación operacional definitiva en el caso de instalaciones de generación conectadas a la red de distribución a las que se refiere el apartado 3 del artículo 9.

ANEXO II

Información para solicitar la notificación operacional de instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional de energización, provisional y definitiva de instalaciones de distribución deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación, en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el operador del sistema:

a) Descripción de la instalación (nombre, número de transformador, entre otros).

b) Nudo de conexión o, en su caso, nudo de afección a la red de transporte (nombre y tensión).

c) Programa de pruebas y fechas previstas de puesta en servicio para pruebas y de operación comercial o disponibilidad de la instalación.

d) Permiso de acceso y conexión.

e) Contrato de acceso.

f) Cumplimiento del Reglamento Unificado de Puntos de Medida (RUPM) en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones en origen y autorizaciones de uso de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas de acuerdo a los procedimientos establecidos, compromiso de verificación de los equipos y la instalación en un plazo no superior a tres meses tras el alta en el concentrador principal.

g) Información actualizada de la instalación según el procedimiento de operación en el que se regula la información intercambiada por el operador del sistema, en el formato o formularios que al efecto disponga el operador del sistema.

h) Alta en sistema de telemedidas en tiempo real, de aplicación a instalaciones de enlace.

i) La documentación que acredite el cumplimiento de los requisitos de control en tiempo real a verificar por el operador del sistema, para lo que se deberá contar con un Centro de Control que cumpla con las especificaciones establecidas en el procedimiento de operación 8.2 o, en su caso, normativa que lo sustituya.

La documentación que demuestre la conformidad con los requisitos que resulten de aplicación según el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, de conformidad con lo establecido en el Título IV de dicho reglamento y en la Norma Técnica de Supervisión que, en su caso, se desarrollase.

ANEXO III

Información para solicitar la notificación operacional de instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte

A) Información para la solicitud de la notificación operacional de energización y provisional.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional de energización y provisional de instalaciones de demanda deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación, en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el operador del sistema:

a) Descripción de la Instalación (nombre, número de transformador, entre otros).
b) Nudo de conexión o, en su caso, nudo de afección a la red de transporte (nombre y tensión).
c) Programa de pruebas y fechas prevista de puesta en servicio para pruebas y de operación comercial o disponibilidad de la instalación.
d) Permiso de acceso y conexión.
e) Contrato de acceso.
f) Cumplimiento del Reglamento Unificado de Puntos de Medida (RUPM) en cuanto a las características de la instalación de medida, verificaciones en origen y autorizaciones de uso de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas de acuerdo a los procedimientos establecidos, compromiso de verificación de los equipos y la instalación en un plazo no superior a tres meses tras el alta en el concentrador principal. En el caso de la solicitud de notificación operacional de energización, este requisito solo resultara de aplicación cuando esta incluya entre las instalaciones de conexión algún transformador.
g) Información actualizada de la instalación según el procedimiento de operación en el que se regula la información intercambiada por el operador del sistema, en el formato o formularios que al efecto disponga el operador del sistema.
h) Alta en sistema de telemedidas en tiempo real, de aplicación a instalaciones de enlace, incluyendo la documentación que, en el momento de solicitar la notificación operacional provisional, pudiera aportarse para demostrar la conformidad con los requisitos de control en tiempo real a verificar por el operador del sistema mediante la adscripción a un Centro de Control habilitado y que cumpla con las especificaciones establecidas en el procedimiento de operación 8.2, o normativa que lo sustituya.
i) La documentación que acredite la firma de un procedimiento de coordinación de maniobras con el operador del sistema que asegure en todo caso la operatividad de la red de transporte.
j) La documentación que, en el momento de solicitar la notificación operacional provisional, pudiera aportarse para demostrar la conformidad con los requisitos que resulten de aplicación según el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, de acuerdo con lo establecido en el título IV de dicho reglamento y en la Norma Técnica de Supervisión que, en su caso, se desarrollase.

B) Información para la solicitud de la notificación operacional definitiva.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional definitiva de instalaciones de demanda deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación en el formato y mediante los formularios que al efecto disponga el operador del sistema:

a) Notificación operacional provisional.
b) Disponibilidad en la base de datos del operador del sistema de toda la información estructural de la instalación, con arreglo a lo dispuesto en los correspondientes procedimientos de operación; particularmente los requisitos de información que pudieron quedar pendientes de completar (cuando sea de aplicación, caracterización de armónicos e informes de validación de la idoneidad de los modelos dinámicos).
c) La documentación que demuestre la conformidad con los requisitos que resulten de aplicación según el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, de acuerdo con lo establecido en el título IV de dicho reglamento y en la Norma Técnica de Supervisión que, en su caso, se desarrollase.

ANEXO IV

Información para solicitar la notificación operacional de módulos de generación de electricidad conectados a la red de distribución

A) Información para la solicitud de la notificación operacional de energización.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional de energización deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación, en el formato y mediante los formularios que al efecto dispongan los gestores de las redes de distribución:

a) Acuerdo sobre ajustes de los sistemas de protección y control adecuados al punto de conexión entre el gestor de red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad de acuerdo con lo establecido en el artículo 34.2 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.
b) Documentación que acredite la existencia de un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, si procede.
c) Contrato de acceso o documento equivalente salvo en el caso de que, de conformidad con la normativa en vigor, no sea necesaria la suscripción del mismo.

B) Información para la solicitud de la notificación operacional provisional.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional provisional deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación, en el formato y mediante los formularios que al efecto dispongan los gestores de las redes de distribución:

a) Documentación relacionada en el artículo 35.3 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, con las excepciones que, a estos efectos, se deriven de la aplicación de lo previsto en la disposición transitoria cuarta.
b) En su caso, informe previo emitido por el operador del sistema al que se refiere el apartado tercero del artículo 9.

C) Información para la solicitud de la notificación operacional definitiva.

Con carácter general, la solicitud de notificación operacional definitiva deberá ir acompañada de la información que se detalla a continuación, en el formato y mediante los formularios que al efecto dispongan los gestores de las redes de distribución:

a) En el caso de instalaciones de tipo A, el Documento de Instalación al que se refiere el artículo 30 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.
b) En el caso de instalaciones de tipo B y C, el Documento de Módulo de Generación de Electricidad al que se refiere el artículo 32.2 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.
c) En el caso de instalaciones de tipo D, la información que acredite el cumplimiento de los aspectos recogidos en los artículos 36.2 y 36.3 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

d) En los casos a los que se refiere el apartado tercero del artículo 9, el informe previo emitido por el operador del sistema.

En relación con los apartados A), B) y C) anteriores se tendrá en cuenta:

1.º) En el caso de los módulos de generación de electricidad ubicados en el Sistema Eléctrico Peninsular Español a los que resulte de aplicación los requisitos técnicos incluidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, y en la normativa que sea aprobada a efectos del desarrollo y aplicación del mismo, se aportará la documentación que demuestre conformidad con lo establecido en el Título IV de dicho reglamento de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Supervisión correspondiente.

2.º) En el caso de módulos de generación de electricidad ubicados en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, se aportará la documentación que demuestre la conformidad con los requisitos técnicos que les sean de aplicación, según se definan en los procedimientos de operación correspondientes y de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Supervisión que, en su caso, se desarrolle.

3.º) Las excepciones que, a estos efectos, se deriven de la aplicación de lo previsto en la disposición transitoria cuarta.

§ 89

Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 340, de 30 de diciembre de 2020
Última modificación: 24 de julio de 2025
Referencia: BOE-A-2020-17278

I

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 33, regula con carácter general el acceso y la conexión a las redes, definiendo los conceptos de derecho de acceso, derecho de conexión, permiso de acceso y permiso de conexión. Así, por derecho de acceso se entenderá el derecho de uso de la red en unas condiciones legal o reglamentariamente determinadas y por derecho de conexión a un punto de la red, el derecho de un sujeto a acoplarse eléctricamente a un punto concreto de la red en unas condiciones determinadas.

Si bien han transcurrido varios años desde su promulgación, el desarrollo reglamentario del referido artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, hasta este momento aún no se había producido. Esto supone, de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria undécima de la citada Ley 24/013, de 26 de diciembre, que, hasta la aprobación de este real decreto, el artículo 33 relativo al acceso y conexión, no fuera de aplicación.

Esta situación determina que siga siendo de aplicación el régimen transitorio configurado por las disposiciones transitorias séptima, octava y undécima de la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Estas disposiciones transitorias, aplicadas de manera conjunta, determinan que en tanto se desarrolla el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el acceso y la conexión se rigen por la anterior Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y su normativa de desarrollo aprobada por el Gobierno. Dichas normas preveían una vigencia indefinida de los permisos, frente a los cinco años establecidos con carácter general por el apartado octavo del artículo 33 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre.

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho de la Unión Europea, en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, ha llevado a cabo una reorganización competencial en relación con el acceso y la conexión a las redes eléctricas de tal forma que corresponde al Gobierno aprobar, mediante real decreto del Consejo de Ministros, los criterios y procedimientos que la concesión de acceso y conexión deberá satisfacer para el cumplimiento de los objetivos de política energética y penetración de renovables; los criterios bajo los que un sujeto podrá solicitar a los titulares y gestores de las redes la modificación de las condiciones de los permisos de acceso y de conexión, incluidos

sus puntos de conexión, y los criterios objetivos para la inclusión de límites a la capacidad de conexión por nudos al objeto de garantizar la seguridad del suministro.

Por su parte, de conformidad con el reparto competencial aprobado por el citado Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, mediante circular, la metodología y las condiciones de acceso y conexión que comprenderá: el contenido de las solicitudes y permisos, los criterios económicos, los criterios para la evaluación de la capacidad, los motivos para la denegación, el contenido mínimo de los contratos y la obligación de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión.

A este respecto, conviene destacar lo manifestado por el Consejo de Estado en su Dictamen de fecha 18 de junio de 2020, relativo al primer proyecto de circular de acceso, cuando afirmaba que «En conclusión, de acuerdo con el ordenamiento legal vigente, la aprobación de un marco general regulador del procedimiento de otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión corresponde al Gobierno. La regulación que este establezca encontrará un límite en el respeto a la competencia de la CNMC para regular los aspectos expresamente mencionados en la habilitación legal correspondiente».

El Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, incluyó en su disposición adicional tercera diversas medidas para luchar contra la especulación en los derechos de acceso y conexión en las instalaciones de producción e incrementar la firmeza exigible a los proyectos. Entre estas medidas, esa disposición adicional introdujo la obligación de los titulares de permisos de acceso y de conexión de adelantar una parte de los costes de inversión de aquellas infraestructuras de conexión que deben sufragar, pero que han de ser realizadas por el titular de la red, así como la obligación de firmar, en un plazo determinado, un contrato de encargo de proyecto en el que se recojan los pagos adicionales a los importes adelantados. Asimismo, este real decreto-ley recogió la obligación de los titulares de los permisos de acceso y de conexión de acreditar hitos de avance en los proyectos vinculados a los trámites ambientales y administrativos, estableciendo que la concreción de dichos hitos se realizaría mediante desarrollo reglamentario.

El recientemente aprobado Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, ha incluido, entre las medidas en materia energética, algunas destinadas a la ordenación del acceso a la red. Así, con el objetivo de dar firmeza a los proyectos de generación, entre estas medidas, se encuentra el desarrollo con rango reglamentario de los hitos de avance de proyectos a los que se refiere la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, antes citada.

Asimismo, y también con el mismo fin de dotar de firmeza a los proyectos, el citado Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, modifica el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, incorporando al mismo una nueva disposición adicional decimocuarta y un anexo que regulan los criterios para la consideración de una misma instalación de generación, a efectos de los permisos de acceso y de conexión.

II

Al amparo de las normas de rango legal anteriormente mencionadas, las cuales configuran, en esencia, el marco legislativo dentro del que ha de regularse el acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, mediante este real decreto se regulan aquellos aspectos relativos al acceso y la conexión que se enmarcan dentro del ámbito competencial del Gobierno.

De acuerdo con lo anterior, este real decreto tiene por objeto establecer los principios y criterios en relación con la solicitud, tramitación y otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplicarán a productores, consumidores, titulares de instalaciones de almacenamiento y titulares y gestores de las redes de transporte y distribución. Mediante estos criterios y principios se dotará de certidumbre y seguridad jurídica al marco normativo energético, preparándolo para el despliegue ordenado de energías renovables que se prevé tenga lugar en los próximos

años, al tiempo que se contribuye a eliminar ineficiencias y comportamientos especulativos que ponen en peligro la consecución de objetivos de política energética.

En relación con lo anterior, este real decreto recoge la obligación de las nuevas instalaciones de generación, consumo, almacenamiento, transporte y distribución de obtener permisos de acceso y de conexión para poder conectarse a la red. Asimismo, en el caso particular de las instalaciones de generación de electricidad, se recoge la obligación de iniciar un procedimiento de obtención de los permisos de acceso y de conexión en los casos en los que dichas instalaciones sean modificadas de tal manera que no puedan ser consideradas las mismas, de conformidad con los criterios que al respecto establece la disposición adicional decimocuarta del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

Asimismo, se establece que, con carácter general, el criterio de ordenación del otorgamiento será el de prelación temporal, si bien, con el fin de servir al impulso de la penetración de las energías renovables, se regula la excepción al mismo en los casos de hibridación de instalaciones de generación existentes y de concursos de capacidad de acceso en nuevos nudos de la red de transporte o en aquellos nudos donde se libere o aflore capacidad de potencia.

El procedimiento de obtención que establece este real decreto se configura como un procedimiento único para la obtención de los permisos de acceso y de conexión a las redes de transporte y distribución eléctricas, en el que el gestor de la red actúa como punto de contacto para el solicitante durante todo el procedimiento, y ello, con independencia de que dicho gestor sea o no el titular de la red donde se solicita la conexión. No obstante, se prevé una excepción transitoria para aquellas instalaciones que, a la entrada en vigor de este real decreto, no dispongan de permiso de conexión, pero para las que su titular ya hubiese solicitado u obtenido el permiso de acceso ante el gestor de red, en cuyo caso la tramitación del permiso de conexión se hará con el titular de la red en la que han solicitado u obtenido el permiso de acceso.

El procedimiento único que regula este real decreto tiene unos plazos concretos, tanto para los solicitantes como para los titulares y gestores de las redes, que dependen del nivel de tensión del punto de la red para el que se solicita el acceso y la conexión. Con el fin de agilizar la tramitación para la obtención de los permisos en el caso de consumidores y generadores de pequeña potencia, se prevé la aplicación de un procedimiento simplificado en el que los tiempos se ven reducidos a la mitad.

De conformidad con la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, este real decreto exime de obtener permisos de acceso y de conexión a determinadas instalaciones de generación de electricidad vinculadas a las modalidades de autoconsumo. Adicionalmente, hace extensiva esa excepción en el caso de consumidores a los que les es de aplicación el artículo 25.1 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Este real decreto regula las causas de inadmisión de las solicitudes de acceso y de conexión, que quedan limitadas a la no presentación de la información necesaria para poder tramitar la solicitud, la no acreditación de haber constituido las garantías económicas necesarias en el caso de instalaciones de generación de electricidad y que, conforme a la información pública que se muestre en las plataformas que deberán habilitar los gestores de la red, no exista capacidad. Asimismo, en relación con la denegación de las solicitudes de acceso y conexión, el real decreto recoge que las causas sólo podrán ser aquellas que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el ejercicio de las competencias que le atribuye la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y establece que, en todos los casos, la denegación será comunicada al solicitante de manera motivada.

Por otra parte, este real decreto regula la obligación del titular de la instalación de suscribir un contrato técnico de acceso con el titular de la red a la que se conecte, que regirá las relaciones técnicas entre ambos. En el caso de los consumidores, además del contrato anterior, deberá formalizarse el contrato de acceso con el distribuidor correspondiente que, en el caso de conexión a la red de distribución, se podrá firmar de manera conjunta junto con el contrato técnico de acceso.

III

El capítulo I recoge el objeto y ámbito de aplicación de la norma, así como las definiciones de aplicación a los efectos previstos en la misma.

El capítulo II, por su parte, regula los aspectos generales del procedimiento de obtención de los permisos de acceso y conexión. En concreto, este capítulo concreta la obligación de obtener los permisos, los criterios generales del procedimiento de tramitación, el criterio general para el otorgamiento, las causas de inadmisión de solicitudes y las causas de denegación de los permisos.

El capítulo III recoge el detalle del procedimiento general de otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión en lo relativo a su inicio, evaluación de la solicitud, elaboración de la propuesta previa y plazos para su remisión, aceptación por parte del solicitante y emisión de los permisos.

El capítulo IV regula los aspectos relativos al procedimiento abreviado de obtención de los permisos de acceso y de conexión, como son las condiciones del mismo y los casos en los que este podrá ser aplicado, así como los casos concretos que estarán exentos de obtener permisos de acceso y conexión.

El capítulo V regula la posibilidad de convocar, mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, concursos para el otorgamiento de permisos de acceso en nudos concretos de la red de transporte para nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable, solas o combinadas con instalaciones de almacenamiento, o para nuevas instalaciones de almacenamiento. El real decreto limita la aplicabilidad de esta medida a nudos donde se libere o aflore capacidad como consecuencia, entre otros, de la caducidad de permisos de acceso por incumplimiento de hitos administrativos a los que se refiere el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, o de cambios en los criterios técnicos que determinen la capacidad de acceso disponible en la red. Asimismo, esta medida podrá ser aplicada en nudos nuevos que se incluyan en el plan de desarrollo de la red transporte como consecuencia de un nuevo proceso de planificación.

El capítulo VI regula algunos aspectos relativos a los contratos técnicos de acceso que deberán suscribir los titulares de permisos de acceso y de conexión, así como los relativos al contrato de acceso que deberán formalizar los consumidores.

Por último, el capítulo VII regula las garantías económicas que deberán constituirse para poder tramitar la obtención de permisos de acceso y de conexión en el caso de instalaciones de generación de electricidad. Asimismo, se regula la necesidad de realizar pagos como garantía, en el caso de titulares de permisos de acceso y de conexión, cuando sea preciso realizar modificaciones o refuerzos en las redes de transporte o distribución que deban ser ejecutadas por los titulares de dichas redes, pero sufragadas por los titulares de los permisos.

IV

El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, ha establecido la posibilidad de realizar proyectos de hibridación de las instalaciones de generación existentes utilizando el mismo punto de conexión y la capacidad de acceso ya concedida. Tal y como se recoge en su preámbulo, esta medida contribuirá al desarrollo rápido y eficiente de un gran número de proyectos renovables, optimizando la red ya construida y minimizando el coste para los consumidores.

Al amparo de lo anterior, el capítulo VIII de este real decreto regula el procedimiento para la solicitud y tramitación de las condiciones de acceso y conexión para la hibridación de instalaciones de generación de electricidad, y para la actualización, en su caso, de los permisos ya otorgados. Asimismo, se establecen, en su caso, los requisitos necesarios para discriminar la energía generada que pudiera ser perceptora de régimen retributivo específico y los requisitos que deberán cumplir los nuevos módulos de generación de electricidad que se incorporen a la instalación existente.

V

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en su dicción anterior a la entrada en vigor de este real decreto, recogía la obligación de designar un interlocutor único de nudo que ejerciese la representación de los generadores que quisiesen acceder a la red de transporte ante el gestor y el titular de dicha red.

Mediante este real decreto se elimina la obligación anterior de manera que sea el solicitante el que, mediante el procedimiento único establecido en el mismo, se relacione directamente con el gestor de la red de transporte.

No obstante, puesto que a la entrada en vigor de este real decreto pueden existir solicitudes pendientes de resolver que hayan sido presentadas a través de un interlocutor único de nudo, este real decreto prevé un periodo transitorio para que, en esos casos, los interlocutores únicos de nudo sigan ejerciendo de manera transitoria la función prevista para los mismos en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, hasta la finalización del procedimiento de acceso y conexión.

VI

Con el fin de promover un proceso de transición justa, la disposición adicional vigésima segunda de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, recoge la posibilidad de regular procedimientos y establecer requisitos para la concesión de la totalidad o de parte de la capacidad de acceso en los nudos afectados por el cierre de instalaciones de energía térmica de carbón o termonuclear a las nuevas instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables en los que, además de los requisitos técnicos y económicos, se ponderen los beneficios medioambientales y sociales.

A estos efectos, el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, ha habilitado a la Dirección General de Política Energética y Minas a solicitar al operador del sistema el cálculo de la capacidad de acceso individualizada para una serie de nudos de transición justa, que se recogen en su anexo.

Puesto que la concesión de nueva capacidad de acceso en estos nudos puede comprometer la capacidad que finalmente esté disponible para ser otorgada, en virtud de la citada disposición adicional vigésima segunda de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, comprometiendo con ello los objetivos de transición justa, este real decreto establece que, de manera transitoria, el gestor de la red de transporte no podrá admitir solicitudes para el otorgamiento de capacidad de acceso en los nudos a los que se refiere el anexo del Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, hasta que la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico regule y se resuelvan los procedimientos a los que se refiere la citada disposición adicional vigésima segunda de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

VII

La disposición transitoria undécima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que lo dispuesto en el artículo 33 de dicha norma será de aplicación una vez entre en vigor el real decreto por el que se aprueban los criterios para la concesión de los permisos de acceso y de conexión.

En virtud de lo anterior, la disposición final primera establece que, con la entrada en vigor del mismo, será de plena aplicación lo previsto en el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en su normativa de desarrollo.

VIII

La conexión a la red de un elevado contingente de generación de origen renovable de manera eficiente para el sistema exige que, en numerosas ocasiones, instalaciones de distintos titulares deban compartir una misma infraestructura de evacuación. Sin embargo, el hecho de que la titularidad de esas infraestructuras no sea compartida, puede suponer un obstáculo a la utilización por parte de terceros que también tienen concedido un derecho de acceso y conexión en el mismo punto. Con el fin de eliminar una parte de estos obstáculos,

mediante la disposición final segunda, se modifica el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, para condicionar la autorización administrativa de las infraestructuras de evacuación a la presentación por parte de los titulares de dichas líneas de evacuación de un documento que acredite la existencia de un acuerdo vinculante para el uso compartido de las mismas por parte de todos los titulares de permisos de acceso y de conexión en la misma posición de línea.

IX

Mediante la disposición final tercera se lleva a cabo la modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, al objeto de precisar la aplicación del régimen retributivo específico a las instalaciones híbridas. Más concretamente, se establece un nuevo tipo de instalaciones hibridas que dé cabida a la hibridación renovable de una instalación que ya tenga derecho a la percepción del régimen retributivo específico, así como su mecanismo de retribución.

Asimismo, se modifica la definición de potencia instalada aplicable en el caso de instalaciones de tecnología fotovoltaica de manera que esta sea la menor entre la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran la instalación y la potencia máxima del inversor, o inversores, que configuren la instalación. Para evitar que esta modificación afecte a procedimientos de autorización de instalaciones que hubiesen sido iniciados con anterioridad a la fecha de entrada en vigor del real decreto, se prevé que, de manera transitoria, la tramitación de dichos procedimientos y la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica sea realizada conforme a la definición de potencia instalada vigente hasta esa fecha.

X

La disposición transitoria primera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas, establece que, durante un plazo de veinticuatro meses, los gestores de red podrán expedir notificaciones operacionales limitadas que permitan la inscripción en los registros administrativos correspondientes a las instalaciones de generación de electricidad incluidas dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red. Esta disposición transitoria otorga un plazo necesario para la acreditación de aquellas entidades que permitirán evaluar la conformidad con los requisitos técnicos que establece el citado Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, y, con ello, expedir la correspondiente notificación operacional definitiva.

Aunque el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, no es de aplicación a las instalaciones de generación ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, extiende el ámbito de aplicación del procedimiento de notificación operacional a las mismas, si bien, en este caso, el procedimiento está vinculado al cumplimiento de los requisitos específicos que son de aplicación a estas instalaciones.

Teniendo en cuenta que la definición de alguno de estos requisitos específicos se encuentra vinculada a los que derivan de la aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, la disposición final quinta de este real decreto modifica la disposición transitoria primera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, para extender la posibilidad de expedir notificaciones operacionales limitadas al caso de instalaciones de generación de electricidad ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. Esto permitirá la inscripción definitiva de dichas instalaciones en los registros administrativos correspondientes hasta que pueda aportarse la documentación necesaria que acredite el cumplimiento de los requisitos técnicos que les son de aplicación.

XI

La disposición final octava del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, recoge que «el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobarán en el plazo máximo de tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto-ley cuantas disposiciones reglamentarias sean precisas para el desarrollo y ejecución en el ámbito de sus competencias de lo previsto en el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

De conformidad con lo anterior, con fecha 7 de julio de 2020, se aprobó el Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se autoriza la tramitación administrativa urgente prevista en el artículo 27.1.b) de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, del proyecto de Real Decreto por el que se regula el procedimiento y los criterios generales de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

XII

Esta norma se ha elaborado teniendo en cuenta los principios de buena regulación a que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

En particular, se cumplen los principios de necesidad y eficacia, al preverse su aprobación en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que estable que deberá aprobarse por real decreto del Gobierno los aspectos concretos del acceso y conexión a las redes que figuran identificados en el objeto de esta norma, siendo la aprobación de este real decreto condición necesaria para la entrada en vigor del artículo 33 de la citada ley.

Asimismo, cumple el principio de proporcionalidad al llevar a cabo el desarrollo reglamentario de los aspectos que tiene atribuido el Gobierno en materia de acceso y conexión, en virtud del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Se entiende satisfecho también el principio de seguridad jurídica dado que la norma es coherente con el resto del ordenamiento jurídico y con el Derecho de la Unión. Adicionalmente, la aprobación de este real decreto permitirá la aplicabilidad del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y, con ello, la aplicación plena del marco normativo en materia de acceso y conexión que aprobó la citada ley, en lugar del marco transitorio que se viene aplicando actualmente.

La norma cumple el principio de transparencia en la medida en que el proyecto ha sido sometido a audiencia pública y el mismo describe en su preámbulo y en su memoria los objetivos que se persiguen.

Finalmente, el principio de eficiencia se satisface en la medida en que no introduce cargas administrativas innecesarias o accesorias.

De conformidad con el artículo 26.6 de la mencionada Ley 50/1997, de 27 de noviembre, este real decreto ha sido sometido a información pública y trámite de audiencia mediante su publicación en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Adicionalmente, el trámite de audiencia también se ha evacuado mediante consulta a los representantes del Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo a lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla han participado en el trámite de audiencia a través de dicho Consejo Consultivo de Electricidad, en el que están representadas.

Según lo establecido en el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, lo dispuesto en este real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su informe »Acuerdo por el que se emite informe sobre el proyecto de real decreto de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica» (IPN/CNMC/022/20), que fue aprobado por el Consejo en Pleno, con fecha 2 de septiembre de 2020.

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

En su virtud, a propuesta de la Vicepresidenta Cuarta del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con la aprobación previa de la Ministra de Política Territorial y Función Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación de Consejo de Ministros en su reunión del día 29 de diciembre 2020,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

El objeto de este real decreto es establecer los criterios y el procedimiento de aplicación a la solicitud y obtención de los permisos de acceso y de conexión a un punto de la red, por parte de los productores, transportistas, distribuidores, consumidores y titulares de instalaciones de almacenamiento, en desarrollo de lo previsto en el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Artículo 2. *Definiciones.*

A los efectos de este real decreto, se entenderá por:

a) Derecho de acceso: derecho de uso de la red en unas condiciones legal o reglamentariamente determinadas.

b) Derecho de conexión a un punto de la red: derecho de un sujeto a acoplarse eléctricamente a un punto concreto de la red de transporte existente o planificada con carácter vinculante o de la red de distribución existente o incluida en los planes de inversión aprobados por la Administración General del Estado en unas condiciones determinadas.

c) Permiso de acceso: aquél que se otorga para el uso de la red a la que se conecta una instalación de producción de energía eléctrica, almacenamiento para posterior inyección a la red, consumo, distribución o transporte. El permiso de acceso será emitido por el gestor de la red.

d) Permiso de conexión a un punto de la red: aquél que se otorga para poder conectar una instalación de producción de energía eléctrica, almacenamiento para posterior inyección a la red, consumo, distribución o transporte a un punto concreto de la red de transporte o, en su caso, de distribución. El permiso de conexión será emitido por el titular de la red.

e) Nudo: punto eléctrico en el que confluyen tres o más líneas eléctricas o transformadores con el mismo nivel de tensión. También tendrá consideración de nudo eléctrico aquel punto en el que, tras realizar una apertura del circuito para conectar un nuevo sujeto, finalmente confluyan tres o más líneas eléctricas o existan transformadores.

f) Posición: cada uno de los puntos que permiten la conexión física de líneas eléctricas, transformadores o elementos de control de la potencia activa o reactiva en un nudo, dotado de sus correspondientes elementos de corte y protección.

g) Titular de la red aguas arriba, respecto de otro: aquel que se conecta a la red de este último mediante elementos que se sitúan en niveles de tensión superiores, o iguales siempre que dicho elemento esté situado con anterioridad al avance habitual en el sentido de la corriente eléctrica. A tal efecto, por sentido habitual de la corriente se entenderá aquel que permite la alimentación a los consumidores de menor tensión desde niveles de tensión superiores o iguales.

h) Gestor de la red aguas arriba, respecto de otro: aquel encargado de gestionar la red que se conecta a la red de este último mediante elementos que se sitúan en niveles de tensión superiores, o iguales siempre que dicho elemento esté situado con anterioridad al avance habitual en el sentido de la corriente eléctrica. A tal efecto, por sentido habitual de la corriente se entenderá aquel que permite la alimentación a los consumidores de menor tensión desde niveles de tensión superiores o iguales.

i) Instalación de generación de electricidad: una instalación que se compone de uno o más módulos de generación de electricidad y, en su caso, de una o varias instalaciones de

almacenamiento de energía que inyectan energía a la red, conectados todos ellos a un punto de la red a través de una misma posición.

j) Módulo de generación de electricidad: un módulo de generación de electricidad síncrono o un módulo de parque eléctrico de acuerdo con los establecido en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, y con la normativa que se apruebe para el desarrollo e implementación del mismo.

k) Capacidad de acceso: será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red por una instalación de generación de electricidad o absorbida de la red por una instalación de demanda de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y en el contrato de técnico acceso.

l) Conexión a la red: procedimiento destinado a conectar físicamente las instalaciones de generación de energía eléctrica, distribución, transporte, almacenamiento o consumo a un punto de la red de transporte o, en su caso, de distribución, en el cual se le ha otorgado al titular de dichas instalaciones un permiso de acceso y conexión. Finalizadas dichas actividades, las instalaciones se encontrarán en disposición de ser energizadas o acopladas una vez hayan obtenido todos los permisos y autorizaciones que normativamente sean necesarios.

m) Potencia instalada de una instalación de generación: la definida en el artículo 3 y, en su caso, en la disposición adicional undécima, del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

n) Potencia instalada de una instalación de consumo: será la potencia máxima prevista que se ha considerado en el diseño de la instalación de consumo y que debe constar en el correspondiente certificado de instalación eléctrica (CIE).

Artículo 3. *Ámbito de aplicación.*

1. Este real decreto será de aplicación a los sujetos que participen en la solicitud y otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que serán:

a) Los solicitantes de permisos de acceso y de conexión a un punto de la red de transporte o, en su caso, de distribución de energía eléctrica, que serán: los promotores y titulares de instalaciones de generación de electricidad, de instalaciones de distribución, de instalaciones de transporte, de instalaciones de almacenamiento, y los consumidores.

b) Los titulares de redes de distribución o de transporte de energía eléctrica.

c) El operador del sistema y gestor de la red de transporte y los gestores de las redes de distribución.

2. Este real decreto no será de aplicación a las instalaciones de almacenamiento en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares de los que sea titular el operador del sistema, de acuerdo con lo establecido en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Asimismo, no será de aplicación a las instalaciones de almacenamiento cuando estas tengan el carácter de componentes plenamente integrados en la red de transporte, en aplicación de lo previsto en la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, ni cuando las mismas nunca inyecten energía a las redes de transporte o distribución.

De igual modo, no será de aplicación a los supuestos en los que un titular de la red deba acceder a redes que sean de su titularidad.

CAPÍTULO II

Aspectos generales del procedimiento de acceso y conexión a la red

Artículo 4. *Obligación de obtención de permisos acceso y de conexión a un punto de la red.*

1. Los sujetos referidos en el párrafo a) del apartado 1 del artículo 3 que deseen conectar a la red de transporte o de distribución sus nuevas instalaciones, deberán obtener previamente permisos de acceso y de conexión a la red.

2. Lo previsto en el apartado anterior se entenderá sin perjuicio de las exenciones que puedan ser aplicables, de conformidad con lo previsto en el artículo 17 de este real decreto.

Artículo 5. *Criterios generales para la tramitación de permisos de acceso y de conexión.*

1. Para la obtención de los permisos de acceso y de conexión se deberá tramitar una solicitud de acceso y conexión a la red de transporte o distribución, según aplique en cada caso, ante el gestor de la red que corresponda.

2. La tramitación de las solicitudes de los permisos de acceso y de conexión se realizará de manera conjunta en un único procedimiento. En este procedimiento, el gestor de la red para la cual se están solicitando los permisos actuará como punto de contacto único para el solicitante o para la persona física o jurídica que lo represente.

3. Los gestores de las redes de transporte y distribución deberán disponer de plataformas web dedicadas a la gestión de solicitudes de acceso y conexión, tramitación e información sobre el estado de las mismas, en las que los solicitantes podrán consultar el estado de la tramitación de sus solicitudes.

4. Asimismo, las plataformas a las que se refiere el apartado anterior permitirán conocer la capacidad de acceso existente en cada nudo, de acuerdo con los criterios que establezca en su circular la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

5. A efectos de la tramitación de los procedimientos de acceso y de conexión, se deberá tener en cuenta lo siguiente:

a) Las solicitudes y sus posibles subsanaciones, las comunicaciones por parte del gestor de la red, en su calidad de punto de contacto único, y, en general, cualquier paso en la tramitación que exija llevar a cabo una comunicación o notificación por parte del solicitante o del gestor de la red, deberán realizarse por medios electrónicos. Lo anterior no será de aplicación cuando los solicitantes sean personas físicas, en cuyo caso podrán utilizarse otras vías de comunicación o notificación siempre que estas permitan dejar constancia de la presentación y de la fecha en que esta haya tenido lugar.

b) Deberán habilitarse lo medios electrónicos que permitan guardar la trazabilidad de las comunicaciones y notificaciones efectuadas por parte de los solicitantes y de los gestores de red y obtener resguardos acreditativos de las mismas por parte de los solicitantes de los permisos de acceso y de conexión, en los que se haga constar la fecha y hora de presentación.

c) Deberán habilitarse los medios electrónicos que permitan dejar constancia fehaciente de las comunicaciones y notificaciones que realicen los gestores de red.

Artículo 6. *Criterios generales del procedimiento de obtención de los permisos de acceso y de conexión.*

1. El procedimiento de obtención de los permisos de acceso y de conexión deberá ajustarse, con carácter general, a lo establecido en el capítulo III.

2. Las solicitudes de permisos de acceso y de conexión para instalaciones de generación de electricidad se realizarán para dicha instalación, es decir, para el conjunto de módulos de generación de electricidad y/o almacenamiento que formen parte de la misma, de conformidad con lo previsto en el artículo 2.

3. A efectos de lo previsto en este real decreto, las solicitudes para acceso y conexión a la red de transporte o distribución de instalaciones de almacenamiento que puedan verter energía en las redes de transporte y distribución, se considerarán como solicitudes para el acceso de instalaciones de generación de electricidad.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio de los criterios técnicos de acceso que deban ser tenidos en cuenta para este tipo de instalaciones, como consecuencia de su condición de instalaciones que, en determinados momentos, se comportan como instalaciones de demanda.

4. El inicio de un procedimiento de acceso y conexión a la red eléctrica, en el caso de instalaciones de generación de electricidad, estará condicionado a que pueda acreditarse la presentación, ante el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación, de una copia del resguardo acreditativo de haber depositado la garantía económica a la que se refiere el artículo 23 de este real decreto, y que dicha garantía está adecuadamente constituida, de conformidad con lo previsto en el citado artículo. La forma de acreditación de la adecuada constitución de la garantía será la señalada en el artículo 23.

5. En todo caso, el inicio de un procedimiento para la obtención de los permisos de acceso y de conexión estará condicionado a que el titular de la instalación abone las cuantías en concepto de estudios de acceso y conexión que establezcan las respectivas órdenes ministeriales a las que se refieren el artículo 27 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, y el artículo 30 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, según aplique en cada caso.

6. Las solicitudes de permisos de acceso y de conexión solo podrán realizarse:

a) En el caso de la red de transporte, sobre subestaciones existentes o incluidas en el plan de desarrollo de la red de transporte en vigor, y, dentro de éstas, sobre posiciones existentes o planificadas. A estos efectos, se tendrán en cuenta las posiciones adicionales a las incluidas expresamente en la planificación de la red de transporte que puedan considerarse planificadas, de conformidad con los criterios y requisitos que, a estos efectos, sean definidos en el real decreto que, en su caso, sea aprobado de acuerdo con lo previsto en el apartado tercero de la disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio.

b) En el caso de la red de distribución, sobre instalaciones existentes o incluidas en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado.

7. En el caso de cogeneración o de autoconsumo en los que las instalaciones de generación de electricidad compartan infraestructuras de conexión con un consumidor, y en las que el solicitante de los permisos de acceso y conexión sea distinto del titular del contrato de suministro, será condición imprescindible para el inicio de un procedimiento de acceso y conexión que la solicitud vaya acompañada de un acuerdo firmado por ambos en el que se recoja que el titular del contrato de suministro da su conformidad a la misma.

8. De conformidad con lo previsto en el apartado 12 del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se podrán realizar solicitudes de permisos de acceso para instalaciones híbridas que incorporen varias tecnologías siempre que, al menos una de ellas, utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore instalaciones de almacenamiento.

9. En el caso de solicitudes de acceso de demanda para realizar autoconsumo con conexión en posiciones de generación de la red de transporte que cuenten previamente con permisos de acceso de generación, el permiso de acceso de demanda no podrá otorgarse por una capacidad superior al 50 % de la capacidad de acceso de la instalación de generación. Este porcentaje podrá modificarse por resolución de la Secretaría de Estado de Energía una vez la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia apruebe la circular que establezca los criterios para la evaluación de la capacidad de acceso para instalaciones de demanda y, en su caso, las especificaciones técnicas de detalle que sean necesarias para su desarrollo.

Artículo 7. *Criterio general de ordenación del otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión.*

1. El criterio general de ordenación de los permisos de acceso y de conexión será la prelación temporal, salvo en los casos previstos en el artículo 18 y en el artículo 27 de este real decreto.

2. A efectos de determinación de la prelación temporal, la fecha a tener en cuenta será la de admisión a trámite de la solicitud, la cual será la fecha y hora de presentación de la solicitud de concesión del permiso de acceso y conexión ante el gestor de la red correspondiente.

En caso de que dicha solicitud requiera subsanación, la fecha de admisión a trámite y, por tanto, la que se tendrá en cuenta a efectos de prelación temporal, será la fecha y hora en la que se haya presentado correctamente toda la documentación e información requerida. A estos efectos, el gestor de red deberá respetar en las peticiones de subsanación el orden de entrada de las solicitudes.

3. En caso de instalaciones de generación de electricidad, si aplicando los criterios anteriormente señalados, la fecha y hora de admisión de dos solicitudes es la misma, la prelación temporal se establecerá con base en la antigüedad de haber remitido a la administración competente para autorizar la instalación copia del resguardo acreditativo de haber depositado adecuadamente las garantías económicas a las que hace referencia el artículo 23.

En el supuesto de que una misma solicitud conjunta agrupe a varias instalaciones de generación de electricidad en un mismo nudo, la fecha de aplicación a efectos de la prelación de la solicitud conjunta será la última de las fechas de los resguardos acreditativos de las instalaciones a las que se refiera dicha solicitud.

Artículo 8. *Inadmisión de solicitudes.*

1. La solicitud de los permisos de acceso y de conexión sólo podrá ser inadmitida por el gestor de la red por las siguientes causas:

a) No haber acreditado la presentación, ante el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación, de una copia del resguardo acreditativo de haber depositado la garantía económica a las que hace referencia el artículo 23, y que el órgano competente para la autorización de la instalación se haya pronunciado sobre que dicha garantía está adecuadamente constituida, de conformidad con lo previsto en dicho artículo.

b) Que el otorgamiento del acceso en dicho nudo estuviese regulado en un procedimiento específico aprobado por el Gobierno al amparo del capítulo V de este real decreto o de la disposición adicional vigésima segunda de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

c) No haber aportado o subsanado la información requerida en los términos y plazos previstos en este real decreto y con el contenido que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de acuerdo con lo previsto en el apartado 11 del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

d) Que se presente en nudos en los que la capacidad de acceso existente otorgable sea nula, de conformidad con la información que se haga constar en las plataformas a las que se refiere el artículo 5.3 de este real decreto. No podrán ser inadmitidas por esta causa las solicitudes que tengan por objeto la hibridación de una instalación de generación de electricidad de acuerdo con lo previsto en el artículo 27 de este real decreto. En las inadmisiones por falta de capacidad de acceso otorgable para generación, los gestores de la red remitirán la dirección de sus portales web donde figure la capacidad existente en las redes bajo su gestión.

2. La inadmisión de una solicitud deberá ser notificada por el gestor de la red al solicitante del permiso de acceso y de conexión. En dicha notificación deberá hacerse constar la causa concreta, de entre las señaladas en el apartado anterior, que causa la inadmisión.

3. La inadmisión de una solicitud de acceso y conexión conllevará, en su caso, la recuperación de las garantías económicas aportadas. La devolución de las garantías deberá realizarse en el plazo máximo de tres meses desde que el titular de la instalación presente ante el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación copia de la notificación de inadmisión de la solicitud y solicite la devolución de la garantía constituida.

En el caso de solicitudes inadmitidas en virtud de lo establecido en el párrafo d) del apartado primero de este artículo, procederá únicamente la devolución del 80% del total de la garantía presentada, resultando, por tanto, la incautación de la parte restante. El

solicitante podrá recuperar íntegramente la garantía presentada si, junto con la solicitud de devolución de la misma, acreditase que el día de constitución de la garantía, en la plataforma web del gestor de la red correspondiente, a las 8 de la mañana constase la existencia de capacidad otorgable en dicho nudo no reservada a los concursos previstos en el artículo 18.

Artículo 9. *Denegación de los permisos de acceso y de conexión.*

1. Los motivos para la denegación de los permisos de acceso y de conexión serán los que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de acuerdo con lo previsto en el citado apartado 11 del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. En todo caso, la denegación del permiso de acceso y de conexión deberá ser motivada y deberá notificarse al solicitante en las valoraciones de la solicitud. En las denegaciones por falta de capacidad de acceso para generación, los gestores de la red remitirán la dirección de sus portales web donde figure la capacidad existente en las redes bajo su gestión.

3. La denegación de una solicitud de acceso y conexión por causas no imputables directa ni indirectamente al solicitante conllevará la recuperación de las garantías económicas aportadas en el plazo máximo de tres meses desde que el titular de la instalación presente ante el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación copia de la denegación del permiso de acceso.

CAPÍTULO III

Procedimiento general de obtención de los permisos de acceso y de conexión

Artículo 10. *Inicio del procedimiento.*

1. Los sujetos referidos en el párrafo a) del apartado 1 del artículo 2 que estén obligados a obtener un permiso de acceso y conexión, de conformidad con lo previsto en el artículo 4 de este real decreto, deberán presentar al gestor de la red a la que deseen conectarse una solicitud para la obtención de los permisos de acceso y de conexión. En el caso de los permisos de acceso y de conexión para las instalaciones de generación de más de 100 kW, las solicitudes deberán efectuarse para un nudo o tramo de línea concreto de la red.

Esta solicitud deberá efectuarse en los términos y con el contenido que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con lo previsto en el artículo 33.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. El gestor de la red dispondrá de un plazo máximo de veinte días, desde la recepción de la solicitud, para requerir la subsanación, en caso de considerar que esto es necesario o, en su caso, para notificar la inadmisión de la misma. El titular de la red realizará dichas peticiones de subsanación a través del correspondiente gestor de la red.

3. En caso de que el requerimiento para la subsanación de la solicitud no sea realizado en el plazo señalado en el apartado anterior, se entenderá que la solicitud ha sido admitida a trámite, salvo que la causa de inadmisión sea la referida en los párrafos a) y b) del apartado primero del artículo 8.

4. El requerimiento de subsanación deberá especificar inequívocamente todas las deficiencias o errores encontrados en la solicitud. En ningún caso, la solicitud de subsanación requerirá la aportación de contenido adicional no exigido, de conformidad con lo establecido en el apartado primero de este artículo. Asimismo, deberá seguir lo determinado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de acuerdo con lo previsto en el apartado primero de este artículo.

El gestor de la red podrá realizar un máximo de dos requerimientos de subsanación a una misma solicitud.

5. El solicitante dispondrá de veinte días, desde la fecha en que le haya sido notificado el requerimiento de subsanación, para presentar la información indicada en dicho requerimiento. La no contestación en ese plazo o en los términos o con el alcance recogidos en el requerimiento supondrá la inadmisión de la solicitud.

6. Una vez el titular de la instalación haya respondido a los requerimientos de subsanación, el gestor de la red dispondrá de un plazo máximo de veinte días para notificar

la admisión o inadmisión de la solicitud. En caso de que esta notificación no tenga lugar en el plazo indicado, se entenderá que la solicitud ha sido admitida a trámite.

Artículo 11. *Evaluación de la solicitud de acceso y conexión.*

1. Una vez admitida a trámite la solicitud, el gestor de la red donde se haya solicitado el acceso deberá valorar la existencia de capacidad de acceso, de acuerdo con los criterios que a los efectos sean establecidos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de conformidad con lo previsto en el artículo 33.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Por su parte, el titular de la red para la cual se está solicitando el permiso de conexión deberá valorar la existencia o no de viabilidad de conexión, en el punto solicitado si esto corresponde, de acuerdo con los criterios establecidos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de conformidad con lo previsto en el artículo 33.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. Cuando la concesión de un permiso de acceso en un punto de la red pueda afectar a la red de transporte, o en su caso, a la red de distribución aguas arriba, el gestor de la red para la cual se pide el permiso de acceso solicitará al gestor de la red aguas arriba un informe de aceptabilidad sobre dichas posibles afecciones y las restricciones derivadas de las mismas.

3. Para determinar si es necesario contar con el informe de aceptabilidad por parte del gestor de red aguas arriba, se tendrán en cuenta los criterios que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a los efectos de determinar la influencia de una red en otra distinta a aquella en la que se solicita el permiso de acceso.

4. Cuando, conforme a lo señalado el apartado anterior, sea necesario contar con el informe de aceptabilidad, el gestor de la red donde se solicita el acceso deberá solicitar dicho informe al gestor de la red aguas arriba en el plazo máximo de diez días desde que la solicitud haya sido admitida a trámite. Por su parte, el plazo máximo para que el gestor de la red de aguas arriba remita al gestor solicitante el informe de aceptabilidad será el mismo que aplicaría para la remisión de propuesta previa, de conformidad con el artículo 13, a cuyos efectos se tomará como tensión del punto de conexión, la del nivel de tensión del punto frontera entre el gestor solicitante y el gestor de la red aguas arriba.

Esta consulta podrá ser extendida a los sucesivos gestores de las redes aguas arriba, en el caso de que, conforme a los criterios establecidos, el acceso pudiera tener influencia en las mismas, aplicándose en este caso a estos gestores los mismos plazos máximos para la solicitud del informe de aceptabilidad al gestor de red aguas arriba y para la remisión del informe correspondiente al gestor solicitante.

En todo caso, el gestor de la red aguas arriba deberá respetar en la emisión de su informe de aceptabilidad la prelación temporal de las solicitudes de informe que reciba.

5. Los gestores de las redes aguas arriba a los que deba trasladarse consulta, conforme a lo previsto en el este artículo, no podrán requerir información adicional a la que sea necesario aportar para iniciar la solicitud, de conformidad con lo que, al respecto, establezca la circular que deberá aprobar la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con lo previsto en el artículo 33.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, salvo que esta establezca una diferenciación concreta de documentación que deberá presentarse en el caso de requerirse informe de aceptabilidad.

6. Una vez realizada la evaluación, el gestor de la red comunicará al solicitante el resultado del análisis de su solicitud, que podrá resultar en:

a) Aceptación de la solicitud, cuando exista capacidad de acceso, ya sea directamente o realizando refuerzos en la red existente, y viabilidad de conexión. En este caso, el gestor de la red deberá comunicar al solicitante la propuesta previa, de conformidad con lo previsto en el artículo 12.

b) Denegación de la solicitud, cuando concurran los motivos de denegación establecidos en el artículo 9 de este real decreto, en cuyo caso se notificará dicha circunstancia dando por finalizado el procedimiento de acceso y conexión.

7. En el caso de instalaciones de generación de electricidad, el gestor de la red podrá realizar una aceptación parcial de la solicitud cuando, existiendo capacidad de acceso, esta

sea inferior a la solicitada. En este caso, lo previsto en el párrafo a) del apartado anterior será de aplicación a la capacidad de acceso parcial que el gestor de red considere puede ser aceptada, y lo previsto en la letra b) a la capacidad de acceso que debe ser denegada.

Artículo 12. *Propuesta previa.*

1. En el caso de que la evaluación de la solicitud concluya que existe capacidad de acceso y que es viable la conexión, el gestor de la red notificará al solicitante su propuesta. El contenido de esta propuesta será el que determine la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la cual deberá incluir al menos:

a) La capacidad de acceso propuesta.
b) Los parámetros técnicos que caractericen técnicamente el punto de conexión, entre los que figurarán, al menos, tensión y ubicación.
c) La potencia de cortocircuito máxima de diseño, para el cálculo de la aparamenta de protección, y la potencia de cortocircuito mínima, para el cálculo de las variaciones de tensión permitidas en el punto de conexión.
d) Aquellas situaciones en las que, de conformidad con lo previsto en el artículo 33.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el derecho de acceso del sujeto en el punto de conexión propuesto podrá ser restringido temporalmente, en particular aquellas que, en su caso, puedan derivarse de condiciones de operación o de necesidades de mantenimiento y desarrollo de la red.
e) Las condiciones y requisitos técnicos de las líneas de evacuación o conexión de entrada a la subestación a la que se conecta.
f) Un pliego de condiciones técnicas de los trabajos necesarios para la conectarse a la red.

2. Adicionalmente, en el caso de instalaciones de generación de electricidad, la documentación a la que se refiere el apartado anterior deberá acompañarse de la información sobre otras instalaciones de generación de electricidad con accesos concedidos en el mismo nudo o posición, cuando el acuerdo previo con los titulares de dichas instalaciones para el uso compartido de instalaciones de evacuación pueda condicionar que el acceso a la red se haga efectivo.
3. Excepto en los plazos, que se regirán por el artículo 13, el pliego de condiciones técnicas de la conexión que deberá elaborar el titular de la red, de conformidad con lo previsto en el apartado primero, deberá ajustarse a lo que seguidamente se dispone, según aplique en cada caso:

a) En el caso de los consumidores, a lo dispuesto en los capítulos VI y VII del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
b) En el caso de instalaciones de generación de electricidad, incluidos los autoconsumidores por la parte de generación, a lo dispuesto en el artículo 6 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, o en la disposición adicional décimo tercera del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, según aplique en cada caso.

4. En el caso de instalaciones de generación de electricidad y de consumidores, las condiciones técnicas a las que se refiere el apartado primero deberán acompañarse de un presupuesto económico pormenorizado, elaborado por el titular de la red destinado al cumplimiento de las condiciones técnicas y a la realización de cualquier acción necesaria para hacer efectiva la conexión física.
5. Excepto en los plazos, que se regirán por el artículo 13, el presupuesto económico que deberá presentar el titular de la red, conforme a lo previsto en el apartado anterior, deberá ajustarse a lo que se dispone a continuación, según aplique en cada caso:

a) En el caso de los consumidores, a lo dispuesto en los capítulos VI y VII del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

b) En el caso de instalaciones de generación de electricidad, incluidos los autoconsumidores por la parte de generación, a lo dispuesto en el artículo 6 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, o en la disposición adicional décimo tercera del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, según les aplique.

c) Los criterios económicos que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con lo previsto en el artículo 33.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

6. El presupuesto económico elaborado por el titular de la red, conforme a lo previsto en el apartado anterior, será notificado al solicitante por el gestor de la red simultáneamente con las condiciones técnicas a las que se refiere el apartado primero.

7. Salvo petición expresa del solicitante, el presupuesto económico no incluirá aquellas instalaciones que, de conformidad con la normativa en vigor, el titular de la red no tenga la obligación de desarrollar. La petición expresa del solicitante deberá hacerse en el momento de presentar la solicitud que inicie el procedimiento de acceso y conexión o, si esta requiriese subsanación por parte del solicitante, en el momento en que se remita la información que sirva para atender el requerimiento de subsanación.

8. Cuando sean necesarias nuevas instalaciones en la red de transporte o distribución, el presupuesto será calculado teniendo en consideración tanto los costes constructivos como aquellos otros costes necesarios para la conexión de las instalaciones objeto de la solicitud de acceso y conexión.

9. En el caso de instalaciones de generación de electricidad, la notificación que realice el gestor de la red, conforme a lo previsto en este artículo, incluirá la categoría que corresponde asignar a cada uno de los módulos de generación de electricidad que integren la instalación, conforme a lo establecido en el artículo 5 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril, y en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

Artículo 13. *Plazos para la remisión de la propuesta previa.*

1. Con carácter general, el plazo máximo para que el gestor de la red comunique al solicitante el resultado del análisis de su solicitud acompañado de sus condiciones técnicas y económicas será el que se recoge a continuación:

a) Para las instalaciones que tengan su punto de conexión con la red de distribución a una tensión inferior a 1 kV:

1.º) Cuando se solicite un suministro de hasta 15 kW en el que no sea preciso realizar instalaciones de nueva extensión de red: cinco días.

2.º) En el resto de casos: quince días.

b) Para las instalaciones que tengan punto de conexión con la red de distribución a una tensión igual o superior a 1 kV e inferior a 36 kV: treinta días.

c) Para las instalaciones que tengan punto de conexión con la red de distribución a una tensión igual o superior a 36 kV: cuarenta días.

d) Para las instalaciones cuyo punto de conexión sea con la red de transporte: sesenta días.

Los plazos anteriores serán computados desde la fecha en que la solicitud se considere admitida a trámite.

2. En el caso de instalaciones para las que en el análisis de su solicitud de permisos de acceso y de conexión se requiera, conforme a lo establecido en este real decreto, un informe de aceptabilidad por parte del gestor de la red aguas arriba, los plazos máximos establecidos en este artículo se incrementarán en el plazo establecido para la remisión del informe de aceptabilidad correspondiente.

Artículo 13 bis. *Plazos para la ejecución de instalaciones de distribución necesarias para atender nuevos suministros.*

(Sin efecto)

Artículo 14. *Aceptación de la propuesta.*

1. Una vez recibida la propuesta de punto de conexión y de las condiciones técnicas y económicas, conforme a lo señalado en el artículo 12, el solicitante deberá comunicar al gestor de la red si acepta o no la misma, en el plazo máximo de treinta días.

2. Si el solicitante no hubiera trasladado su respuesta al gestor de la red en los plazos señalados en el apartado anterior, se considerará como una no aceptación del punto propuesto o de la solución propuesta.

3. En caso de no estar de acuerdo con la solución técnica o económica, o con ambas, el solicitante podrá, dentro del plazo señalado en el apartado primero, notificárselo al gestor y solicitarle una revisión de aspectos concretos de las condiciones técnicas o económicas en el punto de conexión analizado, debiendo atender los requerimientos de documentación adicional que sean precisados por el gestor de la red, en el plazo máximo de diez días. No atender el requerimiento en el plazo señalado se considerará como una no aceptación del punto propuesto o de la solución propuesta.

4. El gestor de la red deberá responder a la solicitud de revisión en un plazo no superior a quince días. A estos efectos, se considerará que el plazo comienza tras la subsanación del requerimiento de información adicional que, en su caso, precise el gestor de red de acuerdo con lo señalado en el apartado anterior.

5. Tras recibir la respuesta del gestor de red a la solicitud de revisión, el solicitante deberá contestar con su aceptación en el mismo plazo que se establece en el apartado primero. De no remitirse dicha respuesta en el plazo señalado se considerará como una no aceptación del punto propuesto o de la solución propuesta.

6. La no aceptación por parte del solicitante en los plazos señalados en este artículo supondrá la desestimación de la solicitud de los permisos de acceso y de conexión, procediéndose a la devolución de la garantía económica depositada, de acuerdo con lo establecido en el artículo 23 de este real decreto.

7. En los casos en los que, conforme a lo establecido en este real decreto, el presupuesto económico incluya la parte de las instalaciones que el titular de la red no tenga la obligación de desarrollar, la aceptación de la propuesta económica no llevará implícito, en ningún caso, que el solicitante acepta que sea el titular de la red el que ejecute dichas instalaciones. Dicha aceptación deberá hacerse de manera expresa en los términos y plazos que al respecto establezca la normativa a la que se refieren los párrafos a) y b) del artículo 12.5 de este real decreto.

8. La revisión de una propuesta previa, conforme a lo previsto en el apartado tercero de este artículo, suspenderá los plazos de los procedimientos relativos a otras solicitudes de acceso y conexión cuando dichos procedimientos puedan verse afectados por el resultado de la revisión. La suspensión finalizará cuando el solicitante se pronuncie sobre si acepta o no la revisión propuesta o, en caso de no pronunciarse expresamente, cuando finalice el plazo establecido en el apartado quinto.

9. En el caso de instalaciones de generación o demanda en puntos de tensión igual o inferior a 36 kV, la propuesta no se considerará aceptada hasta que el solicitante firme previamente un acuerdo de pago por las infraestructuras que deba desarrollar el titular de la red, de conformidad con la normativa en vigor.

Artículo 15. *Emisión de los permisos de acceso y de conexión.*

1. Tras la aceptación por el solicitante del punto de conexión, de las condiciones técnicas de acceso y conexión, y las condiciones económicas de conexión, el gestor y el titular de la red deberán emitir, respectivamente, los correspondientes permisos de acceso y de conexión.

2. El gestor de la red deberá notificar al interesado los permisos de acceso y de conexión emitidos en un plazo máximo de veinte días desde que le sea notificada al gestor de la red la

aceptación por parte del solicitante o, en su caso, desde que sea firmado el acuerdo de pago al que se refiere el apartado noveno del artículo anterior.

3. Los permisos de acceso y de conexión deberán contener toda la información que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determine en aplicación de lo previsto en el artículo 33.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

4. Los gestores de la red de distribución con conexión a la red de transporte informarán al operador del sistema sobre la resolución de los procedimientos de obtención de permisos de acceso y de conexión de las instalaciones incluidas en el ámbito de este real decreto, de acuerdo con el mecanismo, soporte y formato que defina el operador del sistema.

En el caso de las instalaciones de consumo, la obligación anterior se limitará a las instalaciones conectadas a un nivel de tensión en que exista o esté planificada transformación directa a la red de transporte y cuya potencia asociada a los derechos de extensión sea igual o superior a 20 MW. Estas obligaciones se entenderán satisfechas cuando haya de informarse al operador del sistema y gestor de la red de transporte de la resolución de un procedimiento de acceso y conexión en virtud de lo previsto en el apartado quinto de este artículo.

5. En el caso de que el procedimiento de obtención de los permisos de acceso y de conexión haya requerido un informe de aceptabilidad, el gestor de la red deberá informar al gestor de la red aguas arriba sobre la resolución del correspondiente procedimiento de obtención de permisos de acceso y de conexión. Por su parte, el gestor de la red aguas arriba deberá informar al gestor de la red aguas arriba al que, en su caso, haya solicitado informe de aceptabilidad sobre dicho procedimiento.

CAPÍTULO IV

Procedimiento abreviado y exenciones

Artículo 16. *Procedimiento abreviado.*

1. Podrán acogerse a un procedimiento abreviado para la obtención de los permisos de acceso y de conexión aquellos sujetos en los que concurra alguna de las siguientes circunstancias:

a) Los productores de energía eléctrica con una potencia instalada no superior a 15 kW, y que no se encuentren exentos de la obtención de dicho permiso, en virtud de lo previsto en el artículo 17.

b) Los consumidores de baja tensión que soliciten un nuevo punto de conexión de potencia no superior a 15 kW y no se encuentren exentos de la obtención de dicho permiso, en virtud de lo previsto en el artículo 17.

c) Los consumidores de baja tensión que soliciten una ampliación de potencia sobre un suministro existente cuya potencia final no sea superior a 15 kW y no se encuentren exentos de la obtención de dicho permiso, en virtud de lo previsto en el artículo 17.

2. El procedimiento abreviado para la concesión de los permisos se regirá por los mismos principios del procedimiento general, si bien los plazos se reducirán a la mitad.

3. La aplicación del procedimiento abreviado, conforme a lo previsto en este artículo, será determinada por el gestor de red en virtud de los criterios a los que se refiere el apartado primero, sin que sea necesario, por tanto, que el interesado lo incluya en su solicitud.

Artículo 17. *Exenciones a la obtención de los permisos de acceso y de conexión.*

1. De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, estarán exentas de obtener permisos de acceso y de conexión:

a) Las instalaciones de generación de los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes.

b) En las modalidades de autoconsumo con excedentes, las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 15 kW, que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística.

2. Adicionalmente, estarán exentos de la obtención de permisos de acceso y de conexión los consumidores que cumplan los requisitos establecidos en el artículo 25.1 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

CAPÍTULO V

Concursos de capacidad de acceso

Artículo 18. *Celebración de concursos de capacidad de acceso en determinados nudos de la red de transporte para integración de renovables.*

1. De conformidad con lo previsto en el apartado 10 del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se podrán convocar concursos de capacidad de acceso en un nudo concreto de la red de transporte para nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable y para instalaciones de almacenamiento.

2. Los concursos a los que se refiere este artículo podrán realizarse para nudos concretos de la red de transporte, excepto aquellos que sean considerados de transición justa, que puedan incluirse en alguno de los siguientes grupos:

i. Grupo 1. Nuevos nudos que se introduzcan mediante un nuevo proceso de planificación de la red de transporte de energía eléctrica o mediante modificación de aspectos puntuales del plan vigente.

ii. Grupo 2. Nudos en los que se libere capacidad de acceso, como consecuencia de lo previsto en el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, o por otras causas.

iii. Grupo 3. Nudos en los que aflore una nueva capacidad por cambios normativos en los criterios de cálculo de la capacidad de acceso o por actuaciones de mejora en las redes de transporte y distribución.

Asimismo, deberá cumplirse alguna de las siguientes condiciones:

a) En el caso de nudos del grupo 1, no será necesario el cumplimiento de ninguna condición adicional.

b) En el caso de nudos de los grupos 2 y 3, que concurra alguna de las siguientes circunstancias:

1.º) El número de solicitudes de acceso durante los cuatro años anteriores a la liberación o afloramiento de capacidad haya sido superior a tres veces el umbral de capacidad de acceso liberada al que se refiere el apartado tercero de este artículo;

2.º) El número de solicitudes de acceso durante los cuatro años anteriores a la liberación o afloramiento de capacidad en nudos de la red de transporte eléctricamente conectados al nudo en que se libera la capacidad haya sido superior a cinco veces el umbral de capacidad de acceso liberada al que se refiere el apartado tercero de este artículo;

3.º) Se hayan celebrado otros concursos en ese nudo en el que la capacidad de las solicitudes presentadas hubiese sido superior al triple de la capacidad de acceso convocada en concurso para ese nudo;

4.º) El número de solicitudes de acceso presentadas en concursos de capacidad en nudos de la red de transporte eléctricamente conectados, al nudo en que se libera la capacidad, haya sido superior triple de la capacidad de acceso convocada en los concursos de esos nudos.

3. En todo caso, para acodar la convocatoria de concurso en los nudos a los que se refiere el apartado anterior se deberá cumplir que la disponibilidad, liberación o afloramiento de capacidad en los nudos, según proceda en cada caso, será igual o superior a 100 MW, en el caso de nudos ubicados en el sistema eléctrico peninsular, o igual y superior a 50 MW, en nudos ubicados en los territorios no peninsulares.

Artículo 19. *Criterios aplicables a los concursos.*

1. Los concursos que se organicen en virtud de lo previsto en este capítulo tendrán las siguientes características:

a) El bien a otorgar será la capacidad de acceso para evacuar energía eléctrica, expresada en MW.

b) Los participantes deberán estar interesados en construir instalaciones de almacenamiento, o instalaciones de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable a las que podrán incorporarse, además, instalaciones de almacenamiento.

c) Podrán referirse a la totalidad o a parte de la capacidad de acceso disponible del nudo.

Asimismo, la totalidad o parte de la capacidad que se convoque podrá estar destinada exclusivamente a instalaciones de generación de autoconsumo.

d) Los criterios que apliquen al concurso serán los siguientes:

1.º) Criterios temporales, que sirvan para priorizar aquellos proyectos que comiencen antes la inyección de energía a la red y que puedan contribuir a la regularidad, o a la calidad del suministro, o a la sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico.

2.º) Criterios asociados a la tecnología de generación, que sirvan para priorizar proyectos que puedan maximizar el volumen de energía de origen renovable que puede ser integrado a la red en condiciones de seguridad para el sistema y que puedan contribuir a la regularidad, o a la calidad del suministro, o a la sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico.

3.º) Los concursos también podrán incorporar criterios técnicos que sirvan para priorizar el otorgamiento de acceso a proyectos que incorporen tecnologías de generación de electricidad en fase de I+D+i, con el fin de demostrar que la energía de origen renovable generada puede ser integrada en la red en condiciones de seguridad para el sistema, se analice su contribución a la regularidad y la calidad del suministro, y si dichas tecnologías pueden contribuir a la sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico. En ningún caso la potencia reservada en un concurso para este tipo de instalaciones de I+D+i podrá superar los 30 MW por nudo de la red. A estos efectos, para acreditar que la actividad sea considerada de investigación y desarrollo o de innovación tecnológica, deberá contar con informes que así lo acrediten del Ministerio de Ciencia e Innovación y del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P

4.º) Los concursos podrán incorporar los siguientes criterios socioeconómicos y ambientales en las zonas donde se ubiquen las instalaciones:

a) Impacto socio-económico en el área y sus habitantes, que será valorado mediante una metodología objetiva y cuantificable de acuerdo con lo recogido en los siguientes apartados:

i. Empleos directos generados en los municipios locales y adyacentes, tanto durante el proceso de construcción y puesta en marcha de las instalaciones de generación y/o almacenamiento, como durante la operación de las mismas.

ii. Empleos indirectos generados en los municipios locales y adyacentes, tanto durante el proceso de construcción y puesta en marcha de las instalaciones, como durante la operación de las mismas. Se deberá distinguir por sectores o actividades relacionadas, compatibles o susceptibles de beneficiarse del desarrollo de renovables como consecuencia del proyecto.

iii. Impacto económico en la cadena de valor industrial local, regional, nacional y comunitaria, medido en términos de inversión de los servicios y bienes adquiridos para el desarrollo del proyecto de generación y/o almacenamiento sobre la inversión total del proyecto.

iv. Porcentaje de participación, medido en términos de inversión en el proyecto de generación y/o almacenamiento de inversores locales, y de empresas y administraciones de la zona en la que se ubicará la instalación.

v. Presentación de mecanismos de reinversión de los ingresos obtenidos por las plantas de generación y/o almacenamiento en la zona en la que se ubicará la instalación.

b) Se establecerá una puntuación en función del previsible grado de afección ambiental. A estos efectos se tendrá en cuenta la clasificación en distintas zonas en el mapa de

"Zonificación ambiental para la implantación de energías renovables: eólica y fotovoltaica" elaborado por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Asimismo, a estos efectos se otorgará una puntuación adicional a aquellos proyectos que dispongan de declaración de impacto ambiental favorable y no dispongan de permisos de acceso y conexión.

c) Adicionalmente los concursos podrán establecer criterios que contribuyan a la activación económica en zonas de reto demográfico afectadas donde se ubique la instalación proyectada.

2. La orden a la que se refiere el artículo 18.1 será publicada en el «Boletín Oficial del Estado» y establecerá:

a) Un plazo límite a partir del cual el adjudicatario deberá haber comenzado a inyectar energía procedente de la instalación adjudicataria.

b) Las penalizaciones diarias por no inyectar energía procedente de la planta adjudicataria, las cuales no podrán ser inferiores al 25% del coste de la energía no producida estimada. A estos efectos, se tomará como precio de la energía, el precio medio horario diario durante el periodo en el que no se inyecte energía. Asimismo, la estimación de la energía diaria no producida será el resultado de multiplicar la potencia instalada por el resultado de dividir las horas equivalentes anuales de la instalación entre el número de días del año. La cuantía que resulte de aplicar estas penalizaciones tendrá la consideración de ingresos liquidables del sistema eléctrico.

c) Criterios técnicos y/o económicos de desempate.

d) Las penalizaciones que aplicarán por el incumplimiento de los compromisos a los que se refiere el apartado 4.º del artículo 19.1.d).

3. A efectos de lo previsto en el apartado 2.b), cada participante deberá constituir una garantía ante la Caja General de Depósitos por un importe equivalente a la penalización por retrasos en la inyección de energía.

Estas garantías deberán ser suficientes para cubrir la penalización por incumplimiento de inyección de energía en el supuesto de que el adjudicatario del concurso incumpliese el plazo límite para la inyección de energía a la red al que se haya comprometido. El plazo de incumplimiento utilizado para el cálculo de dichas garantías será el comprendido entre la fecha a que se hubiera comprometido el adjudicatario y el plazo máximo para acreditar la obtención de la autorización administrativa de explotación definitiva, sin que se produzca la caducidad de los permisos de acceso y de conexión, que establece el artículo 1 del Real Decreto 23/2020, de 23 de diciembre.

El incumplimiento de los compromisos de inyección y de pago, en caso de penalización, conllevarán la ejecución de las garantías a favor del sistema eléctrico.

Para el cálculo de la penalización que deberán cubrir las garantías se aplicarán los mejores precios de futuros que recoja el Operador del Mercado Ibérico para ese periodo, según se establezcan en la orden.

4. A efectos de lo previsto en el apartado 2.d), cada participante deberá constituir una garantía ante la Caja General de Depósitos por el importe que se establezca en la orden a la que se refiere el artículo 18.1. El importe de esta garantía será proporcional a los criterios incluidos en el apartado 4.º del artículo 19.1.d) que sean de aplicación para esa orden en particular.

Artículo 20. *Procedimiento para la celebración de concursos.*

1. El operador del sistema no podrá otorgar capacidad de acceso por aplicación del criterio de prelación temporal recogido en el artículo 7 por la capacidad disponible o que se libere por cualquiera de las causas recogidas en el artículo 18.2 en el mes en que esta sea liberada.

Cuando un nudo cumpla las condiciones a las que se refiere el artículo 18.2, el operador del sistema inadmitirá las nuevas solicitudes en ese nudo y suspenderá los procedimientos de acceso en el mismo a los que aplique el criterio general recogido en el artículo 7, y no emitirá informes de aceptabilidad relativos a solicitudes de acceso en nudos situados aguas abajo, cuando el otorgamiento de los permisos de acceso o la emisión de dichos informes

estén condicionados por la capacidad de acceso que esté disponible o haya quedado liberada en el nudo.

La no emisión de los informes de aceptabilidad a los que se refiere el párrafo anterior tendrá como efecto la suspensión de los procedimientos de otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión que estén condicionados a la emisión de dichos informes.

El gestor de la red notificará a los afectados la suspensión o, en su caso, la imposibilidad de emitir informes, como consecuencia de lo previsto en este apartado.

2. Los titulares de instalaciones de generación de electricidad que viesen suspendida la tramitación de su solicitud de acceso y conexión a consecuencia de lo previsto en este artículo, podrán desistir de su solicitud entendiéndose que, a efectos de las garantías aportadas, el desistimiento se produce por causas ajenas a dicho titular, procediendo el órgano competente a la devolución de dichas garantías.

El desistimiento por las causas señaladas no será incompatible con la posibilidad de presentar su propuesta a la convocatoria del concurso.

3. El primer día hábil de cada mes, el operador del sistema deberá remitir a la Secretaría de Estado de Energía un informe en el que se detallen aquellos nudos que cumplan alguno de los criterios establecidos en el artículo 18.2 para ser incluidos en los grupos 2 y 3, con indicación de la causa concreta que motiva la liberación o afloramiento de capacidad, en particular, si esta tiene su origen en la aplicación de lo previsto en el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, así como el detalle de la capacidad que haya sido liberada o que haya aflorado, y de la nueva capacidad de acceso del nudo que resulta de tener en cuenta dicha capacidad.

Asimismo, el informe del operador del sistema deberá incluir el listado de nudos que cumplan el criterio establecido en el artículo 18.2 para ser incluidos en el grupo 1, con el detalle de la capacidad de acceso disponible en cada uno de ellos.

En este informe también se pondrá de manifiesto si alguno de los nudos pertenecientes a los grupos anteriores cumplen o no los requisitos establecidos en el artículo 18 para la celebración de un concurso.

4. En caso de que el informe del operador del sistema recogiese que la capacidad disponible o que haya sido liberada en un nudo no cumple el umbral al que se refiere el artículo 18.3, dejará de ser de aplicación la imposibilidad de admitir solicitudes, se levantará la suspensión de los procedimientos de acceso y de conexión previstos en el apartado segundo de este artículo y, a partir del primer día del mes siguiente al que se liberase dicha capacidad, esta será otorgable aplicándose el criterio general recogido en el artículo 7.

5. En el caso de que el informe del operador del sistema pusiese de manifiesto que alguno de los nudos incluidos en el mismo cumple el umbral para convocar un concurso al que se refiere el artículo 18.3, la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía podrá, en un plazo máximo de dos meses, dictar resolución por la que se acuerda que, en determinados nudos, se celebrará un concurso de capacidad de acceso, mediante orden ministerial, en los términos establecidos en este real decreto. Esta resolución podrá también contener, expresamente, en que nudos no se convocará concurso de acceso. En cualquier caso, si en el plazo máximo antes señalado de dos meses no se hubiese dictado resolución, o bien en la misma no estuvieran contenidos determinados nudos, se entenderá que en los mismos no se celebrará concurso. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de que si con posterioridad se volviesen a cumplir las condiciones requeridas en dichos nudos y así lo recogiera el informe del operador del sistema pudiera ser convocado un concurso de acceso en los mismos.

La resolución de la Secretaría de Estado de Energía será notificada al operador del sistema y publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

La capacidad de acceso que se libere o aflore en los nudos donde se haya acordado la celebración de un concurso, se irá agregando a la capacidad inicial que motivó la resolución y será reservada para el concurso que habrá de convocarse, sin que por lo tanto esa capacidad pueda ser otorgable aplicando el criterio general recogido en el artículo 7.

En aquellos nudos en los que la Secretaría de Estado de Energía no resuelva la reserva de capacidad para concurso en el plazo antes señalado, la capacidad reservada pasará a ser otorgable aplicándose el criterio general recogido en el artículo 7.

El operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía toda la información que esta solicitase para la celebración de los concursos, en particular aquella relativa a la capacidad total reservada en cada uno de los nudos.

La capacidad reservada que se acumule con destino a un futuro concurso se mantendrá hasta la aprobación de la orden de convocatoria del mismo.

6. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrá incluir en la convocatoria del concurso la totalidad o parte de los nudos para los que la Secretaría de Estado de Estado de Energía haya anunciado la celebración de un concurso, conforme a lo previsto en este artículo. En todo caso, la orden de convocatoria de un concurso tendrá lugar en un plazo máximo de doce meses desde la fecha de la resolución de la Secretaría de Estado de Energía que anuncie la celebración de dicho concurso.

No obstante lo anterior, con el fin de procurar una instalación ordenada de generación renovable, cuando la potencia reservada supere los 10 GW, se podrán celebrar varios concursos sin que el plazo transcurrido entre dichos concursos supere los seis meses.

La capacidad no otorgada o no convocada en un nudo no quedará liberada para su otorgamiento por el principio de prelación temporal. Esa capacidad no otorgada o no convocada quedará reservada para otro futuro concurso en el nudo. La capacidad que se libere o aflore en estos nudos se irá agregando a esta capacidad no otorgada o no convocada y será reservada para un futuro concurso que podrá convocarse dentro del plazo máximo que resulte de aplicar lo previsto en el párrafo anterior. Transcurrido ese plazo máximo, la capacidad que no se haya convocado o no haya resultado adjudicada en un concurso, será liberada para su otorgamiento por el criterio general recogido en el artículo 7 de este real decreto.

No obstante, en caso de que parte o toda la capacidad que se convoque en un nudo se destine exclusivamente para autoconsumo y/o proyectos de I+D+i la capacidad no otorgada en el concurso podrá ser asignada a proyectos no acogidos a autoconsumo o a I+D+i, según se disponga en la orden de convocatoria.

7. Las instalaciones que resulten adjudicatarias de los concursos que se organicen en virtud de este capítulo, deberán solicitar la concesión de los correspondientes permisos de acceso y de conexión, de conformidad con lo previsto en este real decreto, si bien, no aplicará a este caso el criterio de prelación temporal recogido en el apartado primero del artículo 7.

8. La no aceptación por parte del adjudicatario de las condiciones técnicas y económicas que se deriven del procedimiento de acceso y conexión tendrá los efectos que se recogen en el artículo 14. Asimismo, en caso de incumplimiento de las características técnicas de la instalación que hayan sido declaradas en el concurso y que hayan servido para obtener puntuación en el mismo, el gestor de la red pertinente inadmitirá la solicitud de otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las condiciones vinculadas al concurso.

9. Para establecer la capacidad de acceso que podrá ser otorgada, de conformidad con lo previsto en este capítulo, habrá de tenerse en cuenta la capacidad de acceso máxima disponible. Esta capacidad de acceso máxima será la que determine el operador de sistema en aplicación de los criterios técnicos de acceso que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de conformidad con lo establecido en el artículo 33.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. A tal efecto, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar al gestor de la red de transporte la capacidad existente en los nudos de la red en aplicación de los criterios técnicos establecidos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

10. La Dirección General de Política Energética y Minas remitirá al operador del sistema la información relativa a la capacidad de las solicitudes presentadas en cada uno de los nudos incluidos en un concurso, con la indicación de si dicha capacidad permite concluir que esos nudos son susceptibles de ser incluidos en futuros concursos, de conformidad con el criterio recogido en el apartado b)2.º del párrafo segundo del artículo 18.2.

La información anterior será remitida en el plazo máximo de un mes desde que finalice el plazo de remisión de propuestas que fije la orden de convocatoria del concurso de capacidad de acceso.

11. Los nudos para los que la Secretaría de Estado de Energía haya dictado resolución acordando la celebración de concurso de acceso, de acuerdo con lo previsto en este artículo, permanecerán reservados para concurso con independencia de que la capacidad reservada para concurso se haya reducido por debajo del límite establecido en el artículo 18.3 de este real decreto. Asimismo, permanecerán reservados con independencia de que las condiciones a las que se refiere el artículo 18.2 de este real decreto dejen de cumplirse después de haberse dictado la resolución.

Artículo 20 bis. *Celebración de concursos de capacidad de acceso de demanda en determinados nudos de la red de transporte.*

1. De conformidad con lo previsto en el apartado 10 del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, mediante resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía se convocarán concursos de capacidad de acceso de demanda en un nudo concreto de la red de transporte para instalaciones de demanda de energía eléctrica cuando concurran las circunstancias descritas en el artículo 20 quater.1.c.

El órgano competente para resolver será la Secretaría de Estado de Energía previo informe a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, debiendo esta resolver sobre las solicitudes de adjudicación de capacidad de acceso en un plazo máximo de 6 meses desde la convocatoria del concurso.

2. Los concursos a los que se refiere este artículo podrán realizarse en todos los nudos de la red de transporte con tensión superior o igual a 220 kV.

Artículo 20 ter. *Criterios aplicables a los concursos de demanda.*

1. Los concursos de demanda que se celebren en virtud de lo previsto en este capítulo tendrán las siguientes características:

a) El bien a otorgar será la capacidad de acceso para consumo, expresada en MW.

b) Deberán referirse a la totalidad de la capacidad de acceso disponible del nudo.

2. Los criterios, las condiciones para participar -incluidas las garantías adicionales exigibles- y el detalle del procedimiento que se apliquen a los concursos de demanda serán regulados por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, debiendo esta regulación contener, al menos, criterios temporales referentes a la fecha de inicio del consumo de la instalación de demanda, compromisos de flexibilización del consumo y gestión de la demanda, mejora de la eficiencia energética, impacto socioeconómico, ambiental y territorial, encadenamientos productivos, solvencia técnica y económica del proyecto y de los promotores, criterios relativos al volumen de inversión y criterios relacionados con las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas por el proyecto para el que se solicita la capacidad de acceso de demanda.

3. El incumplimiento de los criterios utilizados en el concurso de acceso de demanda por parte del consumidor al que se le adjudique la capacidad de acceso podrá suponer la pérdida de los permisos de acceso otorgados.

Artículo 20 quater. *Procedimiento para la activación de concursos de demanda.*

1. Cuando el gestor de la red de transporte reciba una solicitud de acceso de demanda en uno de los nudos señalados en el artículo 20 bis.2, éste deberá publicar en su web durante un periodo de un mes que se ha recibido una solicitud de acceso en dicho nudo por una capacidad determinada, pudiendo resultar las siguientes situaciones:

a) Si en el plazo señalado no se reciben nuevas solicitudes procederá a otorgar la capacidad de acceso a la solicitud original por aplicación del criterio general establecido en el artículo 7 si esto resulta posible de acuerdo con los criterios que resulten de aplicación.

b) De igual modo, si en el plazo establecido recibiera nuevas solicitudes de acceso de demanda y todas pueden ser atendidas simultáneamente de acuerdo con los criterios que resulten de aplicación, se procederá a otorgar los permisos de acceso por aplicación del criterio general recogido en el artículo 7.

c) Si, por el contrario, en el plazo establecido surgieran nuevas solicitudes de acceso de demanda por un volumen total de capacidad de acceso que haga imposible satisfacer a todas ellas, el gestor de la red de transporte pondrá esta situación en conocimiento de la Secretaría de Estado de Energía, procediendo el gestor de la red a suspender los procedimientos de acceso de demanda en el nudo a las solicitudes a las que aplique el criterio general recogido en el artículo 7. El gestor de la red procederá a notificar a los afectados la suspensión del procedimiento de acceso y conexión, como consecuencia de lo previsto en este apartado.

2. Los titulares de instalaciones de demanda que viesen suspendida la tramitación de su solicitud de acceso y conexión a consecuencia de lo previsto en este artículo, podrán desistir de su solicitud entendiéndose que, a efectos de las garantías aportadas, el desistimiento se produce por causas ajenas a dicho titular, procediendo el órgano competente a la devolución de dichas garantías.

3. El primer día hábil de cada mes, el gestor de la red de transporte deberá remitir a la Secretaría de Estado de Energía un informe en el que se detallen aquellos nudos que cumplan los criterios establecidos en el artículo 20 bis.2 y en los que se hayan dado las condiciones señaladas en el apartado 20 quater.1.c) que impiden que las solicitudes de capacidad de demanda puedan ser atendidas simultáneamente.

4. El gestor de la red de transporte remitirá a la Secretaría de Estado de Energía toda la información que esta solicitase para la celebración de los concursos, en particular aquella relativa a la capacidad total reservada en cada uno de los nudos.

5. La capacidad reservada que se acumule con destino a un futuro concurso se mantendrá hasta la aprobación de la resolución de convocatoria del mismo.

6. La Secretaría de Estado de Energía dictará una resolución de convocatoria del concurso, de acuerdo con lo regulado en los artículos 20 bis y 20 ter, en aquellos nudos para los que el operador del sistema hubiese informado que se cumplen los criterios para la celebración de un concurso de acceso de la demanda, conforme a lo previsto en este artículo.

7. Una vez resuelto el concurso, las instalaciones que resulten adjudicatarias de los concursos que se organicen en virtud de este capítulo, deberán solicitar la concesión de los correspondientes permisos de acceso y de conexión, de conformidad con lo previsto en este real decreto, si bien, no aplicará a este caso el criterio de prelación temporal recogido en el apartado 1 del artículo 7.

8. La no aceptación por parte del adjudicatario de las condiciones técnicas y económicas que se deriven del procedimiento de acceso y conexión tendrá los efectos que se recogen en el artículo 14. Asimismo, en caso de incumplimiento de las características técnicas de la instalación que hayan sido declaradas en el concurso y que hayan servido para obtener puntuación en el mismo, el gestor de la red pertinente inadmitirá la solicitud de otorgamiento de los permisos de acceso y de conexión.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las condiciones vinculadas al concurso.

CAPÍTULO VI

Actuaciones tras la obtención de los permisos de acceso y de conexión

Artículo 21. *Contrato técnico de acceso a la red.*

1. Una vez emitidos los correspondientes permisos de acceso y de conexión a un punto de la red de una instalación y obtenidas la autorizaciones administrativas de dicha instalación a las que se refiere el artículo 53.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, incluidas sus infraestructuras de conexión, los consumidores, los generadores y los distribuidores de energía eléctrica deberán suscribir un contrato técnico de acceso, con el titular de la red en la que se encuentre el punto de conexión, en un plazo máximo de cinco meses, el cual regirá las relaciones técnicas entre ambos.

2. El contenido del contrato técnico de acceso deberá ajustarse en todo caso al contenido que, a estos efectos, sea establecido por la Comisión Nacional de los Mercados y

Competencia al amparo de lo previsto en el artículo 33.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

3. Las discrepancias que se susciten sobre el contrato técnico de acceso serán resueltas por el mismo órgano que, de conformidad con lo establecido en el artículo 33.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, ostente la competencia para resolver conflictos o discrepancias en el caso de los permisos de conexión.

4. El contrato técnico de acceso podrá ser modificado a petición de cualquiera de las partes, siempre que exista acuerdo explícito entre ambas, cumpla con los requisitos que le resulten exigibles y sea posible de acuerdo con la normativa sectorial que le sea de aplicación. La solicitud de modificación deberá incluir una propuesta alternativa, debidamente justificada, por la parte solicitante.

En caso de falta de acuerdo respecto a la modificación, cualquiera de las partes podrá plantear un conflicto ante el mismo órgano al que se refiere el apartado anterior.

5. Estarán exentos de formalizar el correspondiente contrato técnico de acceso con la empresa distribuidora, los consumos conectados a tensiones inferiores a 36 kV, las instalaciones de generación para autoconsumo sin excedentes y las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 15 kW que se ubiquen en suelo urbanizado que dispongan de contrato de acceso en vigor para instalaciones de consumo asociadas.

Artículo 22. *Contrato de acceso a la red para consumidores.*

1. Los consumidores deberán formalizar el correspondiente contrato de acceso con la empresa distribuidora que corresponda en cada caso, de acuerdo con lo previsto en el artículo 44 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en los artículos 59 y 81 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. El contrato de acceso contendrá las condiciones económicas asociadas al suministro de energía eléctrica.

2. En el caso de instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte, la formalización del contrato de acceso estará condicionada a la presentación del contrato técnico de acceso suscrito con el titular de la red de transporte.

3. En el caso de instalaciones de consumo conectadas a la red de distribución, el contrato técnico de acceso y el contrato de acceso podrán formalizarse en un único documento.

CAPÍTULO VII

Garantías económicas y caducidad de los permisos de acceso y de conexión

Artículo 23. *Garantías económicas necesarias para la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión de instalaciones de generación de electricidad.*

1. Para las instalaciones de generación de electricidad, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso y conexión a la red de transporte, o en su caso a la red de distribución, deberá presentar, ante el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación, resguardo acreditativo de haber depositado, con posterioridad a la entrada en vigor de este real decreto, una garantía económica por una cuantía equivalente a 40 €/kW instalado.

En el caso de instalaciones competencia de la Administración General del Estado dicha garantía se depositará ante la Caja General de Depósitos.

Una vez emitido el permiso de acceso, si este se hubiese otorgado por una capacidad inferior a la solicitada, el titular del permiso podrá modificar la cuantía de la garantía depositada para ajustarla a la capacidad otorgada.

2. Quedarán exentas de la presentación de la garantía a la que se refiere el apartado anterior, las siguientes instalaciones:

a) Las que, de acuerdo con el artículo 17 de este real decreto, están exentas de obtener permisos de acceso y conexión.

b) Las asociadas a una modalidad de autoconsumo con excedentes de potencia instalada no superior a 100 kW, salvo que formen parte de una agrupación cuya potencia sea superior a 1 MW, de acuerdo con la definición de agrupación establecida en el artículo 7 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

3. La presentación del resguardo acreditativo al que se refiere el apartado primero será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión por parte del gestor de la red de transporte, o en su caso, del gestor de la red de distribución. Para ello, el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación remitirá al solicitante la confirmación de la adecuada presentación de la garantía por parte del solicitante.

A los efectos anteriores, la presentación ante el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación del resguardo acreditativo de haber constituido la garantía deberá hacerse acompañar de una solicitud expresa para que dicho órgano se pronuncie sobre si la garantía está adecuadamente constituida, con el fin de poder presentar dicha confirmación ante el gestor de red pertinente y que este pueda admitir la solicitud. La solicitud deberá incluir la red de transporte o distribución a la que se prevé solicitar el acceso y la conexión. Si la solicitud o el resguardo de depósito de la garantía que la acompañan no fuesen acordes a la normativa, el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación requerirá al interesado para que la subsane. A estos efectos, se considerará como fecha de presentación de la solicitud aquella en la que haya sido realizada la subsanación.

El plazo para que el órgano competente se pronuncie sobre la adecuada constitución de la garantía será de tres meses a contar desde la fecha de presentación de la solicitud o, en su caso, desde la fecha en la que esta haya sido subsanada. De acuerdo con la disposición adicional tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, una vez superado el plazo anterior sin que el órgano competente se haya pronunciado al respecto de la solicitud, el pronunciamiento de dicho órgano se entenderá realizado en el sentido negativo.

4. La finalidad de la garantía que se constituya de conformidad con lo dispuesto en este artículo, será la obtención de la autorización de explotación.

En el resguardo de la garantía debe indicarse expresamente la referencia a este artículo, así como, al menos, los siguientes datos de la instalación: tecnología, nombre y ubicación del proyecto, y potencia instalada del mismo para su identificación.

La modificación de las garantías presentadas, en cualquier momento anterior a la obtención de la autorización de explotación, si esta modificación supone que la instalación no pueda ser considerada la misma a los efectos de acceso y conexión, de conformidad con lo previsto en la disposición adicional decimocuarta del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, supondrá la pérdida automática de los permisos de acceso y/o conexión concedidos o solicitados.

5. La garantía económica será cancelada cuando el peticionario obtenga la autorización de explotación definitiva de la instalación de generación de electricidad. La cancelación se realizará en el plazo máximo de tres meses desde la solicitud del peticionario aportando la autorización de explotación.

6. La caducidad de los permisos de acceso y de conexión conforme a lo establecido en el artículo 26 de este real decreto, supondrán la ejecución inmediata por el órgano competente para la emisión de las autorizaciones administrativas de las garantías económicas presentadas para la tramitación de la solicitud de acceso a la red de transporte o distribución, según aplique en cada caso.

No obstante, el órgano competente para la autorización de la instalación podrá exceptuar la ejecución de la garantía depositada si la caducidad de los permisos de acceso y de conexión viene motivada porque un informe o resolución de una administración pública impidiese dicha construcción, y así fuera solicitado por este.

Artículo 23 bis. *Garantías económicas necesarias para la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión de instalaciones de demanda.*

1. Desde el 28 de diciembre de 2023, para las instalaciones de demanda de electricidad, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso y conexión a la red de transporte, o en su caso a la red de distribución, deberá presentar, ante el órgano competente en energía de las comunidades autónomas donde se ubique la instalación de consumo, resguardo acreditativo de haber depositado una garantía económica por una cuantía equivalente a 40 €/kW solicitado. En el caso de las instalaciones de almacenamiento la garantía a presentar

con anterioridad a la solicitud de acceso para la demanda de electricidad será de 20 euros/kW solicitado.

En el caso de instalaciones de demanda que se ubiquen en un territorio que exceda de una comunidad autónoma la garantía se depositará ante la Caja General de Depósitos.

Una vez emitido el permiso de acceso, si este se hubiese otorgado por una capacidad inferior a la solicitada, el titular del permiso podrá modificar la cuantía de la garantía depositada para ajustarla a la capacidad otorgada.

2. Quedarán exentas de la presentación de la garantía a la que se refiere el apartado anterior, las instalaciones de demanda cuyo punto de conexión sea de tensión inferior a 36 kV.

3. La presentación del resguardo acreditativo al que se refiere el apartado primero será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión por parte del gestor de la red de transporte, o en su caso, del gestor de la red de distribución. Para ello, el órgano competente remitirá al solicitante la confirmación de la adecuada presentación de la garantía por parte del solicitante.

A los efectos anteriores, la presentación ante el órgano competente del resguardo acreditativo de haber constituido la garantía deberá hacerse acompañar de una solicitud expresa para que dicho órgano se pronuncie sobre si la garantía está adecuadamente constituida, con el fin de poder presentar dicha confirmación ante el gestor de red pertinente y que este pueda admitir la solicitud. La solicitud deberá incluir la red de transporte o distribución a la que se prevé solicitar el acceso y la conexión. Si la solicitud o el resguardo de depósito de la garantía que la acompañan no fuesen acordes a la normativa, el órgano competente requerirá al interesado para que la subsane. A estos efectos, se considerará como fecha de presentación de la solicitud aquella en la que haya sido realizada la subsanación.

El plazo para que el órgano competente se pronuncie sobre la adecuada constitución de la garantía será de tres meses a contar desde la fecha de presentación de la solicitud o, en su caso, desde la fecha en la que esta haya sido subsanada. De acuerdo con la disposición adicional tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, una vez superado el plazo anterior sin que el órgano competente se haya pronunciado al respecto de la solicitud, el pronunciamiento de dicho órgano se entenderá realizado en el sentido negativo.

4. La finalidad de la garantía que se constituya de conformidad con lo dispuesto en este artículo, será el suministro de un consumo concreto.

En el resguardo de la garantía debe indicarse expresamente la referencia a este artículo, así como, al menos, los siguientes datos de la instalación: nombre y ubicación del consumo, código CNAE del consumo y capacidad solicitada del mismo para su identificación.

La modificación de las garantías presentadas, en cualquier momento anterior al contrato de acceso, si esta modificación supone que la instalación no pueda ser considerada la misma a los efectos de acceso y conexión, supondrá la pérdida automática de los permisos de acceso y/o conexión concedidos o solicitados. Se considerará que la instalación de demanda no es el misma si su centro geométrico se desplaza una distancia superior a 10 km.

5. La garantía económica será cancelada cuando el peticionario formalice el contrato de acceso por una potencia contratada en el periodo P1 de al menos un 50 % de la capacidad de acceso concedida. La cancelación se realizará en el plazo máximo de tres meses desde la solicitud del peticionario aportando el correspondiente contrato de acceso.

6. La caducidad de los permisos de acceso y de conexión conforme a lo establecido en el artículo 26 de este real decreto, supondrá la ejecución inmediata por el órgano competente de las garantías económicas presentadas para la tramitación de la solicitud de acceso a la red de transporte o distribución, según aplique en cada caso.

No obstante, el órgano competente podrá exceptuar la ejecución de la garantía depositada si la caducidad de los permisos de acceso y de conexión viene motivada porque un informe o resolución de una administración pública impidiese la construcción de las instalaciones de demanda, y así fuera solicitado por el titular de los permisos.

Artículo 24. *Pagos por actuaciones realizadas en las redes de transporte o distribución tras la obtención de los permisos de acceso y de conexión de instalaciones de generación de electricidad en puntos de tensión superior a 36 kV.*

Los titulares de permisos de acceso y de conexión de instalaciones de generación, cuyo punto de conexión sea de tensión superior a 36 kV, deberán realizar los pagos y suscribir el contrato de encargo de proyecto a los que se refieren los apartados segundo y tercero de la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, en los plazos y términos previstos en los mismos.

Artículo 25. *Pagos por actuaciones realizadas en las redes de transporte o distribución por parte de los titulares de permisos de acceso y de conexión de instalaciones de demanda en puntos de tensión superior a 36 kV.*

1. Cuando para permitir la conexión a la red de instalaciones de demanda, la totalidad o parte de las actuaciones realizadas en las redes de transporte o distribución deban ser sufragadas por los titulares de los permisos de acceso y de conexión y estas deban ser desarrolladas por el titular de la red, los titulares de los permisos de acceso y de conexión, cuyo punto de conexión sea en tensiones superiores a 36 kV, deberán presentar al titular un pago de un 10% del valor de la inversión de las actuaciones en la red, en un plazo no superior a doce meses desde la obtención de los permisos.

2. El valor de la inversión al que se refiere el apartado anterior incluirá la posición de conexión y los trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red necesarias para la conexión.

3. En el caso de que las actuaciones en la red no llegaran a realizarse por causas ajenas al solicitante, el anticipo al que se refiere el apartado primero será reintegrado.

4. Tras haber abonado el importe indicado en el apartado primero de este artículo, y una vez obtenida la autorización administrativa previa de la instalación de demanda, si esta fuese necesaria, el titular del permiso de acceso y conexión suscribirá con el titular de la red, antes de que transcurran cuatro meses desde el último de los dos hitos anteriores, un contrato de encargo de proyecto por las instalaciones de la red a las que se conectará la instalación de demanda. En este contrato deberán recogerse los pagos adicionales a los importes referidos en el apartado primero, para el desarrollo y ejecución de las instalaciones por parte del titular de la red, que deban sufragar los sujetos que desean conectarse a la red.

En caso de desistimiento por parte del solicitante, podrá recuperar los costes abonados a excepción de los costes no recuperables incurridos hasta ese momento por el titular de la red, en relación a la tramitación y construcción de las instalaciones, y se producirá la caducidad de los permisos de acceso y de conexión.

5. En relación con las instalaciones que, de acuerdo con el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, sean consideradas de nueva extensión de red y sean desarrolladas con una empresa instaladora legalmente autorizada distinta de la empresa distribuidora o transportista, el promotor deberá presentar a dicha empresa distribuidora o transportista propietaria de la red en dicho punto, el proyecto de las instalaciones de nueva extensión de red y su programa de ejecución en los mismos plazos a los que se refiere el apartado anterior.

Artículo 26. *Caducidad de los permisos de acceso y de conexión.*

1. Con carácter general, y de conformidad con lo establecido en el artículo 33.8 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y con el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, los permisos de acceso y de conexión caducarán:

a) Si transcurridos cinco años desde su obtención las instalaciones a las que se refieren dichos permisos de acceso y de conexión no hubieran obtenido la autorización administrativa de explotación. En permisos de acceso otorgados para proyectos de instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología hidráulica de bombeo, este plazo se podrá extender, a solicitud del titular, hasta los siete años.

Asimismo, y de acuerdo con el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, en el caso de instalaciones de generación de energía eléctrica que obtuvieron el permiso de acceso en una fecha comprendida entre el 28 de diciembre de 2013 y antes de la entrada en vigor del

Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, los plazos anteriores serán contabilizados desde la fecha de entrada en vigor del citado real decreto-ley.

b) En el caso de instalaciones construidas y en servicio cuando, por causas imputables al titular de la instalación distintas del cierre temporal, cese el vertido de energía a la red por un periodo superior a tres años.

2. Asimismo, se producirá la caducidad de los permisos de acceso y de conexión en caso de incumplimiento de los hitos administrativos establecidos en el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, en los plazos que se establecen en el mismo.

3. A efectos del cumplimiento de los hitos administrativos a los que se refiere el apartado anterior, en el caso de hibridación de una instalación que tuviera un permiso de acceso ya concedido y aún no dispusiera de la autorización de puesta en servicio de la tecnología inicial, el cómputo de plazos atenderá exclusivamente a la tecnología que contase con el permiso de acceso inicial, realizándose el cómputo de plazos a partir de la concesión del permiso de acceso, salvo que este se haya obtenido con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, en cuyo caso el cómputo de plazos se realizará a partir de la entrada en vigor de dicho real decreto-ley.

4. Adicionalmente a lo señalado en los apartados anteriores, producirá la caducidad de los permisos de acceso y de conexión de instalaciones de generación de electricidad la no aportación de los pagos a los que se refiere el artículo 24.

La caducidad de los permisos de acceso y de conexión por esta causa deberá ser comunicada por el titular de la red a la administración competente para la autorización de la instalación, así como al gestor de la red donde se ubique el punto de conexión al que se refiere el permiso de acceso y conexión caducado.

5. De conformidad con lo establecido en el artículo 33.8 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se producirá la caducidad automática de los permisos de acceso, y en su caso de acceso y conexión, para el suministro de instalaciones de demanda, cuyo punto de conexión esté en una tensión igual o superior a 36 kV en aquellos casos en que los titulares de dichos permisos no hubieran formalizado en el plazo de 5 años un contrato de acceso por una potencia contratada en el periodo P1 de al menos un 50 % de la capacidad de acceso concedida en el permiso de acceso. Este contrato deberá mantenerse por al menos un plazo de 3 años por esa potencia u otra superior, produciéndose la caducidad automática del permiso de acceso y conexión en caso contrario. El plazo de 5 años se computará desde el otorgamiento del permiso de acceso.

CAPÍTULO VIII

Hibridación de instalaciones.

Artículo 27. *Hibridación de instalaciones de generación de electricidad con permisos de acceso y de conexión concedidos.*

1. De acuerdo con lo previsto en el artículo 33.12 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los titulares de instalaciones de generación de energía eléctrica con permisos de acceso y de conexión concedidos y en vigor, que hibriden dichas instalaciones mediante la incorporación a las mismas de módulos de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable o mediante la incorporación de instalaciones de almacenamiento, podrán evacuar la energía eléctrica utilizando el mismo punto de conexión y la capacidad de acceso ya concedida.

2. A tal efecto, los titulares de dichos permisos deberán solicitar al gestor de la red pertinente la actualización de los permisos de acceso y de conexión. Esta solicitud no requerirá del otorgamiento de un nuevo permiso de acceso y conexión, y por tanto, no aplicará a la misma el criterio de prelación temporal recogido en el apartado primero del artículo 7. No obstante, en caso que se produjese el incumplimiento de los hitos a los que se refiere el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, el gestor de la red y el titular de la red restituirán el permiso de acceso, y en su caso, el de conexión, a la situación original notificándoselo a la autoridad competente que procederá a la ejecución de las garantías a las que se refiere el apartado 6 de este artículo.

3. La hibridación en los términos previstos en este artículo podrá realizarse siempre que los titulares de los permisos de acceso y de conexión acrediten ante el gestor de la red que la instalación de generación de electricidad que resulte de la hibridación cumple los siguientes requisitos:

a) Respeta los criterios técnicos de acceso y conexión contemplados en la normativa correspondiente en vigor, y en particular con los que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establezca a tal efecto en la correspondiente circular.

b) No supone aumentar la capacidad de acceso otorgada en una cantidad tal que la instalación no pueda ser considerada la misma, de conformidad con lo previsto en la disposición adicional decimocuarta del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

c) Cumple con los requisitos técnicos que le sean de aplicación.

d) El titular de la misma ya dispone de un permiso de acceso y conexión en vigor para al menos uno de los módulos de generación de electricidad que compongan la instalación.

e) En ningún caso, la potencia instalada de la tecnología que tiene otorgados los permisos de acceso y de conexión podrá ser inferior al 40% de la capacidad de acceso otorgada en el permiso de acceso.

f) Cumple, en su caso, con los requisitos de medida definidos en el apartado 5 de este artículo.

g) Los nuevos módulos de generación de electricidad que se incorporan a la instalación cumplen con los requisitos de conexión establecidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, así como en la normativa que sirva para desarrollo o implementación del mismo.

El incumplimiento de las condiciones anteriores conllevará la inadmisión por parte del gestor de la red de la solicitud de actualización del permiso de acceso y conexión y, en consecuencia, la necesidad de tramitar y obtener un permiso de acceso y conexión para poder conectar a la red la instalación de generación híbrida. La inadmisión por esta causa de la solicitud de actualización de los permisos en acceso y conexión no supondrá la pérdida de los permisos de acceso y de conexión originalmente concedidos.

4. Los módulos de generación de electricidad y las instalaciones de almacenamiento que integren la instalación de generación híbrida deberán disponer de un sistema de control coordinado que impida que se supere en algún momento la capacidad de acceso máxima que puede ser evacuada teniendo en cuenta lo establecido en la letra b) del apartado anterior.

5. Los módulos de generación de electricidad que forman parte de la instalación híbrida y se encuentren acogidos a la percepción de algún régimen retributivo específico o adicional, deberán disponer de los equipos de medida que permitan llevar a cabo la adecuada retribución de los mismos.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las consideraciones que, a los efectos retributivos, se establecen en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

6. La solicitud de actualización de los permisos de acceso y de conexión de las instalaciones híbridas que resulten de aplicar lo previsto en este artículo se someterá al procedimiento general de obtención de nuevos permisos con las siguientes particularidades:

a) Aplicarán los plazos previstos en el procedimiento abreviado.

b) No le será de aplicación el criterio de prelación temporal al que se refiere el apartado primero del artículo 7.

c) Las garantías económicas del nuevo módulo a que se refiere el capítulo VII tendrán una reducción del 50%.

d) La evaluación de la solicitud por parte del gestor de la red deberá incluir la valoración del cumplimiento de los requisitos a los que se refiere el apartado tercero de este artículo.

Artículo 28. *Hibridación de instalaciones de generación de electricidad sin permisos de acceso y de conexión concedidos.*

1. De conformidad con lo previsto en el artículo 33.12 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se podrán presentar solicitudes de permisos de acceso para instalaciones de generación de electricidad híbridas que incorporen varias tecnologías siempre que, al menos

una de ellas, utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore instalaciones de almacenamiento.

2. Las solicitudes que se presenten, de conformidad con lo señalado en el apartado anterior, deberán someterse al procedimiento general de otorgamiento de acceso con las siguientes particularidades:

a) Las garantías económicas a que se refiere el capítulo VII tendrán una reducción del 50% para las tecnologías que aporten menor potencia en términos porcentuales.

b) Si existiese una solicitud de acceso y conexión en curso sobre la que aún no se hubiese obtenido los permisos correspondientes, se podrá realizar una actualización de dicha solicitud. A los efectos de consideración de prelación temporal para el otorgamiento de dichos permisos, la fecha será la de la solicitud original, siempre que la instalación de generación pueda ser considerada la misma, de conformidad con lo establecido en la disposición adicional decimocuarta del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

3. Los módulos de generación de electricidad que forman parte de la instalación híbrida y se encuentren acogidos a la percepción de algún régimen retributivo específico o adicional, deberán disponer de los equipos de medida que permitan llevar a cabo la adecuada retribución de los mismos. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las consideraciones que a los efectos retributivos se establecen en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

CAPÍTULO IX

Resolución de conflictos y régimen sancionador

Artículo 29. *Resolución de conflictos de acceso y conexión.*

1. De acuerdo con lo previsto en el artículo 33.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá, a petición de cualquiera de las partes afectadas, los posibles conflictos que pudieran plantearse en relación con el permiso de acceso a las redes de transporte y distribución, así como con las denegaciones del mismo emitidas por el gestor de la red de transporte y el gestor de la red de distribución, en los términos previstos en dicho artículo.

2. De acuerdo con lo previsto en el artículo 33.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, las discrepancias que se susciten en relación con la tramitación, el otorgamiento o la denegación del permiso de conexión a las instalaciones de transporte o distribución se resolverán:

a) En el caso de instalaciones cuya autorización sea competencia de la Administración General del Estado, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

b) En el caso de instalaciones cuya autorización sea de competencia autonómica, se resolverán por el órgano competente de la comunidad autónoma correspondiente, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 33.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el informe que debe emitir la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de conformidad con lo previsto en el párrafo b) del apartado anterior, tendrá carácter vinculante en lo relativo a las condiciones económicas y las condiciones temporales relativas a los calendarios de ejecución de las instalaciones de los titulares de redes recogidas en los planes de inversión de la red de transporte, y en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado.

Artículo 30. *Régimen sancionador.*

El incumplimiento de lo establecido en este real decreto podrá ser sancionado, de acuerdo con lo dispuesto en el Título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Disposición adicional primera. *Sistemas de control coordinados para garantizar que no se supera la capacidad de acceso otorgada.*

Las instalaciones de generación de electricidad cuya potencia total instalada supere la capacidad de acceso otorgada en su permiso de acceso deberán disponer de un sistema de control, coordinado para todos los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento que la integren, que impida que la potencia activa que esta pueda inyectar a la red supere dicha capacidad de acceso.

Disposición adicional segunda. *Cómputo de plazos.*

1. Cuando en este real decreto los plazos se señalen por días, se entiende que éstos son hábiles, excluyéndose del cómputo los sábados, los domingos y los declarados festivos en todo el territorio nacional.

2. Los plazos expresados en días se contarán a partir del día siguiente a aquel en que tenga lugar la notificación, o desde el siguiente a aquel en que dicha notificación, acto o pronunciamiento hubiese debido tener lugar.

3. Si el plazo se fija en meses o años, éstos se computarán a partir del día siguiente a aquel en que tenga lugar la notificación, o a partir del día siguiente a aquel en que la notificación hubiese debido tener lugar.

4. El plazo concluirá el mismo día en que se produjo o, en su caso, hubiese debido producirse, la notificación en el mes o el año de vencimiento. Si en el mes de vencimiento no hubiera día equivalente a aquel en que comienza el cómputo, se entenderá que el plazo expira el último día del mes.

5. Cuando el último día del plazo sea inhábil, se entenderá prorrogado al primer día hábil siguiente.

6. Para el cumplimiento de plazos por parte de los gestores o los titulares de la red de transporte y distribución, habrá de tenerse en cuenta el calendario de días hábiles de la comunidad autónoma y municipio donde tenga la sede el gestor o titular de la red.

Asimismo, en el caso de los plazos que deba cumplir el solicitante de un permiso de acceso y conexión, habrá de tenerse en cuenta el calendario de días hábiles de la comunidad autónoma y municipio donde resida o tenga su sede social el solicitante.

7. No obstante, en todo aquello que no esté expresamente previsto en este artículo, será de aplicación el artículo 30 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

Disposición adicional tercera. *Hibridación de plantas industriales con cogeneraciones.*

Los titulares de las instalaciones de cogeneración asociadas a un consumidor que antes de la entrada en vigor de este real estuvieran vendiendo toda su energía neta generada procedente de la planta de cogeneración, podrán mantener dicho régimen e instalar plantas de generación renovable para realizar autoconsumo con esta nueva generación o instalaciones de almacenamiento siempre que realicen medida directa de los nuevos módulos de generación instalada y cumplan con toda la normativa que les sea de aplicación, en particular en lo relativo a acceso y conexión, hibridación y autoconsumo y, en su caso, a lo recogido en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Sin perjuicio de lo previsto en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, aquellas cogeneraciones a las que, al amparo de lo previsto en la disposición adicional primera del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, les hubiera sido concedida una configuración singular de medida e hibriden dichas instalaciones mediante la incorporación a las mismas de módulos de generación de electricidad que utilicen fuentes de energía primaria renovable o mediante la incorporación de instalaciones de almacenamiento deberán obtener una resolución de actualización de dicha configuración singular de medida. A tal efecto, los titulares de las configuraciones singulares de medida deberán presentar a la Dirección General de Política Energética y Minas en el plazo de veinticuatro meses desde la entrada en vigor de este real decreto una solicitud de actualización de la configuración singular de medida que se encuentre en vigor aportando junto con la solicitud:

a) Certificado suscrito por el encargado de la lectura de los consumos en el que manifieste que la propuesta de configuración de medida es apta para determinar las medidas necesarias para la correcta facturación.

b) Certificado suscrito por el encargado de la lectura del punto frontera de generación en el que manifieste que la propuesta de configuración de medida es apta para determinar las medidas necesarias para la liquidación y que la configuración permite la medida directa de los nuevos módulos de generación o almacenamiento instalados.

c) Propuesta de plazo para la adecuación de la instalación a la propuesta de configuración singular de medida, la cual en ningún caso podrá exceder de doce meses desde el otorgamiento de la resolución.

La persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas autorizará la utilización de una configuración de medida cuando se acrediten los certificados de los encargados de la lectura de los puntos frontera de consumidores y de producción que declaren que la propuesta de configuración de medida es apta para la determinación de las medidas necesarias.

La resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que, en su caso, autorice la utilización de una configuración de medida determinará el plazo máximo para la adecuación de la instalación a la misma.

El plazo para resolver y notificar la autorización para utilizar una configuración singular de medida será de seis meses. Transcurrido ese plazo se entenderá que la solicitud ha sido desestimada sin que esto ponga fin a la vía administrativa.

Disposición adicional cuarta. *Definición de la potencia instalada de las instalaciones solares fotovoltaicas a los efectos de la aplicación del régimen retributivo específico.*

A los efectos de la aplicación del régimen retributivo específico, a las instalaciones incluidas en el subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, les será de aplicación la definición de potencia instalada vigente en el momento del otorgamiento de dicho régimen retributivo.

Disposición adicional quinta. *Garantías a instalaciones de demanda en puntos de tensión superior a 36 kV.*

Lo dispuesto en el artículo 25 será de aplicación a las instalaciones de demanda que, a la entrada en vigor de este real decreto, dispongan de permisos de acceso y de conexión en redes de tensión superior a 36 kV, si bien el plazo para abonar el 10 % al que se refiere el apartado primero de dicho artículo será el mayor de los siguientes: un año, computado desde la fecha en la que haya sido otorgado el permiso de conexión, o un año, desde la entrada en vigor de este real decreto.

Disposición adicional sexta. *Aplicación de requisitos de observabilidad y controlabilidad a instalaciones existentes.*

Con independencia del cambio en la definición de potencia instalada introducido mediante la disposición final tercera, aquellos productores que, a la entrada en vigor de este real decreto, debieran cumplir con las obligaciones recogidas en el artículo 7 y en la disposición adicional duodécima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, de acuerdo con la definición de potencia instalada aplicable con anterioridad a dicha entrada en vigor, deberán seguir cumpliendo con dichas obligaciones.

Disposición adicional séptima. *Tratamiento de determinadas solicitudes de otorgamiento de permisos de acceso y de conexión de instalaciones adjudicatarias en concursos.*

A efectos de lo previsto en el artículo 20.7 de este real decreto, en el caso de que la instalación adjudicataria en un concurso sea el resultado de modificar una instalación que cuente con autorización de explotación, las solicitudes de acceso y de conexión serán tratadas como actualizaciones de los permisos de acceso y de conexión ya otorgados.

Disposición transitoria primera. *Interlocutores únicos de nudo existentes.*

1. Los interlocutores únicos de nudo que hayan sido designados antes de la entrada en vigor de este real decreto, en virtud de lo previsto en el anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, seguirán ejerciendo sus funciones en relación con los procedimientos de acceso y conexión que hubiesen sido iniciados antes de dicha entrada en vigor.

2. El interlocutor único de nudo estará obligado a remitir cualquier comunicación que reciba o haya recibido dirigida a los peticionarios y titulares de las instalaciones de generación de electricidad en el plazo máximo de cinco días desde su recepción. Si la remisión estuviese pendiente desde antes de la entrada en vigor de este real decreto, el plazo anterior comenzará a contar desde dicha entrada en vigor.

3. Asimismo, el interlocutor único de nudo deberá cumplir con las peticiones de traslado de documentos o comunicaciones al gestor o al titular de la red de transporte, según proceda en cada caso, que le sean presentadas o hayan sido presentadas por los peticionarios o titulares de permisos de instalaciones de generación de electricidad en el plazo máximo de cinco días desde su recepción. Si la petición fuese anterior a la entrada en vigor de este real decreto, el plazo anterior comenzará a contar desde dicha entrada en vigor.

4. Los conflictos que se susciten entre los solicitantes de acceso y conexión relativos a las relaciones con el interlocutor único de nudo serán tratados como un conflicto de acceso.

5. Lo previsto en el apartado cuarto del anexo XV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, no será de aplicación para los procedimientos de acceso y conexión que se inicien a partir de la entrada en vigor de este real decreto.

Disposición transitoria segunda. *Instalaciones que, a la entrada en vigor del real decreto, no dispongan de permiso de conexión.*

1. Las instalaciones que, a la entrada en vigor de este real decreto, no cuenten con el permiso de conexión, pero hayan solicitado u obtenido el permiso de acceso, deberán solicitar y tramitar la obtención de dicho permiso de conexión ante el titular de la red donde hayan solicitado u obtenido el permiso de acceso, no siendo, por tanto, de aplicación lo previsto en el artículo 5.2 de este real decreto.

2. Las instalaciones que, a la entrada en vigor de este real decreto hayan solicitado el permiso de conexión, pero no cuenten con permiso de acceso, seguirán tramitando la obtención de dicho permiso de conexión ante el titular de la red donde este haya sido solicitado. Una vez obtenido, en su caso, el permiso de conexión, estas instalaciones deberán solicitar el permiso de acceso ante el gestor de la red en la que les haya sido otorgado el permiso de conexión.

3. A efectos de la tramitación y obtención del permiso de conexión o de acceso en los casos a los que se refiere esta disposición transitoria, será de aplicación el procedimiento y los plazos a los que se refiere el capítulo III con las particularidades inherentes al hecho de que solo es preciso obtener el permiso de conexión o de acceso, según aplique en cada caso.

Disposición transitoria tercera. *Inadmisión de solicitudes de permisos de acceso y de conexión en nudos de transición justa.*

Desde la entrada en vigor de este real decreto y hasta que la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico regule y se resuelvan, conforme a lo previsto en la disposición adicional vigésima segunda de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los procedimientos para la concesión de capacidad de acceso en cada uno de los nudos de transición justa a los que se refiere el anexo del Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, no se admitirán por el gestor de la red de transporte solicitudes para el otorgamiento de capacidad de acceso en dichos nudos.

Asimismo, no se admitirán por la administración competente para la autorización de las instalaciones, solicitudes para pronunciarse sobre si la garantía está adecuadamente constituida conforme a lo establecido en al artículo 23 de este real decreto, relativas a instalaciones que tengan previsto evacuar en dichos nudos.

Disposición transitoria cuarta. *Garantías económicas necesarias para la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión de instalaciones de generación de electricidad.*

Tal y como establece el artículo 23, para realizar la solicitud de acceso y conexión a la red de transporte, o en su caso a la red de distribución, las garantías deberán estar constituidas con posterioridad a la entrada en vigor de este real decreto.

En ningún caso serán válidas para la tramitación de un permiso de acceso y conexión para una nueva instalación, al amparo de este real decreto, las garantías constituidas con anterioridad a su entrada en vigor, aun cuando dichas garantías presenten una adenda o cualquier tipo de modificación para adaptarse a los requisitos establecidos en este real decreto.

Disposición transitoria quinta. *Expedientes de instalaciones eléctricas en tramitación en el momento de la entrada en vigor del real decreto.*

1. A los efectos de tramitación administrativa de las autorizaciones previstas en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la nueva definición de potencia instalada introducida mediante la disposición final tercera uno tendrá efectos para aquellas instalaciones que, habiendo iniciado su tramitación, aún no hayan obtenido la autorización de explotación definitiva.

2. Con carácter general, a los procedimientos de autorización de instalaciones eléctricas iniciados con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto, les será de aplicación la nueva definición de potencia instalada.

No obstante lo anterior, con el fin de evitar el perjuicio que pudiera provocar sobre los administrados el reinicio de una nueva tramitación, aquellos expedientes a los que la aplicación del nuevo criterio implicase un cambio en la administración competente para su tramitación, continuarán su tramitación en la administración en la que iniciaron su tramitación hasta la obtención de la autorización de explotación e inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, siempre que no se produzcan cambios en la potencia instalada, de acuerdo con la dicción anterior a la entrada en vigor de este real decreto, y siempre que en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto no se comunique a dicha administración el desistimiento del procedimiento iniciado.

Disposición transitoria sexta. *Plataformas web a desarrollar por los gestores de las redes de transporte y distribución.*

1. El plazo para desarrollar y tener operativas las funcionalidades de las plataformas web a las que se refiere el artículo 5.3 de este real decreto será de tres meses, desde la entrada en vigor del mismo.

2. El plazo para desarrollar y tener operativas las funcionalidades de las plataformas web a las que se refiere el artículo 5.4 de este real decreto, así como el detalle de su contenido y la frecuencia con la que la información deberá ser actualizada, serán los que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en la circular que deberá aprobar de conformidad con lo previsto en el artículo 33.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Disposición transitoria séptima. *Adecuación del registro de instalaciones de producción de energía eléctrica a la nueva definición de potencia instalada de las instalaciones solares fotovoltaicas establecida en la disposición final tercera de este real decreto.*

Los órganos competentes para la inscripción de las instalaciones en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica dispondrán de un plazo de doce meses, desde la entrada en vigor de este real decreto, para adecuar el contenido de los mismos a la nueva definición de potencia instalada de las instalaciones solares fotovoltaicas, establecida en virtud de la disposición final tercera de este real decreto.

Disposición transitoria octava. *Inadmisión de solicitudes hasta la publicación de las capacidades de acceso con base en los criterios de evaluación que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

Hasta la publicación en las plataformas a las que se refiere el artículo 5.4 de la información sobre los valores de capacidad de acceso disponible conforme a los nuevos criterios para la evaluación de dicha capacidad que apruebe la circular a la que se refiere el artículo 33.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y conforme a las especificaciones de detalle que, en su caso, sean necesarias para desarrollar la metodología y las condiciones del acceso y la conexión que establezca dicha circular, los gestores de las redes no admitirán las nuevas solicitudes de acceso y conexión que se presenten tras la entrada en vigor de este real decreto.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio de la eventual celebración de concursos en aquellos nudos en lo que esto sea posible de conformidad con lo previsto en el capítulo V.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Se derogan cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en este real decreto, y en particular:

a) Los artículos 53, 54, 57, 59-bis, 62, 66 y 66-bis, del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

b) Los artículos 4.2 y 5 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Disposición final primera. *Aplicabilidad del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

Con la entrada en vigor de este real decreto será de plena aplicación lo previsto en el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en su normativa de desarrollo, de conformidad con lo dispuesto en la disposición transitoria undécima de la misma ley.

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, queda modificado como sigue:

Uno. Se introduce un nuevo apartado 2 en el artículo 123, con la siguiente redacción:

> «2. En el caso de líneas que cumplan funciones de evacuación de instalaciones de producción de energía eléctrica, en ningún caso, podrá otorgarse la autorización administrativa previa de las infraestructuras de evacuación de una instalación de generación sin la previa aportación de un documento, suscrito por todos los titulares de instalaciones con permisos de acceso y de conexión otorgados en la posición de línea de llegada a la subestación de la red de transporte o distribución, según proceda en cada caso, que acredite la existencia de un acuerdo vinculante para las partes en relación con el uso compartido de las infraestructuras de evacuación. A estos efectos, el citado documento podrá ser aportado en el momento de realizar la solicitud a la que se refiere el apartado anterior o en cualquier momento del procedimiento de obtención de la autorización administrativa previa.»

Dos. Se suprime el párrafo tercero del apartado quinto de la disposición adicional decimocuarta, que queda redactado como sigue:

> «5. En ningún caso, la actualización de los permisos de acceso y de conexión por las causas a las que se refiere el apartado anterior, conllevará la modificación de la

fecha de concesión de dichos permisos, que seguirá siendo la misma que la del permiso concedido.

Del mismo modo, en ningún caso la actualización de una solicitud de acceso y conexión por las razones a las que se refiere el apartado anterior supondrá la modificación de la fecha en la que se considere realizada la solicitud de acuerdo con lo que, a este respecto, establezca el procedimiento que regule la concesión de los permisos de acceso y de conexión.»

Tres. Se modifica la disposición adicional decimocuarta, mediante la introducción de un nuevo apartado sexto, con el siguiente literal:

«6. Para la actualización de los permisos de acceso y conexión solicitados y/o concedidos de acuerdo con lo previsto en el apartado cuarto, el solicitante o, en su caso, el titular de los permisos de acceso y conexión deberá comunicar al gestor de la red su intención de actualizar la solicitud de acceso y conexión en tramitación o, en su caso, los permisos de acceso y conexión otorgados. A la vista de esta comunicación y de la documentación aportada, el gestor de la red deberá pronunciarse sobre si considera que procede la actualización de la solicitud o, en su caso, de los permisos de acceso y conexión otorgados, por considerar que las modificaciones propuestas permiten seguir considerando la instalación como la misma que aquella que ha solicitado o tiene otorgados los permisos de acceso y conexión.

La actualización quedará condicionada, en todo caso, a que se sustituya la garantía económica inicialmente presentada por una segunda garantía que recoja los nuevos términos.

A tales efectos, una vez disponga del pronunciamiento del gestor de la red sobre si la instalación sigue siendo la misma a efectos de los permisos de acceso y conexión, el solicitante o, en su caso, el titular de dichos permisos deberá dirigirse al órgano competente para autorizar la instalación para solicitarle la autorización de sustitución de la garantía depositada y, en caso de ser favorable, su remisión a la Caja General de Depósitos.

Una vez depositada la nueva garantía se deberá presentar ante el órgano competente para autorizar la instalación resguardo acreditativo de su constitución. La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para solicitar al gestor de la red de transporte, o en su caso, al gestor de la red de distribución, la actualización de los permisos de acceso y conexión. Para ello, el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación remitirá al solicitante la confirmación de la adecuada constitución de la garantía.

A los efectos anteriores, la presentación ante el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación del resguardo acreditativo de haber constituido la garantía deberá hacerse acompañar de una solicitud expresa para que dicho órgano se pronuncie sobre si la garantía está adecuadamente constituida con el fin de poder presentar dicha confirmación ante el gestor de red pertinente y que este pueda admitir la actualización de los permisos. Si la solicitud o el resguardo de depósito de la garantía que la acompañan no fuesen acordes a la normativa, el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación requerirá al interesado para que la subsane. A estos efectos, se considerará como fecha de presentación de la solicitud aquella en la que haya sido realizada la subsanación.»

Cuatro. Se añade un nuevo párrafo al final del apartado primero del anexo II, que queda redactado como sigue:

«A estos efectos, las modificaciones en la ubicación geográfica de la instalación que se produzcan en un periodo inferior a diez años se considerarán de forma acumulativa y por tanto se deberá analizar la distancia entre los centros geométricos de la nueva solicitud con respecto a la más antigua presentada en el plazo señalado.»

Disposición final tercera. *Modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, queda modificado como sigue:

Uno. Se modifica el segundo párrafo del artículo 3, que queda redactado como sigue:

«En el caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada será la menor de entre las dos siguientes:

a) la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.

b) la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias de los inversores que configuran dicha instalación.»

Dos. Se modifica el artículo 4, que queda redactado como sigue:

«Artículo 4. *Instalaciones híbridas.*

1. El régimen retributivo específico regulado en el este real decreto sólo será aplicable a las instalaciones híbridas incluidas en uno de los siguientes tipos:

a) Hibridación tipo 1: aquella instalación que incorpore dos o más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.8 y los licores negros del grupo c.2, y que, en su conjunto, supongan en cómputo anual, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada medida por sus poderes caloríficos inferiores.

b) Hibridación tipo 2: aquella instalación del subgrupo b.1.2 que incorpore adicionalmente uno o más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7 y b.8.

c) Hibridación tipo 3: Aquella instalación con derecho a la percepción del régimen retributivo específico a la que se incorpore una tecnología renovable de las definidas en los grupos y subgrupos de la categoría b) del artículo 2. No se considerarán hibridaciones tipo 3 aquellas instalaciones cuyas características hagan que puedan ser consideradas de tipo 1 o tipo 2.

2. Para el caso de hibridación tipo 1, la inscripción en el registro de régimen retributivo específico y en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica, se realizará en el grupo del combustible mayoritario detallando el resto de combustibles utilizados, haciendo constar los grupos que correspondan y el porcentaje de participación de cada uno de ellos en cuanto a energía primaria utilizada.

Para el caso de hibridación tipo 2, la inscripción se realizará en el subgrupo b.1.2, detallando el resto de combustibles utilizados, haciendo constar los grupos o subgrupos que correspondan y el porcentaje de participación de cada uno de ellos en cuanto a energía primaria utilizada.

Para el caso de hibridación tipo 3, la inscripción en el registro de régimen retributivo específico se realizará reflejando de forma independiente las características técnicas de cada una de las tecnologías. Si la tecnología incorporada no tuviera derecho a la percepción del régimen retributivo específico, percibirá la retribución que le corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica o, en su caso, cualquier otro régimen económico que se establezca.

3. Únicamente será aplicable la hibridación entre los grupos especificados en el presente artículo en el caso en que el titular de la instalación mantenga un registro documental suficiente que permita determinar de manera fehaciente e inequívoca la energía eléctrica producida atribuible a cada uno de los combustibles y tecnologías de los grupos especificados.

A estos efectos, en el caso de las hibridaciones tipo 3 deberán disponer de los equipos de medida necesarios para la determinación la energía generada por cada una de ellas que permita la adecuada retribución de los regímenes económicos que les sean de aplicación.

4. En el caso de que se añada o elimine alguno de los combustibles o tecnologías utilizados en la hibridación respecto a los recogidos en el registro de régimen retributivo específico y en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica, el titular de la instalación deberá comunicarlo al órgano competente para otorgar la autorización de dicha instalación, a efectos del registro de instalaciones de producción de energía eléctrica, al organismo encargado de la liquidación y a la Dirección General de Política Energética y Minas, a efectos del registro de régimen retributivo específico de acuerdo con el procedimiento de comunicación definido en el artículo 51. Se deberá adjuntar justificación del origen de los combustibles no contemplados inicialmente en el registro y sus características, así como los porcentajes de participación de cada combustible o tecnología en cada uno de los grupos.

5. Las instalaciones híbridas de tipo 1, tipo 2 y aquellas que utilicen más de un combustible principal incluidas en este artículo remitirán al organismo encargado de la liquidación, antes del 31 de marzo de cada año, una declaración responsable en la que se incluyan los porcentajes de participación de cada combustible y/o tecnología en cada uno de los grupos y subgrupos indicando la cantidad anual empleada en toneladas al año, su poder calorífico inferior expresado en kcal/kg, los consumos propios asociados a cada combustible, los rendimientos de conversión de la energía térmica del combustible en energía eléctrica, así como memoria justificativa que acredite la cantidad y procedencia de los distintos combustibles primarios utilizados.»

Tres. Se introduce un nuevo párrafo entre los párrafos cuarto y quinto del párrafo c) del artículo 7, con la siguiente redacción:

«A efectos de lo previsto en este artículo, las instalaciones de producción híbridas deberán remitir la información intercambiada con el operador del sistema en tiempo real para la instalación en su conjunto y la desagregada para cada módulo de generación de electricidad perteneciente a dicha instalación, así como, en su caso, para las instalaciones de almacenamiento.»

Cuatro. Se modifica el artículo 25, que queda redactado como sigue:

«Artículo 25. *Retribución de las instalaciones híbridas.*

1. Las instalaciones híbridas de tipo 1 y tipo 2 reguladas en el artículo 4 que tengan reconocido el derecho a la percepción de régimen retributivo específico presentarán las siguientes particularidades:

a) Los ingresos anuales procedentes de la retribución a la inversión se calcularán de acuerdo con los parámetros retributivos y criterios que se aprueben por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

b) Los ingresos anuales procedentes de la retribución a la operación aplicable a la electricidad vendida en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación se determinará según el porcentaje de energía primaria aportada a través de cada una de las tecnologías y/o combustibles, de acuerdo a lo establecido en el anexo IX.

2. En el caso de las instalaciones híbridas de tipo 1, tipo 2 y aquellas que utilicen más de un combustible principal incluidas en el artículo 4, se realizarán liquidaciones a cuenta de la liquidación de cierre del año en curso. Para ello se tomarán los últimos datos disponibles por el organismo encargado de la liquidación de los porcentajes de combustibles utilizados por la instalación. Una vez recibida la documentación establecida en el artículo 4.5, se realizará la liquidación atendiendo a los porcentajes realmente utilizados.

3. En el caso de que la documentación establecida en el artículo 4.5, no sea suficiente para determinar de manera fehaciente e inequívoca el porcentaje de energía primaria aportada en el año anterior por cada combustible, se liquidará atendiendo a los menores parámetros retributivos de entre los correspondientes a los diferentes combustibles o tecnologías utilizados, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 33.

4. Las instalaciones híbridas de tipo 3 reguladas en el artículo 4 que tengan reconocido el derecho a la percepción de régimen retributivo específico presentarán las siguientes particularidades:

a) Los ingresos procedentes de la retribución a la inversión se calcularán considerando la potencia de cada unidad retributiva y la retribución a la inversión asociada a cada una de ellas según lo dispuesto en este artículo.

b) Los ingresos procedentes de la retribución a la operación se calcularán considerando la energía vendida en el mercado de producción por cada unidad retributiva y la retribución a la operación asociada a cada una de ellas según lo dispuesto en este artículo.»

Cinco. Se introduce un nuevo párrafo entre los párrafos tercero y cuarto de la disposición adicional duodécima con la siguiente redacción:

«A efectos de lo previsto en esta disposición, las instalaciones de producción híbridas deberán remitir la información intercambiada con el operador del sistema en tiempo real para la instalación en su conjunto y la desagregada para cada módulo de generación de electricidad perteneciente a dicha instalación, así como, en su caso, para las instalaciones de almacenamiento.»

Disposición final cuarta. *Modificación del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

Se modifica el párrafo c) del apartado 1 del artículo 72, que queda redactado como sigue:

«c) Una vez realizado lo anterior, el operador del sistema liquidará el resto de ingresos entre las instalaciones de producción que tengan reconocido un régimen retributivo adicional o específico proporcionalmente a su energía generada medida en barras de central, con la limitación de ingresos correspondientes a los conceptos de los párrafos a) y c) del artículo 7.1 o, en su caso, los párrafos a) y c) de la disposición adicional décima.1 para las instalaciones con régimen retributivo específico.»

Disposición final quinta. *Modificación del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.*

Se modifica el título y el párrafo primero del apartado 1 de la disposición transitoria primera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas, con el siguiente literal:

«Disposición transitoria primera. *Concesión transitoria de notificaciones operacionales limitadas hasta la acreditación de los requisitos técnicos.*

1. Los titulares de los módulos de generación de electricidad y de las instalaciones de demanda a los que les sean de aplicación el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, y el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, así como los titulares de instalaciones de generación de electricidad ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, dispondrán de un plazo de veinticuatro meses, desde la entrada en vigor de la norma que establezca los requisitos derivados de dichos reglamentos, durante los cuales los

gestores de la red podrán expedir notificaciones operacionales limitadas, que les permitirán la inscripción definitiva de las instalaciones en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o, en su caso, en el registro de instalaciones de autoconsumo, hasta que les sea posible aportar al gestor de la red pertinente la documentación necesaria que acredite el cumplimiento de los requisitos que les sean de aplicación en cada caso. En particular, en el caso de instalaciones a las que les sea de aplicación los citados reglamentos europeos, la que deba ser aportada de conformidad con lo establecido en el título IV de dichos reglamentos.

A propuesta de los gestores de red, el plazo anterior podrá ser ampliado, antes de que finalice el mismo, mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.»

Disposición final sexta. *Título competencial.*

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final séptima. *Habilitación normativa.*

Se habilita a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para adoptar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y aplicación de este real decreto.

Disposición final octava. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 90

Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 262, de 1 de noviembre de 2013
Última modificación: 1 de agosto de 2020
Referencia: BOE-A-2013-11461

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, regula el régimen jurídico de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, de acuerdo con las previsiones contenidas en las sucesivas Directivas comunitarias sobre normas comunes para el desarrollo de un mercado interior de electricidad.

El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, en su disposición transitoria sexta, fijó las bases para regular el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad gestionado por el Operador del Sistema, habilitando al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (actual Ministerio de Industria, Energía y Turismo) para desarrollar sus condiciones y los requisitos para la participación en el mismo de los consumidores en el mercado, así como su régimen retributivo.

En desarrollo de lo anterior, la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, es la norma que vino a regular las condiciones del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, los requisitos para participar como proveedor del mismo, así como su régimen retributivo. Asimismo, prevé la revisión del mecanismo cada cuatro años para adaptarlo a las necesidades del sistema en cada momento.

La Orden IET/2804/2012, de 27 de diciembre, modificó la mencionada Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, con el fin de perfeccionar y ajustar la valoración de la prestación de dicho servicio al contexto de baja demanda y elevada penetración renovable no gestionable e intermitente, primando a los consumidores que aportan un valor de potencia más alto en todos los periodos horarios de una manera continuada y previsible. Todo ello teniendo en cuenta que la interrumpibilidad se configura como una herramienta para flexibilizar la operación del sistema y dar respuestas rápidas y eficientes ante eventuales situaciones de emergencia, minimizando el impacto en la seguridad del sistema.

En la disposición adicional primera de la Orden IET/2804/2012, de 27 de diciembre, se da un mandato al operador del sistema para que presente en el plazo de un año desde su entrada en vigor una propuesta de revisión del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad que contemple, entre otros aspectos, la asignación del servicio mediante mecanismos competitivos de mercado.

No obstante, en el actual contexto de adopción de medidas de diversa índole en el sector eléctrico para la reforma de las diferentes actividades y partidas de costes del sistema, de forma que se logre una sostenibilidad entre ingresos y costes, se plantea la revisión del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

De acuerdo a lo anterior, la presente orden ministerial determina un mecanismo competitivo de asignación del recurso interrumpible puesto a disposición del sistema eléctrico a través del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. De esta manera, se garantiza la efectiva prestación de dicho servicio y su realización al menor coste para el sistema eléctrico.

Se configura un mecanismo en el que el operador del sistema sigue siendo el encargado de la gestión del servicio, así como de la ejecución, seguimiento y verificación de todos los aspectos relativos a la prestación de dicho servicio de gestión de la demanda, añadiendo como novedad la función de realización de subastas de asignación de la capacidad interrumpible de acuerdo a lo establecido en esta orden.

De acuerdo con lo establecido en las disposiciones transitorias tercera y décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, la presente propuesta ha sido informada por la Comisión Nacional de Energía, actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con fecha 10 de septiembre de 2013. El trámite de audiencia de esta orden ha sido evacuado mediante consulta a los representantes en el Consejo Consultivo de Electricidad.

Mediante acuerdo de 31 de octubre de 2013, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar la presente orden.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

CAPÍTULO I

Generalidades

Artículo 1. *Objeto.*

La presente orden tiene por objeto regular las condiciones del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, los requisitos para participar como proveedor del mismo y el mecanismo competitivo para su asignación y ejecución, además de su régimen retributivo.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta orden será de aplicación a los consumidores de energía eléctrica conectados en alta tensión que contraten su energía en el mercado de producción, directamente o a través de comercializador.

Asimismo, será de aplicación al operador del sistema, «Red Eléctrica de España, S.A.», como encargado de la gestión del servicio de interrumpibilidad y de la realización del mecanismo competitivo para su asignación.

CAPÍTULO II

Servicio de interrumpibilidad

Artículo 3. *Definición del servicio de interrumpibilidad.*

El servicio de interrumpibilidad para un consumidor que sea proveedor del mismo consiste en la reducción de su potencia activa en respuesta a una orden de reducción dada por el operador del sistema de acuerdo a lo dispuesto en la presente orden y su normativa de aplicación.

Artículo 4. *Mecanismo de asignación del servicio de interrumpibilidad.*

1. La asignación del servicio de interrumpibilidad se realizará a través de un procedimiento de subastas gestionado por el operador del sistema.

2. Con anterioridad al inicio del procedimiento de subastas, el operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propuesta justificada del requerimiento de potencia interrumpible para el siguiente periodo de entrega o temporada eléctrica, para los productos a los que se refiere el artículo 5 de la presente orden. Esta propuesta podrá ser actualizada para adaptarla a las necesidades del sistema en cada momento.

El citado operador incluirá asimismo en el documento a remitir una propuesta de fechas para realización de las subastas y un calendario de los hitos a realizar de cara a la celebración de las mismas.

En todo caso, la propuesta del operador del sistema se realizará no más tarde del 15 de julio de cada año.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia emitirá informe sobre dicha propuesta del operador del sistema en el plazo de diez días tras recepción de la misma.

3. La Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo resolverá teniendo en cuenta la propuesta del operador del sistema y el informe emitido por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, determinando los siguientes aspectos:

a) El rango de cantidades a adjudicar para cada subasta y tipo de producto.

b) El precio de salida, que será fijado tras el análisis de la cantidad de recurso interrumpible.

c) Las reglas a aplicar en la subasta.

d) La fecha de realización de cada subasta.

e) El período de entrega de la potencia interrumpible.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia actuará de supervisora de la subasta. En el plazo máximo de 72 horas desde el momento del cierre de las subastas, la citada Comisión confirmará que el proceso se ha realizado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria. Para realizar esta función dicho organismo podrá requerir al operador del sistema la información sobre el proceso de subastas que considere necesaria.

Una vez emitida dicha confirmación el operador del sistema hará públicos los resultados de las subastas, que serán vinculantes para todos los consumidores que hayan participado en las mismas.

5. El operador del sistema deberá remitir a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el plazo máximo de una semana desde la celebración de cada subasta la información relativa a los proveedores que hayan resultado adjudicatarios de la misma, la cantidad y tipo de producto ofertado por cada uno de ellos y la cantidad finalmente adjudicada, y los precios que resulten para cada uno de ellos.

6. El coste imputable a la organización del procedimiento de subastas será soportado por aquellos participantes que resulten adjudicatarios, en función de la cantidad de potencia adjudicada.

Dicho coste será expresado en €/MW adjudicado y aprobado por resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

Artículo 5. *Tipos de producto y periodo de entrega.*

1. El objeto de la subasta es la asignación de bloques de potencia interrumpible para cada periodo de entrega, existiendo dos productos diferenciados en función del potencial de reducción puesto a disposición del sistema y de la disponibilidad del mismo:

a) Producto 5 MW: bloques de reducción de demanda de 5 MW.

b) Producto 40 MW: bloques de reducción de demanda de 40 MW, con muy alta disponibilidad.

2. Con carácter general, el periodo de entrega será el coincidente con la temporada eléctrica, que comienza el 1 de enero y termina el 31 de diciembre de cada año.

3. Cada uno de los productos lleva asociadas dos opciones de ejecución que implican la reducción efectiva de la potencia en respuesta a una orden del operador del sistema, en los términos previstos en el artículo 10, apartado 3, letra b), y que se diferencian en función del tiempo de preaviso:

a) Ejecución instantánea (A): Sin preaviso mínimo.
b) Ejecución rápida (B): Preaviso mínimo de 15 minutos.

4. La ejecución de cada una de las opciones tendrá una duración máxima de una hora, estableciéndose un máximo de dos ejecuciones consecutivas.
5. El número de horas anuales máximo de ejecución de las órdenes de reducción para cada uno de los productos definidos será:

a) 240 horas anuales para el producto 5 MW, con un máximo de cuarenta horas mensuales.
b) 360 horas anuales para el producto 40 MW, con un máximo de sesenta horas mensuales.

CAPÍTULO III

Requisitos y procedimiento de habilitación para la prestación del servicio

Artículo 6. *Requisitos a acreditar por los consumidores para la habilitación a la prestación del servicio.*

Los consumidores de energía eléctrica que quieran ser habilitados para la prestación del servicio de interrumpibilidad deberán cumplir los siguientes requisitos en cada punto de suministro:

1. Cumplir con los requisitos para la consideración de punto de suministro o instalación establecidos en la normativa de aplicación.
2. Ser consumidores en alta tensión que contraten su energía en el mercado de producción, directamente o a través de comercializador, y que dispongan de contrato de acceso a la red con la correspondiente empresa distribuidora.
En el caso de consumidores conectados a la red de transporte a los que resulte de aplicación el Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión de 17 de agosto de 2016 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda deberán acreditar que disponen de al menos una notificación operacional provisional (ION) de conexión en vigor.
3. No desarrollar una actividad que incluya servicios básicos u otras actividades en las que la prestación del servicio pueda provocar riesgos para la seguridad de las personas, de las instalaciones propias o de terceros, o para el medio ambiente.
4. Acreditar tener instalado y operativo al inicio de cada periodo de entrega los equipos de medida y control que se requieran para la gestión, control y medida del servicio, así como un relé de deslastre por subfrecuencia en el punto de suministro con los ajustes que determine el operador del sistema informando al gestor de la red de distribución. Estos requisitos se acreditarán con la presentación de los correspondientes certificados que serán emitidos por el operador del sistema.
5. Prestar al operador del sistema garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar del incumplimiento de las condiciones de prestación del servicio, de acuerdo a lo establecido en los correspondientes procedimientos de operación.
6. Acreditar el consumo en cada mes de al menos el 50 % de la energía en horas del periodo tarifario 6 para el producto de 40 MW, o el consumo en el periodo de entrega de al menos el 55 % de la energía en horas del periodo tarifario 6 para el producto de 5 MW.
Para el producto de 5 MW, cuando el período de entrega sea diferente al establecido con carácter general en el artículo 5.2, el porcentaje de consumo de energía que debe ser acreditado en las horas correspondientes al periodo tarifario 6, se calculará como el producto del valor del 55 % por un porcentaje. Este porcentaje se calculará como el porcentaje de horas del periodo 6 que haya en ese periodo de entrega dividido entre el porcentaje total de

horas del periodo 6 del período de entrega establecido con carácter general en el artículo 5.2.

A los efectos de aplicación de este requisito, los períodos tarifarios serán los definidos en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

7. Para la prestación del producto de 5 MW, el proveedor debe acreditar que ofrece en el periodo de entrega un consumo medio horario efectivo y verificable no inferior a los 5 MW sobre una potencia residual de referencia (Pmax) declarada por el consumidor en el proceso de habilitación.

Para la prestación del producto 40 MW, el proveedor debe acreditar que ofrece un consumo efectivo y verificable superior a los 40 MW sobre una potencia residual de referencia (Pmax) declarada por el consumidor en el proceso de habilitación durante al menos el 91 % de las horas de cada mes.

El cumplimiento de estos requisitos deberá acreditarse para cada uno de los bloques de producto que se soliciten basándose en los parámetros históricos de consumo de energía eléctrica del proveedor. En el caso en que del análisis de la información aportada resulte que los bloques solicitados en el proceso de habilitación corresponden a parámetros de consumo que no han sido alcanzados por el proveedor, esta situación deberá ser justificada y acreditada por el proveedor al operador del sistema.

8. Los consumidores con instalaciones de generación asociadas deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos anteriores considerando la demanda de energía eléctrica sin descontar posibles entregas de energía de la generación asociada en cada momento.

9. No tener deudas pendientes contraídas en relación con la prestación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en los cuatro años naturales completos anteriores al de la solicitud.

10. Los consumidores incluidos en el ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/1388 de 17 de agosto de 2016, deberán acreditar que disponen de una notificación operacional definitiva para respuesta de demanda (NODRD) vigente para prestar el servicio de interrumpibilidad de conformidad con el modelo que publique el operador del sistema en su página web. El operador del sistema publicará en su página web el procedimiento y el contenido necesario que deberá incorporar el documento de unidad de respuesta de demanda para obtener la NODRD para prestar el servicio de interrumpibilidad.

Artículo 7. *Proceso de habilitación para la participación en la subasta.*

1. Los consumidores que deseen prestar el servicio de interrumpibilidad y reúnan los requisitos establecidos en el artículo anterior serán habilitados de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) El proceso se iniciará con la solicitud del consumidor al operador del sistema de acuerdo al modelo de solicitud que será publicado en su página web y que será presentado a través de los medios establecidos para ello.

b) La solicitud se deberá realizar de acuerdo a los plazos que se establezcan para cada subasta, presentando la documentación necesaria para acreditar el cumplimiento de los requisitos. En todo caso, la solicitud se realizará no más tarde del 31 de agosto de cada año.

c) El operador del sistema, a la vista de la información presentada y tras el análisis de la misma, habilitará a los consumidores que acrediten el cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente orden, comunicando al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital de acuerdo a los plazos que se establezcan para cada subasta y no más tarde del 15 de octubre de cada año, los parámetros y condiciones de los consumidores que resulten habilitados.

En caso en que el operador del sistema considere que un proveedor no ha justificado los extremos previstos en el artículo 6.7, pondrá este hecho de manifiesto en la comunicación que debe realizar al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. En este caso, habilitará al proveedor atendiendo únicamente a los parámetros que se hayan justificado.

d) Asimismo, de acuerdo a los plazos que se establezcan para cada subasta y no más tarde del 15 de octubre de cada año, el operador del sistema notificará al consumidor la decisión sobre su habilitación de manera motivada y transparente.

En caso de discrepancia se estará a lo dispuesto en el apartado 6 del artículo 10 de la presente orden.

e) Un consumidor podrá ser habilitado para participar en la subasta de asignación de cualquiera de los dos productos, o de ambos, para un mismo periodo de entrega.

En el caso en que un consumidor solicite ser habilitado para ambos productos, deberá hacerlo constar en su solicitud.

2. Una vez obtenida la habilitación emitida por el operador del sistema, el consumidor podrá adherirse formalmente al marco legal establecido para la participación en la correspondiente subasta.

La adhesión formal del consumidor al marco legal establecido para la subasta comportará la adhesión a las condiciones del servicio, y la obligación de prestar el mismo, en caso de resultar adjudicatario, salvo lo previsto para la exclusión del servicio en el artículo 11.9.

En el caso en que un consumidor resulte adjudicatario del producto de 40 MW, únicamente podrá pujar en la subasta del producto de 5 MW por la cantidad restante hasta completar su previsión total de potencia a ofertar.

En todo caso, se respetará lo dispuesto para cada una de las subastas en las correspondientes reglas.

CAPÍTULO IV

Aplicación del servicio de interrumpibilidad

Artículo 8. *Activación del servicio.*

1. El operador del sistema gestionará el servicio de interrumpibilidad atendiendo a las necesidades que surjan en la operación del sistema eléctrico, de acuerdo a criterios de seguridad y de menor coste.

2. El citado operador solicitará una ejecución de la opción de reducción de potencia respondiendo a criterios técnicos y económicos:

a) Criterios técnicos: Como herramienta de respuesta rápida en situaciones de emergencia dentro de la operación del sistema.

b) Criterios económicos: En situaciones en que la aplicación del servicio suponga un menor coste que el de los servicios de ajuste del sistema.

3. Para la ejecución de la opción, el operador del sistema enviará, a través del sistema establecido para este fin, y de acuerdo a los procedimientos y plazos establecidos al efecto, una orden de reducción de potencia a los proveedores del servicio y éstos, en respuesta a dicha orden, reducirán su potencia activa demandada hasta cumplir con los valores de potencia residual comprometidos.

En el caso de consumidores que hayan resultado adjudicatarios tanto del producto de 40 MW como del producto de 5 MW, la ejecución de la opción conllevará la prestación del servicio por la totalidad del potencial adjudicado en ambos productos.

4. La orden de reducción podrá ser cancelada con anterioridad al inicio del periodo de preaviso mínimo por el operador del sistema. En este caso la ejecución no se contabilizará a efectos del cómputo del número de horas al que se refiere el apartado 5 del artículo 5.

Asimismo, el operador del sistema podrá cancelar la orden de reducción durante la aplicación de la misma de forma justificada, computando a efectos del número de horas al que se refiere el citado apartado 5 del artículo 5.

5. Los gestores de las redes de distribución podrán solicitar del operador del sistema la ejecución de la orden de reducción de potencia a los proveedores del servicio conectados en las áreas de distribución de su competencia cuando las circunstancias así lo exijan.

El operador del sistema analizará la solicitud y, en su caso, determinará la opción de ejecución que mejor se adapte a las necesidades planteadas por el gestor de la red de distribución y procederá en consecuencia, informando debidamente a dicho gestor. Los aspectos relativos a este punto quedarán recogidos en el correspondiente procedimiento de operación.

6. La orden de reducción de potencia que emita el operador del sistema, contendrá la siguiente información:

i. El instante de inicio de ejecución de la opción.
ii. El instante de finalización de ejecución de la opción.
iii. El valor de potencia activa a mantener durante la ejecución de la opción.
iv. La opción de ejecución, de entre las descritas en el artículo 5, apartado 3.

Asimismo, el operador del sistema informará sobre el número de ejecuciones consecutivas previstas a través de los medios establecidos al efecto en el correspondiente procedimiento de operación.

Artículo 9. *Requisitos para la efectiva prestación del servicio.*

Para ser prestador del servicio debe acreditarse el cumplimiento de los requisitos que se establecen y resultar adjudicatario en el mecanismo competitivo de asignación del servicio que se regula en esta orden.

Los proveedores que resulten adjudicatarios del mecanismo de subasta deberán cumplir los siguientes requisitos para cada periodo de entrega:

1. Consumir en las horas correspondientes al periodo tarifario 6 al menos:

a) El 50 % de la energía en cada mes para el producto de 40 MW.
b) El 55 % de la energía en el periodo de entrega para el producto de 5 MW.

A los efectos de aplicación de este requisito, los períodos tarifarios serán los definidos en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

Cuando el período de entrega sea diferente al establecido con carácter general en el artículo 5.2, el porcentaje de energía que debe ser consumida en las horas correspondientes al periodo tarifario 6, se calculará como el producto del valor del 55 % establecido en el apartado b) por un porcentaje. Este porcentaje se calculará como el porcentaje de horas del periodo 6 que haya en ese periodo de entrega dividido entre el porcentaje total de horas del periodo 6 del período de entrega establecido con carácter general en el artículo 5.2.

2. Tener disponible el recurso asignado de acuerdo a lo siguiente:

a) Para el producto de 5 MW: El consumo medio horario durante el periodo de entrega, menos el valor de la potencia residual de referencia (Pmax), deberá ser igual o superior al recurso asignado.

b) Para el producto de 40 MW: El consumo medio horario, menos el valor de la potencia residual de referencia (Pmax), deberá ser superior al recurso asignado y estar disponible al menos el 91% de las horas de cada mes.

Estos valores serán sin perjuicio de lo establecido para las indisponibilidades en los siguientes apartados.

c) En el caso de que el proveedor haya resultado adjudicatario de ambos productos, la comprobación del cumplimiento de los requisitos se realizará considerando lo dispuesto en el apartado b) anterior para el producto de 40 MW y, adicionalmente, lo dispuesto en el apartado a) considerando el recurso asignado para el producto de 5 MW por encima del asignado en el producto de 40 MW.

3. Los periodos de ejecución de la opción, así como la hora anterior y dos horas posteriores a la ejecución de la opción, no se contabilizarán en el cómputo del apartado 2 del presente artículo.

4. El proveedor del servicio deberá comunicar al operador del sistema en el momento de participación en cada subasta los periodos de indisponibilidad previstos para el periodo de entrega del producto. El operador del sistema procederá a la revisión de los mismos y a su aceptación, momento a partir del cual dichos periodos de indisponibilidad programada no se contabilizarán en el cómputo del cumplimiento de los requisitos de disponibilidad exigidos.

Los periodos de indisponibilidad se podrán actualizar mensualmente de acuerdo con el mecanismo que se determine en el correspondiente procedimiento de operación.

En ningún caso la duración total de los periodos de indisponibilidad programada podrá ser superior al 5 % de las horas del periodo de entrega.

5. El proveedor del servicio deberá comunicar al operador del sistema la aparición de indisponibilidades sobrevenidas tan pronto como se produzcan. Estos periodos de indisponibilidad no programada se contabilizarán en el cómputo del apartado 2 del presente artículo, salvo causa de fuerza mayor acreditada y justificada.

6. El proveedor del servicio deberá enviar antes del día 15 de cada mes sus programas de consumo horario previstos para el mes siguiente. El proveedor podrá actualizar estos programas en cualquier momento, salvo en el intervalo de tiempo comprendido desde que el operador del sistema envía una orden de reducción de potencia hasta la finalización de la misma.

La disponibilidad de los programas de consumo horarios deberá ser superior al 95 % de las horas del mes.

La precisión de los programas de consumo (PPC) respecto a las previsiones comunicadas, calculada según lo establecido en el artículo 10, apartado d), deberá ser superior al 75 % en media mensual.

7. El proveedor del servicio deberá mantener un índice de disponibilidad de las comunicaciones superior al 90 % de las horas de cada mes y al 95 % de las horas del periodo de entrega.

El proveedor deberá comunicar al operador del sistema las faltas de comunicación que se produzcan a la mayor brevedad posible, así como las indisponibilidades del sistema de comunicación o de los equipos de medida y control y la previsión de vuelta a la normal operación en cuanto esta se conozca.

Artículo 10. *Verificación de la prestación del servicio.*

1. La verificación de la prestación del servicio por parte del operador del sistema conlleva la comprobación de los siguientes aspectos:

a) Disponibilidad en cada momento del periodo de entrega de la potencia adjudicada.

b) Cumplimiento de las órdenes de ejecución de las opciones solicitadas por el operador del sistema.

c) Cumplimiento de las restantes condiciones establecidas y necesarias para la prestación del servicio.

Las comprobaciones se realizarán de acuerdo a lo dispuesto en este artículo.

2. Verificación de la disponibilidad en cada momento del periodo de entrega de la adecuación a la potencia adjudicada en las subastas:

a) La verificación de la disponibilidad de la potencia adjudicada se realizará de forma mensual a partir de las medidas horarias procedentes del sistema de información de medidas eléctricas, regulado en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

b) De forma mensual, se verificará que el proveedor dispone de la potencia interrumpible adjudicada en las subastas para cada producto conforme a lo dispuesto en el artículo 9.2.

c) La verificación de la disponibilidad, para proveedores con instalaciones de generación asociadas, se realizará considerando la demanda de energía eléctrica de cada consumidor sin descontar posibles entregas de energía de la generación asociada.

3. Verificación de la ejecución de las opciones solicitadas por el operador del sistema.

Para que la ejecución de una opción de reducción de potencia se considere cumplida por el proveedor del servicio, se deberán cumplir como mínimo los siguientes requisitos:

a) Existencia de todos los registros de potencia demandada (P_i) generados por un maxímetro integrador de cinco minutos desde el instante de inicio de la ejecución de la opción hasta el instante final del último periodo de ejecución de la opción de reducción de potencia, según la hora del reloj del equipo del proveedor del servicio.

Se considerarán como instantes de envío, inicio y fin de la ejecución, los instantes de envío de la orden de ejecución y los comunicados por el operador del sistema al proveedor del servicio en dicha orden de ejecución de la opción, y que deberán estar registrados tanto en el equipo del proveedor del servicio como en el del operador del sistema.

b) Todas las potencias demandadas y recogidas en los registros citados en la letra a) anterior no superan, en ningún periodo cincominutal, el máximo valor de potencia a consumir durante la ejecución de la opción:

$$P_i \leq P_{max}$$

Siendo:

P_i: Valor de cada uno de los i registros de potencia cincominutales durante el periodo de ejecución.

P_{max}: Potencia residual de referencia, declarada por el proveedor al operador del sistema durante el proceso de habilitación.

En el caso de que el proveedor solicite la habilitación para los dos productos, la Pmax declarada deberá ser la misma.

c) La verificación de la ejecución de una opción, para proveedores con instalaciones de generación asociadas, se realizará considerando el valor de potencia de consumo de energía eléctrica sin descontar posibles entregas de energía de la generación asociada.

Durante la ejecución de una opción, la instalación de generación deberá mantener su producción de acuerdo a su previsión de programa de participación en el mercado.

En estos casos para la instalación de cogeneración quedarán excluidas del cálculo del cómputo de las exigencias de rendimiento eléctrico o, en su caso, de las exigencias de ahorro de energía primaria, aquellas horas en las que la instalación haya sido programada para mantener su producción cuando el proceso consumidor asociado reduzca la potencia demandada en respuesta a una orden de reducción de potencia.

d) Los registros deberán de ponerse a disposición del operador del sistema por los medios que se establezcan en el correspondiente procedimiento de operación.

e) Cuando exista funcionamiento incorrecto del maxímetro integrador de cinco minutos, se distinguirán los siguientes casos:

I. Cuando, excepcionalmente, en caso de fallo o indisponibilidad del maxímetro integrador de cinco minutos, los registros de potencia demandada puedan determinarse por el operador del sistema mediante integración de las telemedidas de tiempo real recibidas o por cualquier otro medio que éste estime conveniente.

A. En este caso, el operador del sistema podrá considerar cumplida una ejecución de la opción, siempre y cuando se cumpla el requisito establecido en el párrafo b) anterior y el proveedor del servicio subsane, en el plazo máximo de 30 días desde la fecha de emisión de la ejecución de la opción de reducción de potencia, los defectos que hubieran provocado el fallo o indisponibilidad de los máximetros o de su registro. El operador del sistema comprobará el correcto funcionamiento del equipo, expedirá el certificado correspondiente y lo notificará a la Dirección General de Política Energética y Minas.

B. En caso contrario, la ejecución de la opción se considerará incumplida.

II. Cuando el operador del sistema no pueda verificar el cumplimiento de la ejecución de la opción, ésta se considerará como incumplida, resultando de aplicación la penalización correspondiente.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá aquellos casos en que existiera discrepancia sobre el cumplimiento o no de la ejecución de una opción por parte del proveedor del servicio. A estos efectos, el proveedor del servicio afectado y el operador del sistema pondrán a disposición de dicha Dirección General la información que les sea requerida.

4. Se verificarán asimismo las siguientes condiciones necesarias para la prestación del servicio:

a) Para el producto de 40 MW, de forma mensual se verificará que la energía consumida en horas del periodo tarifario 6 sea al menos el 50 % de la energía consumida en cada mes natural.

Para el producto de 5 MW se verificará que al menos el 55 % de la energía se consume en el periodo tarifario 6 durante el periodo de entrega.

Para el producto de 5 MW, cuando el período de entrega sea diferente al establecido con carácter general en el artículo 5.2, el porcentaje de consumo de energía que se verificará en las horas correspondientes al periodo tarifario 6, se calculará como el producto del valor del 55 % por un porcentaje. Este porcentaje se calculará como el porcentaje de horas del periodo 6 que haya en ese periodo de entrega dividido entre el porcentaje total de horas del periodo 6 del período de entrega establecido con carácter general en el artículo 5.2.

A los efectos de aplicación de este requisito, los períodos tarifarios a que se hace referencia en el mismo serán los definidos en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre.

b) El número de horas con disponibilidad en las comunicaciones será superior al 90% de las horas de cada mes natural y al 95% de las horas en el periodo de entrega.

c) La disponibilidad de los programas de consumo horarios deberá ser superior al 95% de las horas del mes.

d) La precisión de los programas de consumo respecto a las previsiones comunicadas deberá ser superior al 75% en media mensual.

La precisión mensual de los programas de consumo se evaluará conforme a la siguiente fórmula:

$$PPC\,(\%) = 100 - Error\ _\ previsión\,(\%)$$

$$Error\ _\ previsión(\%) = 100 \times \frac{1}{horas} \times \sum_{h} Error\ _\ horario_{h}$$

– Si $Prog_h > 0$ kWh:

$$Error\ _\ horario_{h} = \left| \frac{P_h - \Pr og_h}{\Pr og_h} \right|$$

– Si $Prog_h = 0$ kWh:

$$Si\ P_h = 0\ kWh \quad \Rightarrow \quad Error\ _\ horario_{h} = 0$$
$$Si\ P_h > 0\ kWh \quad \Rightarrow \quad Error\ _\ horario_{h} = 1$$

Donde:

PPC: Precisión de los programas de consumo (%).
horas: número total de horas en el mes de cálculo.
P_h: consumo horario de energía en la hora h (kWh).
$Prog_h$: programa de consumo horario para la hora h (kWh).
Error_previsión: Desviación del consumo respecto a los programas (%).
$Error_horario_h$: Desvío horario del consumo respecto a los programas en la hora h.

En el caso de que el valor del $Error_horario_h$ supere el valor de 10 debido a circunstancias atípicas y excepcionales asociadas al proceso productivo, debidamente justificadas por el proveedor del servicio, dicho valor del $Error_horario_h$ se limitará a 10. En todo caso esta limitación no podrá ser aplicada a un mismo proveedor de servicio en una misma instalación en más de una ocasión en una misma temporada.

5. Las facultades para llevar a cabo los distintos tipos de verificación previstos en este artículo serán ejercidas por el operador del sistema sin perjuicio de las facultades de resolución, comprobación e inspección otorgadas al Ministerio de Industria, Energía y Turismo en la presente orden y de las competencias de supervisión de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

6. En caso de discrepancias se estará a lo dispuesto en el párrafo 2.º del artículo 12.1.b) de la Ley 3/2013, de de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Artículo 11. *Incumplimiento de las condiciones y de los requisitos de prestación del servicio de interrumpibilidad.*

1. En caso de incumplimiento de las condiciones y requisitos de prestación del servicio se estará a lo dispuesto en el presente artículo.

2. Incumplimiento en la ejecución de una opción de reducción de potencia:

a) Cuando el proveedor del servicio incumpla la primera ejecución de una opción en el periodo de entrega, se producirá una obligación de pago calculada de la siguiente forma:

$$OP(\%) = mín\{(Op_{consumo} + Op_{generación}), 120\}$$

$$OP_{consumo}(\%) = k_p \left(1 + \frac{P_d - P_{max}}{P_a - P_{max}}\right)^2 \cdot \left(1 + \frac{N}{N_t}\right)^3$$

$$OP_{generación}(\%) = mín\left\{\left(\frac{0.95 \cdot Prog - Gen}{P_{sub}}\right), 1\right\} \cdot \left(\frac{0.95 \cdot Prog - Gen}{0.95 \cdot Prog}\right) \cdot 100$$

Donde:

OP (%): Es la obligación de pago aplicable al proveedor del servicio por el incumplimiento de la ejecución de la opción que corresponda, que se establece como un porcentaje sobre el componente de la retribución que le hubiera correspondido en el periodo de entrega en que se produce el incumplimiento asociado a la disponibilidad de la potencia adjudicada en la subasta, valorada al precio de asignación. Este porcentaje será como máximo el 120 % de dicho componente de la retribución.

$OP_{consumo}$ (%): Es la obligación de pago aplicable al proveedor del servicio por el incumplimiento de la ejecución de la opción debida al incumplimiento de alguno de sus registros de potencia demandada.

$OP_{generación}$ (%): Es la obligación de pago aplicable al proveedor del servicio por el incumplimiento de la ejecución de la opción debida al incumplimiento de los requisitos establecidos a la generación asociada.

K_p: Es el factor de penalización por incumplimiento. Se considerará un valor de K_p de 3,125.

P_d: Es la máxima potencia demandada por el proveedor del servicio durante la ejecución de la opción solicitada e incumplida, en base a los registros de cinco minutos generados durante la ejecución.

P_{max}: Es la potencia residual de referencia declarada por el proveedor en el proceso de habilitación.

P_a: Para el producto 40 MW es la potencia media de los seis periodos horarios anteriores a la hora de envío de la orden de ejecución. Para su determinación se utilizarán los registros de potencia demandada de un maxímetro con periodo de integración de 15 minutos, que además deberán haber sido comunicados al operador del sistema. El operador del sistema podrá utilizar, en su caso, para verificar el valor de P_a información de telemedida en tiempo real o cualquier otro medio que se considere conveniente.

Para el producto 5 MW es la potencia media desde el inicio del periodo de entrega hasta el instante de envío de la orden de ejecución en el periodo tarifario en que tiene lugar la orden.

N: Número de periodos de cinco minutos en los que se incumple la ejecución de la opción solicitada, de acuerdo a lo establecido en el artículo 10 de la presente orden.

N_t: Número total de periodos de cinco minutos que integran la ejecución de la opción incumplida.

Prog: Programa de participación en el mercado para las instalaciones con generación asociada. En el caso de instalaciones acogidas a la modalidad de autoconsumo, Prog será el programa de generación remitido al operador del sistema a través del SG-SCECI.

Gen: Medida de generación registrada en el SG-SCECI.

P_{sub}: Potencia asignada en la subasta.

b) Si se hubiera producido un segundo incumplimiento de ejecución de una opción de reducción de potencia durante el mismo periodo de entrega que el primer incumplimiento, este hecho conllevará la exclusión del servicio y la pérdida total de la retribución para dicho periodo de entrega según se define en el articulo 5.2 desde el inicio del mismo, procediendo la liquidación y devolución de las cantidades que se hubieran percibido.

3. Disponibilidad del recurso.

a) Para el producto de 40 MW: Si el consumo horario en un mes, menos el valor de la potencia residual de referencia (Pmax), no es superior al recurso asignado durante más del 91% de las horas del mes, este hecho conllevará la pérdida del componente de la retribución asociado a la disponibilidad del recurso en dicho mes en el caso del primer incumplimiento mensual.

En caso de incumplirse este requisito durante dos meses del mismo periodo de entrega, este hecho conllevará la exclusión del servicio durante dicho periodo de entrega según se define en el artículo 5.2 así como la pérdida total de la retribución, fija y variable, para ese periodo de entrega desde el segundo mes, incluido, en que no se alcance el 91% de disponibilidad del recurso, según corresponda.

b) Para el producto 5 MW: si el consumo medio horario menos el valor de la potencia residual de referencia (Pmax), no es superior al recurso asignado en el periodo de entrega, este hecho conllevará la pérdida del total de la retribución, fija y variable, para ese periodo de entrega y la exclusión del servicio.

c) En el caso de que el proveedor hubiera resultado adjudicatario de ambos productos, la comprobación del cumplimiento de los requisitos se realizará considerando lo dispuesto en el artículo 9.2.c) de la presente orden. En estos casos, se aplicará lo siguiente:

Si existe incumplimiento de los requisitos del producto de 40 MW que den lugar a la exclusión del servicio según lo dispuesto en el apartado a) anterior, este hecho conllevará que se consideren asimismo incumplidos los requisitos del producto de 5 MW. Asimismo, el proveedor no podrá ser prestador del servicio para ninguno de dichos productos durante el periodo de entrega siguiente a aquel en que se produjera el incumplimiento, de acuerdo a lo establecido en el apartado 9 del presente artículo.

Si existe incumplimiento de los requisitos del producto de 5 MW y se cumplieran los requisitos del producto de 40 MW en el periodo de entrega, se estará a lo dispuesto en el apartado b) anterior. El proveedor únicamente podrá prestar el servicio para el producto de 40 MW durante el periodo de entrega siguiente a aquel en que se produjera el incumplimiento, quedando imposibilitado para la prestación del producto de 5 MW de acuerdo a lo establecido en el apartado 9 del presente artículo.

4. Actuación del relé de deslastre:

a) Cuando el relé de deslastre no actúe de forma correcta deslastrando la carga de acuerdo a los ajustes según los requisitos establecidos, este hecho se considerará incumplimiento y dará lugar a una obligación de pago que se calculará como resultado de multiplicar el valor de potencia interrumpible asignada en la subasta por el 120% del precio de asignación.

b) Si el relé de deslastre no actúa de forma correcta por segunda vez en un periodo de entrega, este hecho supondrá la exclusión del servicio durante dicho periodo de entrega.

En todo caso, si se produjeran en un mismo periodo de entrega un incumplimiento de la actuación del relé de deslastre y un incumplimiento en la ejecución de una opción de

reducción de potencia de acuerdo al apartado 2 del presente artículo, la penalización no superará el 120 % del componente de la retribución asociado a la disponibilidad de la potencia adjudicada en la subasta del servicio, suponiendo este hecho la exclusión del servicio durante dicho periodo de entrega y la pérdida del derecho a la percepción de la retribución variable que hubiera correspondido en la ejecución de la orden incumplida.

5. Otras condiciones.

a) Para el producto de 40 MW, cuando el proveedor no alcance el 50 % de consumo mensual de energía en horas del periodo tarifario 6 de los definidos en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, este hecho conllevará la pérdida del componente de la retribución asociado a la disponibilidad del recurso asignado en dicho mes en el caso del primer incumplimiento mensual. En caso de incumplirse este requisito durante dos meses del mismo periodo de entrega, se producirá la exclusión del servicio durante el periodo de entrega según se define en el artículo 5.2 y la pérdida de la retribución total, fija y variable, desde el segundo mes, incluido, en que se produce el incumplimiento.

Para el producto de 5 MW, cuando el proveedor no alcance el 55 % de consumo de energía del periodo de entrega en horas del periodo tarifario 6, este hecho conllevará la pérdida total de la retribución, fija y variable, para dicho periodo de entrega y la exclusión del servicio según se define en el artículo 5.2. Cuando el período de entrega sea diferente al establecido con carácter general en el artículo 5.2, el porcentaje de consumo de energía que deberá alcanzar el proveedor en las horas correspondientes al periodo tarifario 6, se calculará como el producto del valor del 55 % por un porcentaje. Este porcentaje se calculará como el porcentaje de horas del periodo 6 que haya en ese periodo de entrega dividido entre el porcentaje total de horas del periodo 6 del período de entrega establecido con carácter general en el artículo 5.2.

A estos efectos, serán de aplicación los periodos tarifarios definidos en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre.

b) Cuando el proveedor no alcance un índice mensual de disponibilidad de las comunicaciones superior al 90 % se producirá la pérdida del componente de la retribución asociado a la disponibilidad del recurso adjudicado de dicho mes para los proveedores del producto 40 MW y la parte proporcional correspondiente a dicho mes del componente de la retribución asociado a la disponibilidad del recurso adjudicado para el periodo de entrega para los proveedores del producto 5 MW.

En caso de que el proveedor no alcance un índice de disponibilidad de comunicaciones en el periodo de entrega del 95 %, se producirá la pérdida del componente de la retribución asociada a la disponibilidad del recurso adjudicado para el periodo de entrega.

c) Cuando la disponibilidad de los programas de consumo horarios sea inferior al 95 % de las horas del mes, se producirá la pérdida del componente de la retribución asociado a la disponibilidad del recurso adjudicado de dicho mes para los proveedores del producto 40 MW y la parte proporcional correspondiente a dicho mes del componente de la retribución asociada a la disponibilidad del recurso adjudicado para el periodo de entrega para los proveedores del producto 5 MW.

d) Cuando para los proveedores del producto de 40 MW, la precisión de los programas de consumo sea inferior al 75 % en media mensual, se producirá la pérdida del componente de la retribución asociado a la disponibilidad del recurso adjudicado de dicho mes.

Cuando para los proveedores del producto de 5 MW dicha precisión sea inferior al 75 % en un mes, se producirá la pérdida de la parte proporcional correspondiente a dicho mes del componente de la retribución asociado a la disponibilidad del recurso asignado de dicho periodo de entrega.

e) El incumplimiento reiterado de las obligaciones de información por parte del proveedor podrá dar lugar a la exclusión del servicio durante el periodo de entrega y la pérdida de la retribución total, fija y variable, durante dicho periodo.

6. El operador del sistema informará de manera motivada y transparente sobre los incumplimientos recogidos en la presente orden a los consumidores afectados, incluyendo asimismo dicha información en los informes que debe elaborar de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 16 de la presente orden.

En particular, una vez transcurridos 3 días hábiles desde la recepción de una opción de ejecución el proveedor del servicio podrá contactar con el operador del sistema para confirmar la correcta recepción por parte de éste de los datos que son precisos para la evaluación del cumplimiento de dicha opción de ejecución y solicitar una valoración preliminar del cumplimiento de la misma.

7. Si un consumidor solicitara no continuar prestando el servicio durante un periodo de entrega, este hecho conllevará la liquidación correspondiente por la prestación del servicio desde la fecha de inicio del periodo de entrega, así como el pago de las penalizaciones a que estuviera obligado el proveedor del servicio en virtud de lo dispuesto en la presente orden.

En estos casos, el consumidor lo comunicará al operador del sistema, quien lo pondrá en conocimiento del Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el plazo de diez días.

8. La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá la exclusión del servicio durante un período de entrega por cualquiera de las razones contempladas en la presente orden, salvo en caso de desistimiento por parte del consumidor según lo dispuesto en el apartado anterior.

A estos efectos, el operador del sistema propondrá a la Dirección General de Política Energética y Minas la exclusión del servicio para un proveedor que haya incumplido alguno de los requisitos o condiciones recogidos en la presente orden, informando a la citada Dirección General de manera motivada y transparente sobre los incumplimientos en los que haya incurrido el proveedor, e incluyendo dicha información en los informes que debe elaborar de acuerdo a lo dispuesto en su artículo 16.

No obstante lo anterior, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá iniciar la exclusión del servicio para un proveedor que haya incumplido alguno de los requisitos o condiciones recogidos en la presente orden previa petición de informe al operador del sistema.

9. Tanto el desistimiento de un proveedor del servicio conforme a lo dispuesto en el apartado 7 como su exclusión del servicio conforme a lo dispuesto en el apartado 8 durante un período de entrega conllevarán la imposibilidad del proveedor de ser prestador del servicio durante el período de entrega siguiente a aquel en que se comunique el desistimiento o se produzca el incumplimiento. En estos casos, si el consumidor hubiera resultado adjudicatario de cantidad alguna en las subastas que se hubieran celebrado para el período de entrega siguiente al del desistimiento o incumplimiento, no serán de aplicación los derechos y obligaciones derivadas de su participación en las subastas y las cantidades que le hubieran sido adjudicadas serán consideradas como nulas, perdiendo su derecho a percibir cantidad alguna por ellas.

No obstante, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar la participación en el proceso de habilitación de las subastas para continuar prestando el servicio en el período de entrega siguiente a aquel en que se haya producido el desistimiento o el incumplimiento cuando el mismo se hubiese producido por motivos excepcionales debidamente justificados por el interesado.

CAPÍTULO V

Retribución, liquidación e inspección

Artículo 12. *Retribución del servicio.*

1. La retribución del servicio de interrumpibilidad estará constituida por dos términos, uno fijo asociado a la disponibilidad de potencia y otro variable asociado a la ejecución efectiva de una opción de ejecución de reducción de potencia.

2. El proveedor recibirá una retribución mensual asociada a la disponibilidad de potencia correspondiente a una dozava parte de la cantidad resultante de multiplicar la cantidad de potencia expresada en MW adjudicada en la subasta por el precio resultante de la misma en euros/MW y año, según la fórmula siguiente:

$$Rmmax = (1/12) *Psub* Precio$$

Donde:

Psub: Potencia asignada en la subasta (MW).
Precio: Precio de adjudicación en la subasta (€/MW año).

Cuando el periodo de entrega sea diferente al establecido con carácter general en el artículo 5.2, el proveedor recibirá para el periodo de entrega la retribución proporcional correspondiente al número de meses que conformen el periodo de entrega, calculada para cada mes con la fórmula anterior.

3. El proveedor recibirá una retribución asociada a la ejecución de la opción de reducción de potencia. Dicho pago se calculará horariamente como:

$$Reoi = Psub * teoi * Preoi$$

Dónde:

Reoi: Es la retribución en € de la ejecución de la opción i para el proveedor.
Psub: Es la potencia asignada en la subasta en MW.
teoi: Es el periodo de tiempo de ejecución de la opción i en horas.
Preoi: Es el precio de referencia en €/MWh para la ejecución de la opción i y que se calculará como la diferencia entre un valor indexado al precio estimado de la reserva de regulación terciaria a subir ponderado por un coeficiente ka o kb, función de la opción de ejecución A o B solicitada por el operador del sistema, y el precio marginal horario del mercado diario que haya resultado en el correspondiente periodo de ejecución.

Cuando el resultado de dicha diferencia sea inferior a 0, entonces se tomará el valor de Preoi = 0.

4. Para el caso en que la opción de ejecución cubra dos periodos en los que el precio marginal del mercado diario haya sido diferente, se calculará por separado la retribución correspondiente para cada periodo, de modo que:

$$Reoih = Psub * teoih * Preoih,$$

$$\text{Para } h = 1, 2.$$

Donde:

− el subíndice h tomará los valores 1 y 2, correspondientes a la primera y segunda hora, respectivamente, de los periodos en los que tiene lugar la opción de ejecución.
− teoih es el tiempo, en horas, de cada uno de los dos periodos temporales en el que tiene lugar la opción de ejecución.
− Preoih es el precio de referencia, en €/MWh, aplicado en cada uno de los periodos temporales, tal y como se ha descrito en el apartado 3 anterior.

5. El operador del sistema enviará a la Secretaría de Estado de Energía, junto a la información a la que se refiere el artículo 4.2 de la presente orden, una propuesta de precio estimado de la reserva de regulación terciaria a subir y de valores de los coeficientes ka y kb para cada periodo de entrega.

Dichos valores deberán aparecer publicados en la página web del operador del sistema, previa aprobación por resolución de la Secretaría de Estado de Energía en el “Boletín Oficial del Estado”.

Artículo 13. *Liquidación del servicio.*

1. Corresponderá al operador del sistema la liquidación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, que se realizará de forma mensual e incorporará, al menos, los siguientes conceptos:

a) La retribución del servicio a los proveedores adjudicatarios de la subasta, de acuerdo a lo establecido en el artículo 12.

b) En su caso, las obligaciones de pago derivadas del incumplimiento de los requisitos y condiciones, de acuerdo a lo establecido en la presente orden.

2. Por resolución de la Secretaría de Estado de Energía se aprobará el correspondiente procedimiento de liquidación.

3. El coste del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad será liquidado de acuerdo con lo siguiente:

a) La demanda asumirá la totalidad del coste fijo mensual de manera proporcional a su consumo en barras de central, integrándose a efectos de su liquidación por el operador del sistema como un coste de energía en el mercado.

b) El coste variable horario y la energía reducida se liquidarán según el procedimiento de liquidación de desvíos recogido en el procedimiento de operación 14.4 “Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema”.

4. Los proveedores adjudicatarios de la subasta no podrán ceder, en todo o en parte, ni los derechos ni las obligaciones de pago derivados de la prestación del servicio.

5. El coste imputable a la organización de las subastas al que hace referencia el artículo 4.6, será facturado por el operador del sistema una vez finalizado el procedimiento de subastas para cada periodo de entrega a los proveedores adjudicatarios del mismo.

Artículo 14. *Equipos, sistemas y comunicaciones.*

El operador del sistema publicará en su página web las características de los equipos, sistemas y comunicaciones requeridos para la correcta aplicación de lo dispuesto en la presente orden, así como el procedimiento y documentación necesarios para obtener la correspodiente certificación.

Artículo 15. *Comprobación e inspección del servicio.*

1. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá inspeccionar y requerir la información que considere oportuna sobre aquellos suministros que sean proveedores del servicio de interrumpibilidad. Podrán realizarse inspecciones sobre las condiciones de prestación de este servicio y las liquidaciones correspondientes, a los efectos de comprobar la adecuación de los mismos a la presente orden.

2. En el caso de que se detectaran irregularidades en las inspecciones realizadas, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre la procedencia de las mismas y, en su caso, determinará las cuantías que resulten de aplicar la presente orden, lo que determinará su incorporación a las liquidaciones que correspondan y la corrección, en su caso, de cualquier liquidación anterior por el mismo concepto.

CAPÍTULO VI

Información

Artículo 16. *Obligaciones de información.*

1. Los proveedores del servicio y el operador del sistema deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas cualquier información sobre consumos eléctricos, facturación o condiciones de la prestación del servicio en la forma y plazos que ésta les solicite.

Asimismo los proveedores deberán facilitar al operador del sistema la información necesaria para poder efectuar la aplicación, seguimiento, control, liquidación y facturación de este servicio. El operador del sistema deberá preservar el carácter confidencial de la información de que tenga conocimiento en el desempeño de esta actividad.

La falta de remisión de la información solicitada podrá tener asociadas las obligaciones de pago por incumplimiento que se establecen en el artículo 11.

2. El Operador del Sistema remitirá un informe mensual a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien podrá solicitar su presentación en un formato determinado, en el que conste el seguimiento del funcionamiento y aplicación del servicio y de las ejecuciones de opciones de reducción de potencia para cada mes, incluyendo la

retribución asociada. El grado de detalle será a nivel de proveedor del servicio y se incluirán las diferentes zonas de aplicación.

Asimismo, antes del 31 de enero de cada año, el citado operador remitirá un informe anual a la Dirección General de Política Energética y Minas que recogerá para toda la temporada eléctrica el seguimiento anual del funcionamiento y aplicación del servicio, y de las ejecuciones de opciones de reducción de potencia para cada mes, incluyendo la retribución asociada. El grado de detalle será a nivel de proveedor del servicio y se incluirán las diferentes zonas de aplicación.

La información a la que se refiere el presente apartado se facilitará en formato electrónico que posibilite el tratamiento de los datos en hojas de cálculo.

3. El Operador del Sistema comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas las ejecuciones de opciones de reducción de potencia en el plazo máximo de 2 horas desde su emisión.

4. Los distribuidores, comercializadores y consumidores remitirán al operador del sistema la información necesaria para la liquidación y facturación del servicio, de acuerdo a lo establecido en el procedimiento de operación correspondiente.

5. El Operador del Sistema publicará la información sobre asignación y uso efectivo del servicio de interrumpibilidad que se establezca en los correspondientes procedimientos de operación.

Disposición adicional primera. *Aplicación del servicio de interrumpibilidad en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

1. La Secretaría de Estado de Energía podrá establecer productos adaptados y condiciones específicas de aplicación de lo dispuesto en la presente orden para cada uno de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

2. En el ámbito de aplicación de esta orden, para los sistemas insulares y extrapeninsulares las referencias acerca de la adquisición de energía en el mercado de producción deben entenderse como la participación en el despacho técnico-económico de producción existente en dichos sistemas, de acuerdo con las condiciones y requisitos establecidos en la normativa de aplicación.

Disposición adicional segunda. *Procedimientos de Operación.*

El Operador del Sistema, en el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de la presente orden presentará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo:

1. Una propuesta de mecanismo de subasta y de reglas de subasta así como un calendario para su implantación teniendo en cuenta la temporada eléctrica.

2. Una propuesta de revisión tanto de los procedimientos de operación del sistema relativos al servicio de gestión de interrumpibilidad en el mercado así como del procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del mismo.

3. Una propuesta de modelo de adhesión.

4. Una propuesta de adaptación de la presente orden a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares a efectos de lo dispuesto en la disposición adicional primera.

Dichas propuestas serán sometidas al preceptivo trámite de audiencia, con carácter previo a su valoración y aprobación por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, y publicadas en el «Boletín Oficial del Estado».

Disposición adicional tercera. *Retribución del operador del sistema.*

Los costes en los que incurra el operador del sistema derivados de las funciones que deben realizar en cumplimiento de lo dispuesto en la presente orden y su normativa de desarrollo, serán considerados en la retribución que debe ser establecida para dicho operador conforme a lo dispuesto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y su normativa de desarrollo.

A estos efectos, el operador del sistema enviará a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la información de los costes incurridos, con el desglose y formato que se determine.

Disposición adicional cuarta. *Comprobación del funcionamiento efectivo del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.*

1. A los efectos de comprobar el funcionamiento efectivo del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, el operador del sistema aplicará de manera aleatoria dicho servicio, en el 1 por ciento de las horas del periodo de entrega.

En estos casos la muestra elegida de proveedores del servicio deberá representar al menos un porcentaje de reducción de la potencia activa demandada del 5 por ciento sobre el conjunto de reducción de la potencia activa contratada para el conjunto de proveedores del servicio. La aplicación se realizará de forma que se compruebe el funcionamiento efectivo del servicio para todos los proveedores sin que pueda existir discriminación de ningún tipo.

Del cálculo resultante del párrafo anterior se detraerá, para cada proveedor, un número de opciones de ejecución igual al número de opciones de ejecución previamente emitidas por criterios técnicos y económicos que hayan resultado correctamente cumplidas, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado cuarto.

2. En estos casos no se percibirá retribución por el término variable asociado a la aplicación efectiva del servicio, regulado en el artículo 12.3.

3. Los requisitos del cumplimiento y las repercusiones del incumplimiento por parte de los proveedores del servicio de estas órdenes de reducción de potencia serán los establecidos en los artículos 9, 10 y 11 de la presente orden. Asimismo, el operador del sistema enviará estas órdenes a través del sistema, procedimientos y plazos, así como con la información que determinan los artículos 8.3 y 8.5 de la presente orden.

4. Las opciones de ejecución que el operador del sistema emita por criterios técnicos y económicos al amparo de lo dispuesto en el artículo 8, que resulten correctamente cumplidas, computarán como opciones de ejecución de prueba a efectos de lo dispuesto en el apartado 1.

Disposición transitoria primera. *Periodo transitorio de adaptación.*

Hasta el desarrollo de lo dispuesto en la disposición adicional primera de la presente orden, en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares seguirá aplicándose el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad de acuerdo a lo dispuesto en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio.

Disposición transitoria segunda. *Aplicación excepcional del nuevo mecanismo.*

1. Con carácter excepcional, y siempre que la presente orden sea de aplicación una vez iniciada la correspondiente temporada eléctrica, el mecanismo establecido en la misma podrá resultar de aplicación para un periodo de entrega inferior al que determina su artículo 5.2.

2. En este caso, los consumidores que vinieran prestando el servicio en dicha temporada de acuerdo a lo dispuesto en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, percibirán la retribución equivalente a los meses que hubieran transcurrido hasta la aplicación del nuevo mecanismo.

A estos efectos, se considerará que la duración del contrato y de la autorización al amparo de la citada Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, es inferior a una temporada eléctrica, y la liquidación de la retribución que corresponda según dicha orden será la suma de liquidaciones provisionales realizadas para el periodo transcurrido entre el inicio de la temporada y la aplicación del nuevo mecanismo, que adquirirán carácter de liquidaciones definitivas. En estos casos, se valorará el grado de cumplimiento de los requisitos considerando las particularidades derivadas de la aplicación de esta disposición, debiendo el operador del sistema valorar dicho cumplimiento enviando informe al respecto con el detalle para cada uno de los consumidores a la Dirección General de Política Energética y Minas, en el plazo de un mes desde el cierre de dicha temporada.

3. Lo dispuesto en esta disposición será de aplicación a los contratos del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulados en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, que sean prorrogados, se suscriban o se modifiquen para su aplicación a partir de la temporada eléctrica 2013/2014, incluida, al amparo de dicha orden. Las nuevas condiciones

aquí establecidas quedarán automáticamente incorporadas a los contratos de interrumpibilidad en sustitución de las antiguas.

A estos efectos, las resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas para la temporada eléctrica 2013/2014 en aplicación del artículo 11.3 de la citada Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, podrán dictarse una vez iniciada dicha temporada en un plazo de diez días a contar desde la entrada en vigor de la presente orden.

Disposición transitoria tercera. *Mecanismo provisional de liquidación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.*

(Derogada)

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Se derogan cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en la presente orden, sin perjuicio de la aplicación transitoria de la Orden ITC/2370/2007, de 15 de julio, de acuerdo a lo dispuesto en las disposiciones transitorias primera y segunda de la presente orden.

Disposición final primera. *Revisión de la norma.*

El Ministro de Industria, Energía y Turismo, revisará cada dos años, previa propuesta del operador del sistema y tras informe emitido por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el mecanismo competitivo de adjudicación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en esta orden para adaptarlo a las necesidades del sistema en cada momento.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día 1 de noviembre de 2013 y resultará de aplicación una vez aprobada la normativa necesaria a tal efecto.

§ 91

Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 297, de 12 de diciembre de 2015
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2015-13487

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 14, dispone que las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán reglamentariamente atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico según lo dispuesto en el artículo 1.1.

La metodología de retribución ha sido aprobada por el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica. Esta norma recoge todos los principios retributivos introducidos en la actividad de transporte de energía eléctrica en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y establece una formulación para retribuir los activos de transporte clara, estable y predecible, que contribuye a aportar estabilidad regulatoria y con ello a reducir los costes de financiación de la actividad de transporte y los del sistema eléctrico. En la formulación contenida en dicho real decreto, se realiza:

a) El cálculo de la retribución de la operación y mantenimiento por aplicación de unos valores unitarios de referencia sobre las instalaciones en servicio.

b) Una valoración de los activos puestos en servicio desde el año 1998 hasta el año a coste de reposición. Para el cálculo de este valor se emplearán los valores unitarios de referencia de inversión aprobados en la presente orden ministerial.

c) Para la valoración del inmovilizado con derecho de retribución a cargo del sistema de los activos puestos en servicio con posterioridad al 31 de diciembre de dos años antes del inicio del primer periodo regulatorio, se ha recogido una formulación que pondera el valor de inversión en que ha incurrido la empresa y el valor del activo empleando valores unitarios estándar.

Para lograr este fin, el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, recoge en el capítulo V el procedimiento para establecer estos valores unitarios. Así, en el artículo 15 se dispone que por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos y a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se establecerán los valores unitarios de

referencia para las instalaciones de transporte peninsulares de acuerdo con los valores medios representativos del coste de las infraestructuras cuyo diseño técnico y condiciones operativas se adapten a los estándares utilizados en el sistema eléctrico peninsular. Establece también este artículo que los valores unitarios de referencia serán únicos para todo el territorio español.

No obstante lo anterior, el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, prevé el establecimiento de unos valores unitarios de referencia para aquellas instalaciones que tengan consideración de red de transporte en los sistemas no peninsulares, que podrán ser diferentes para cada uno de los subsistemas que se determinen a estos efectos por las especificidades derivadas de su ubicación territorial. De este modo, las particularidades de estos valores unitarios de referencia respecto a los peninsulares sólo atenderán a las especificidades derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado.

Asimismo, este real decreto dispone en su artículo 15.3 que en ningún caso dichos valores unitarios de referencia incorporarán costes financieros, ni otros no vinculados directamente a la actividad de transporte de energía eléctrica.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitió al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una «Propuesta de valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de transporte de energía eléctrica», aprobada por la sala de supervisión regulatoria en su sesión de fecha 12 de junio de 2014. Una vez analizada la misma, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo solicitó información adicional a la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia. Como consecuencia de dicha petición, la referida comisión remitió el «Informe sobre la solicitud de información de la DGPEM en relación con los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica», aprobado por la sala de supervisión regulatoria en su sesión de fecha 13 de noviembre de 2014.

La propuesta de valores unitarios de referencia realizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia consistía básicamente en una revisión de los que se aplican en virtud de la Orden ITC/368/2011, de 21 de febrero, por la que se aprueban los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de transporte, por elemento de inmovilizado, que serán aplicables a las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008 y de la Orden IET/2442/2013, de 26 de diciembre, por la que se establecen las retribuciones del segundo periodo de 2013 para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y se establecen otras medidas en relación con la retribución de las actividades de transporte y distribución de años anteriores.

Una vez analizados en detalle los mismos, se remitió a trámite de audiencia y a informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una propuesta de orden que recogía la propuesta de revisión de valores de inversión para aquellas instalaciones tipo respecto a las que se dispone de una muestra significativa por haberse realizado actuaciones en número suficiente en los últimos años.

En dicha propuesta de orden, con el fin de incentivar el uso intensivo de los pasillos eléctricos se incrementaron los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de las líneas de múltiples circuitos. De ese modo se logra un mayor aprovechamiento de los pasillos eléctricos y se retribuyen las posibles compactaciones que pudieran producirse en los tramos en que existan circuitos múltiples.

En los que respecta a los valores unitarios de operación y mantenimiento, se realizó una revisión de los mismos en línea con la propuesta realizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, si bien se introdujeron ciertas matizaciones.

Tras la realización del trámite de audiencia y la recepción del «Informe sobre la propuesta de orden por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento por elementos de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica», aprobado por la sala de supervisión regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su sesión de fecha 1 de octubre de 2015, se realizaron una serie de ajustes en la propuesta inicial de orden que condujeron a los valores finalmente aprobados en la presente orden ministerial.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2 a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, lo dispuesto en la presente orden ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha 1 de octubre de 2015. Asimismo se ha realizado trámite de audiencia mediante la publicación del correspondiente anuncio en el «Boletín Oficial del Estado».

Mediante acuerdo de 25 de noviembre de 2015, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar la presente orden.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

1. De acuerdo con lo previsto en el artículo 15 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, constituye el objeto de la presente orden el establecimiento de los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado de las instalaciones de transporte de energía eléctrica que serán de aplicación durante el primer periodo regulatorio y la vida útil regulatoria de dichas instalaciones.

2. El primer período regulatorio comprenderá desde el 1 de enero de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019, de conformidad con la disposición transitoria primera del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

La presente orden será de aplicación a todas las instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en el territorio español.

Artículo 3. *Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado aplicables a las instalaciones de transporte de energía eléctrica.*

1. Las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión por elemento de inmovilizado, que serán aplicables a las instalaciones de transporte de energía eléctrica durante el primer periodo regulatorio, serán los que detalladamente figuran en los anexos I, II, III y IV, según el territorio en que estén ubicadas.

2. Los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado, que serán aplicables a las instalaciones de transporte de energía eléctrica durante el primer periodo regulatorio, serán los que detalladamente figuran en los anexos V, VI, VII y VIII, según el territorio en que estén ubicadas.

Artículo 4. *Vida útil regulatoria.*

La vida útil regulatoria de las instalaciones de transporte de energía eléctrica recogidas en los anexos de la presente orden será de 40 años.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en la presente orden.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Instalaciones tipo y valores unitarios de referencia de inversión por elemento de inmovilizado para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en el territorio peninsular

Valores unitarios de referencia de inversión para líneas aéreas

Líneas aéreas de longitud mayor o igual a 10 km	Término variable €/km	Término fijo €
400 kV (dúplex) Simple circuito	298.437	–
400 kV (dúplex) Doble circuito	505.047	–
400 kV (duplex) Cuádruple circuito	1.010.096	–
400 kV (triplex) Simple circuito	373.047	–
400 kV (triplex) Doble circuito	569.843	–
400 kV (triplex) Cuádruple circuito	1.262.619	–
220 kV (simplex) Simple circuito	266.617	–
220 kV (simplex) Doble circuito	451.197	–
220 kV (duplex) Simple circuito	286.684	–
220 kV (duplex) Doble circuito	485.158	–
220 kV (duplex) Cuádruple circuito	970.317	–

Líneas aéreas de longitud menor a 10 km	Término variable €/km	Término fijo €
400 kV (duplex) Simple circuito	268.331	301.065
400 kV (duplex) Doble circuito	454.098	509.495
400 kV (duplex) Cuadruple circuito	826.850	1.832.454
400 kV (triplex) Simple circuito	305.371	676.759
400 kV (triplex) Doble circuito	455.315	1.145.284
400 kV (triplex) Cuadruple circuito	1.033.563	2.290.567
220 kV (simplex) Simple circuito	221.525	450.923
220 kV (simplex) Doble circuito	389.913	612.848
220 kV (duplex) Simple circuito	238.198	484.863
220 kV (duplex) Doble circuito	419.261	658.976
220 kV (duplex) Cuadruple circuito	806.209	1.641.076

Tendido de circuitos en fases	Porcentaje sobre unitario correspondiente
Tendido 1.er circuito con apoyos para dos	80%
Tendido 2.º circuito con apoyos para dos	30%

Aumentos de capacidad	Término variable €/MVA y km
400 kV (€/MVA y km línea)	36
220 kV (€/MVA y km línea)	194

Valores unitarios de referencia de inversión para líneas subterráneas

Líneas subterráneas de longitud mayor o igual a 2,2 km	Término variable €/km	Término fijo €
Simple circuito de Cu de 1,100 mm² de sección	1.713.810	–
Doble circuito de Cu de 1,100 mm² de sección	3.332.377	–
Simple circuito de Cu de 2.000 mm² de sección	2.271.313	–
Doble circuito de Cu de 2.000 mm² de sección	4.218.198	–
Simple circuito de Cu de 2.500 mm² de sección	2.594.117	–
Doble circuito de Cu de 2.500 mm² de sección	5.110.149	–
Simple circuito de Al de 630 mm² de sección	889.446	–
Doble circuito de Al de 630 mm² de sección	1.729.461	–
Simple circuito de Al de 1,200 mm² de sección	1.041.301	–
Doble circuito de Al de 1,200 mm² de sección	2.055.048	–
Simple circuito de Al de 2,000 mm² de sección	1.496.871	–
Doble circuito de Al de 2,000 mm² de sección	2.910.557	–

Líneas subterráneas de longitud menor a 2,2 km	Término variable €/km	Término fijo €
Simple circuito de Cu de 1,100 mm² de sección	1.236.015	1.051.148
Doble circuito de Cu de 1,100 mm² de sección	2.517.002	1.793.825
Simple circuito de Cu de 2.000 mm² de sección	1.905.324	805.175
Doble circuito de Cu de 2.000 mm² de sección	3.593.624	1.374.063
Simple circuito de Cu de 2.500 mm² de sección	1.983.895	1.342.487
Doble circuito de Cu de 2.500 mm² de sección	4.066.650	2.295.697
Simple circuito de Al de 630 mm² de sección	641.476	545.532
Doble circuito de Al de 630 mm² de sección	1.306.291	930.973
Simple circuito de Al de 1,200 mm² de sección	750.996	638.671
Doble circuito de Al de 1,200 mm² de sección	1.559.631	1.089.919
Simple circuito de Al de 2,000 mm² de sección	1.079.557	918.091
Doble circuito de Al de 2,000 mm² de sección	2.198.394	1.566.759

Valores unitarios de referencia de inversión para posiciones

Posiciones convencionales	Término €/posición
Convencional 400 kV, 50 kA, todas las configuraciones	1.043.909
Convencional 220 kV, 40 kA, Interruptor y medio	650.768
Convencional 220 kV, 40 kA, resto de configuraciones	692.402

Posiciones blindadas	Término €/posición
Blindada 400 kV, 63 kA, todas las configuraciones	2.512.565
Blindada 400 kV, 63 kA, con fluoductos	3.140.706
Blindada 220 kV, 40 kA, en edificio, todas las configuraciones	578.750
Blindada 220 kV, 40 kA, en edificio, todas las configuraciones, con fluoductos	641.946
Blindada 220 kV, 50 kA, en edificio, todas las configuraciones	1.023.124
Blindada 220 kV, 50 kA, en edificio, todas las configuraciones, con fluoductos	1.134.842
Blindada 220 kV, 63 kA, en edificio, todas las configuraciones	1.555.815
Blindada 220 kV, 63 kA, en edificio, todas las configuraciones, con fluoductos	1.944.769
Blindada 220 kV, 50 kA, en intemperie, todas las configuraciones	1.217.594
Blindada 220 kV, 50 kA, en intemperie, todas las configuraciones, con fluoductos	1.521.993
Blindada 220 kV, 63 kA, en intemperie, todas las configuraciones	1.400.234
Blindada 220 kV, 63 kA, en intemperie, todas las configuraciones, con fluoductos	1.750.292

Posiciones móviles	Término €/posición
Móvil 400 kV, todas las configuraciones	2.512.565
Móvil 220 kV, todas las configuraciones	1.023.124

Posiciones de reserva convencionales	Porcentaje sobre unitario correspondiente
Posición de reserva sin equipar (Convencional) 400 kV	41,40%
Posición de reserva sin equipar (Convencional) 220 kV	33,50%
Equipamiento de posición de reserva (Convencional) 400 kV	58,60%
Equipamiento de posición de reserva (Convencional) 220 kV	66,50%

Posiciones de reserva blindadas	Porcentaje sobre unitario correspondiente
Posición de reserva sin equipar (Blindada) 400 kV	21,60%
Posición de reserva sin equipar (Blindada) 220 kV	48,50%
Equipamiento de posición de reserva (Blindada) 400 kV	78,40%
Equipamiento de posición de reserva (Blindada) 220 kV	51,50%

Valores unitarios de referencia de inversión para máquinas

Máquinas de potencia	Término variable €/MVA
Transformadores monofásicos (400/220 kV)	9.835
Transformadores trifásicos (400/220/132 kV)	9.796

Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Reactancias (400 ó 220 kV)	15.499
Condensadores (400 ó 220 kV)	19.613

ANEXO II

Instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión por elemento de inmovilizado para instalaciones de transporte de energia eléctrica ubicadas en las Islas Baleares

Valores unitarios de referencia de inversión para líneas aéreas

Líneas aéreas de longitud mayor o igual a 10 km	Término variable €/km	Término fijo €
220 kV (dúplex) Simple Circuito	372.690	–
220 kV (dúplex) Doble Circuito	630.706	–
220 kV (simplex) Simple Circuito	346.601	–
220 kV (simplex) Doble Circuito	586.556	–
132 kV (simplex) Simple Circuito	314.642	–
132 kV (simplex) Doble Circuito	461.474	–
66 kV (simplex) Simple Circuito	249.094	–
66 kV (simplex) Doble Circuito	365.339	–

Líneas aéreas de longitud menor a 10 km	Término variable €/km	Término fijo €
220 kV (dúplex) Simple Circuito	309.658	630.323
220 kV (dúplex) Doble Circuito	547.192	835.139
220 kV (simplex) Simple Circuito	287.981	586.200
220 kV (simplex) Doble Circuito	508.888	776.680
132 kV (simplex) Simple Circuito	263.234	514.084
132 kV (simplex) Doble Circuito	386.076	753.989
66 kV (simplex) Simple Circuito	209.492	396.026
66 kV (simplex) Doble Circuito	307.255	580.838

Tendido de circuitos en fases	Porcentaje sobre su unitarios correspondiente
Tendido 1.er circuito con apoyo para dos	85,00%
Tendido 2º circuito con apoyo para dos	25,00%

Aumentos de capacidad	Término variable €/MVA y km
220 kV (€/MVA y km de línea)	197
132 kV (€/MVA y km de línea)	1.176
66 kV (€/MVA y km de línea)	2.957

Valores unitarios de referencia de inversión para líneas subterráneas

Líneas subterráneas de longitud mayor o igual a 2,2 km	Término variable €/km	Término fijo €
220 kV Simple circuito de Cu 2.000 mm^2 de sección	2.465.695	–
220 kV Doble circuito de Cu 2.000 mm^2 de sección	4.808.746	–
220 kV Simple circuito de Cu 1.100 mm^2 de sección	1.868.052	–
220 kV Doble circuito de Cu 1.100 mm^2 de sección	3.798.910	–
220 kV Simple circuito de Al 630 mm^2 de sección	969.496	–
220 kV Doble circuito de Al 630 mm^2 de sección	1.971.586	–
220 kV Simple circuito de Al 1.200 mm^2 de sección	1.135.020	–
220 kV Doble circuito de Al 1.200 mm^2 de sección	2.308.199	–
220 kV Simple circuito de Al 2.000 mm^2 de sección	1.631.590	–
220 kV Doble circuito de Al 2.000 mm^2 de sección	3.318.036	–
132 kV Simple circuito de Al 1.200 m^2 de sección	1.127.475	–
132 kV Doble circuito de Al 1.200 m^2 de sección	2.209.065	–
66 kV Simple circuito de Al 1.000 m^2 de sección	865.454	–

Líneas subterráneas de longitud mayor o igual a 2,2 km	Término variable €/km	Término fijo €
66 kV Doble circuito de Al 1.000 m² de sección	1.628.464	–

Líneas subterráneas de longitud menor a 2,2 km	Término variable €/km	Término fijo €
220 kV Simple circuito de Cu 2.000 mm² de sección	2.068.113	874.681
220 kV Doble circuito de Cu 2.000 mm² de sección	4.099.133	1.561.149
220 kV Simple circuito de Cu 1.100 mm² de sección	1.347.256	1.145.752
220 kV Doble circuito de Cu 1.100 mm² de sección	2.869.382	2.044.961
220 kV Simple circuito de Al 630 m² de sección	699.209	594.631
220 kV Doble circuito de Al 630 m² de sección	1.489.173	1.061.309
220 kV Simple circuito de Al 1,200 m² de sección	818.587	696.152
220 kV Doble circuito de Al 1200 m² de sección	1.743.422	1.242.508
220 kV Simple circuito de Al 2.000 m² de sección	1.176.717	1.000.720
220 kV Doble circuito de Al 2.000 m² de sección	2.506.170	1.786.105
132 kV Simple circuito de Al 630 mm² de sección	893.829	514.021
132 kV Doble circuito de Al 1.200 m² de sección	1.866.819	752.941
66 kV Simple circuito de Al 1.000 m² de sección	676.637	415.395
66 kV Doble circuito de Al 1.000 m² de sección	1.366.829	575.597

Valores unitarios de referencia de inversión para posiciones

Posiciones convencionales	Término €/posición
Convencional 220 kV, 40 kA, Interruptor y medio	976.778
Convencional 220 kV, 40 kA, resto configuraciones	803.241
Convencional 132 kV, 31,5 kA	603.308
Convencional 66 kV, 31,5 kA	501.053

Posiciones blindadas	Término variable €/posición
Blindada 220 kV en edificio, 40 kA	1.338.525
Blindada 220 kV en edificio, 40 kA, con fluoductos	1.484.424
Blindada 132 kV, 31,5 kA	758.258
Blindada 66 kV, 31,5 kA	711.575

Posiciones móviles	Término €/posición
Móvil 220 kV, todas las configuraciones	1.338.525
Móvil 132 kV, todas las configuraciones	758.258
Móvil 66 kV, todas las configuraciones	711.575

Posiciones de reserva convencionales	Porcentaje sobre su unitario correspondiente
Posición de reserva sin equipar (Convencional) 220 kV	36,30%
Equipamiento de posición de reserva (Convencional) 220 kV	63,70%
Posición de reserva sin equipar (Convencional) 132 kV	52,90%
Equipamiento de posición de reserva (Convencional) 132 kV	47,10%
Posición de reserva sin equipar (Convencional) 66 kV	48,80%
Equipamiento de posición de reserva (Convencional) 66 kV	51,20%

Posiciones de reserva blindadas	Porcentaje sobre su unitario correspondiente
Posición de reserva sin equipar (blindada) 220 kV	48,50%
Equipamiento de posición de reserva (blindada) 220 kV	51,50%
Posición de reserva sin equipar (blindada) 132 kV	46,20%
Equipamiento de posición de reserva (blindada) 132 kV	53,80%
Posición de reserva sin equipar (blindada) 66 kV	46,60%
Equipamiento de posición de reserva (blindada) 66 kV	53,40%

Valores unitarios de referencia de inversión para máquinas

Máquinas de potencia	Término variable €/MVA
Transformador (220/132 kV)	8.976
Transformador (220/66 kV)	13.190

Máquinas de potencia	Término variable €/MVA
Transformador (132/66 kV)	12.671

Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Reactancias (220 kV)	38.889
Reactancias (132 kV)	44.169
Reactancias (66 kV)	21.355
Condensadores (66 kV)	2.422

ANEXO III

Instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión por elemento de inmovilizado para instalaciones de transporte de energia eléctrica ubicadas en las islas de Tenerife y Gran Canaria

Valores unitarios de referencia de inversión para líneas aéreas

Líneas aéreas de longitud mayor o igual a 10 km	Término variable €/km	Término fijo €
220 kV (dúplex) Simple Circuito	487.364	–
220 kV (dúplex) Doble Circuito	824.770	–
220 kV (simplex) Simple Circuito	453.248	–
220 kV (simplex) Doble Circuito	767.035	–
132 kV (simplex) Simple Circuito	408.443	–
132 kV (simplex) Doble Circuito	599.050	–
66 kV (simplex) Simple Circuito	330.571	–
66 kV (simplex) Doble Circuito	484.838	–

Líneas aéreas de longitud menor a 10 km	Término variable €/km	Término fijo €
220 kV (dúplex) Simple Circuito	404.937	824.267
220 kV (dúplex) Doble Circuito	715.559	1.092.105
220 kV (simplex) Simple Circuito	376.591	766.569
220 kV (simplex) Doble Circuito	665.469	1.015.658
132 kV (simplex) Simple Circuito	355.088	533.555
132 kV (simplex) Doble Circuito	520.795	782.548
66 kV (simplex) Simple Circuito	289.793	407.782
66 kV (simplex) Doble Circuito	425.030	598.080

Tendido de circuitos en fases	Porcentaje sobre su unitarios correspondiente
Tendido 1.er circuito con apoyo para dos	85,00%
Tendido 2.º circuito con apoyo para dos	25,00%

Aumentos de capacidad	Término variable €/MVA y km
220 kV (€/MVA y km de línea)	199
132 kV (€/MVA y km de línea)	1.193
66 kV (€/MVA y km de línea)	3.000

Valores unitarios de referencia de inversión para líneas subterráneas

Líneas subterráneas de longitud mayor o igual a 2,2 km	Término variable €/km	Término fijo €
220 kV Simple circuito de Cu 2.000 mm^2 de sección	2.556.180	–
220 kV Doble circuito de Cu 2.000 mm^2 de sección	5.019.656	–
220 kV Simple circuito de Cu 1.100 mm^2 de sección	1.936.604	–
220 kV Doble circuito de Cu 1.100 mm^2 de sección	3.965.528	–
220 kV Simple circuito de Al 630 mm^2 de sección	1.005.074	–
220 kV Doble circuito de Al 630 mm^2 de sección	2.058.059	–
220 kV Simple circuito de Al 1.200 mm^2 de sección	1.176.671	–

Líneas subterráneas de longitud mayor o igual a 2,2 km	Término variable €/km	Término fijo €
220 kV Doble circuito de Al 1.200 mm² de sección	2.409.435	–
220 kV Simple circuito de Al 2.000 mm² de sección	1.691.465	–
220 kV Doble circuito de Al 2.000 mm² de sección	3.019.179	–
132 kV Simple circuito de Al 1.200 m² de sección	1.191.373	–
132 kV Doble circuito de Al 1.200 m² de sección	2.341.493	–
66 kV Simple circuito de Al 1.000 m² de sección	916.418	–
66 kV Doble circuito de Al 1.000 m² de sección	1.733.536	–

Líneas subterráneas de longitud menor a 2,2 km	Término variable €/km	Término fijo €
220 kV Simple circuito de Cu 2.000 mm² de sección	2.144.007	906.779
220 kV Doble circuito de Cu 2.000 mm² de sección	4.278.920	1.629.620
220 kV Simple circuito de Cu 1.100 mm² de sección	1.396.696	1.187.797
220 kV Doble circuito de Cu 1.100 mm² de sección	2.995.232	2.134.652
220 kV Simple circuito de Al 630 m² de sección	724.868	616.452
220 kV Doble circuito de Al 630 m² de sección	1.554.488	1.107.857
220 kV Simple circuito de Al 1,200 m² de sección	848.626	721.700
220 kV Doble circuito de Al 1200 m² de sección	1.819.888	1.297.004
220 kV Simple circuito de Al 2.000 m² de sección	1.219.899	1.037.444
220 kV Doble circuito de Al 2.000 m² de sección	2.171.705	1.864.443
132 kV Simple circuito de Al 630 mm² de sección	946.753	538.164
132 kV Doble circuito de Al 1.200 m² de sección	1.980.678	793.792
66 kV Simple circuito de Al 1.000 m² de sección	719.989	432.145
66 kV Doble circuito de Al 1.000 m² de sección	1.459.296	603.327

Valores unitarios de referencia de inversión para posiciones

Posiciones convencionales	Término variable €/posición
Convencional 220 kV, 40 kA, Interruptor y medio	1.049.634
Convencional 220 kV, 40 kA, resto configuraciones	863.154
Convencional 132 kV, 31,5 kA	648.088
Convencional 66 kV, 31,5 kA	537.575

Posiciones blindadas	Término variable €/posición
Blindada 220 kV en edificio, 40 kA	1.409.468
Blindada 220 kV en edificio, 40 kA, con fluoductos	1.563.100
Blindada 132 kV, 31,5 kA	797.184
Blindada 66 kV, 31,5 kA	749.759

Posiciones móviles	Término variable €/posición
Móvil 220 kV, todas las configuraciones	1.409.468
Móvil 132 kV, todas las configuraciones	797.184
Móvil 66 kV, todas las configuraciones	749.759

Posiciones de reserva convencionales	Porcentaje sobre su unitario correspondiente
Posición de reserva sin equipar (Convencional) 220 kV	36,30%
Equipamiento de posición de reserva (Convencional) 220 kV	63,70%
Posición de reserva sin equipar (Convencional) 132 kV	55,00%
Equipamiento de posición de reserva (Convencional) 132 kV	45,00%
Posición de reserva sin equipar (Convencional) 66 kV	49,80%
Equipamiento de posición de reserva (Convencional) 66 kV	50,20%

Posiciones de reserva blindadas	Porcentaje sobre su unitario correspondiente
Posición de reserva sin equipar (blindada) 220 kV	48,50%
Equipamiento de posición de reserva (blindada) 220 kV	51,50%
Posición de reserva sin equipar (blindada) 132 kV	47,80%
Equipamiento de posición de reserva (blindada) 132 kV	52,20%
Posición de reserva sin equipar (blindada) 66 kV	48,20%

Posiciones de reserva blindadas	Porcentaje sobre su unitario correspondiente
Equipamiento de posición de reserva (blindada) 66 kV	51,80%

Valores unitarios de referencia de inversión para máquinas

Máquinas de potencia	Término variable €/MVA
Transformador (220/132 kV)	9.108
Transformador (220/66 kV)	13.360
Transformador (132/66 kV)	12.807

Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Reactancias (220 kV)	39.383
Reactancias (132 kV)	44.732
Reactancias (66 kV)	21.627
Condensadores (66 kV)	2.453

ANEXO IV

Instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión por elemento de inmovilizado para instalaciones de transporte de energia eléctrica ubicadas en el resto de islas pertenecientes al Archipiélago Canario

Valores unitarios de referencia de inversión para líneas aéreas

Líneas aéreas de longitud mayor o igual a 10 km	Término variable €/km	Término fijo €
220 kV (dúplex) Simple Circuito	581.970	–
220 kV (dúplex) Doble Circuito	984.872	–
220 kV (simplex) Simple Circuito	541.232	–
220 kV (simplex) Doble Circuito	915.931	–
132 kV (simplex) Simple Circuito	487.233	–
132 kV (simplex) Doble Circuito	714.609	–
66 kV (simplex) Simple Circuito	391.980	–
66 kV (simplex) Doble Circuito	574.904	–

Líneas aéreas de longitud menor a 10 km	Término variable €/km	Término fijo €
220 kV (dúplex) Simple Circuito	483.543	984.273
220 kV (dúplex) Doble Circuito	854.461	1.304.103
220 kV (simplex) Simple Circuito	449.694	915.374
220 kV (simplex) Doble Circuito	794.649	1.212.815
132 kV (simplex) Simple Circuito	424.438	627.948
132 kV (simplex) Doble Circuito	622.510	920.990
66 kV (simplex) Simple Circuito	344.885	470.947
66 kV (simplex) Doble Circuito	505.832	690.721

Tendido de circuitos en fases	Porcentaje sobre su unitarios correspondiente
Tendido 1.er circuito con apoyo para dos	85,00%
Tendido 2.º circuito con apoyo para dos	25,00%

Aumentos de capacidad	Término variable €/MVA y km
220 kV (€/MVA y km de línea)	226
132 kV (€/MVA y km de línea)	1.349
66 kV (€/MVA y km de línea)	3.391

Valores unitarios de referencia de inversión para líneas subterráneas

Líneas subterráneas de longitud mayor o igual a 2,2 km	Término variable €/km	Término fijo €
220 kV Simple circuito de Cu 2.000 mm² de sección	2.985.980	–
220 kV Doble circuito de Cu 2.000 mm² de sección	5.821.115	–
220 kV Simple circuito de Cu 1.100 mm² de sección	2.262.229	–
220 kV Doble circuito de Cu 1.100 mm² de sección	4.598.680	–
220 kV Simple circuito de Al 630 mm² de sección	1.174.068	–
220 kV Doble circuito de Al 630 mm² de sección	2.386.657	–
220 kV Simple circuito de Al 1.200 mm² de sección	1.374.518	–
220 kV Doble circuito de Al 1.200 mm² de sección	2.794.135	–
220 kV Simple circuito de Al 2.000 mm² de sección	1.975.870	–
220 kV Doble circuito de Al 2.000 mm² de sección	4.016.569	–
132 kV Simple circuito de Al 1.200 m² de sección	1.456.156	–
132 kV Doble circuito de Al 1.200 m² de sección	2.875.267	–
66 kV Simple circuito de Al 1.000 m² de sección	1.142.654	–
66 kV Doble circuito de Al 1.000 m² de sección	2.165.561	–

Líneas subterráneas de longitud menor a 2,2 km	Término variable €/km	Término fijo €
220 kV Simple circuito de Cu 2.000 mm² de sección	2.504.504	1.059.246
220 kV Doble circuito de Cu 2.000 mm² de sección	4.962.109	1.889.811
220 kV Simple circuito de Cu 1.100 mm² de sección	1.631.540	1.387.516
220 kV Doble circuito de Cu 1.100 mm² de sección	3.473.463	2.475.478
220 kV Simple circuito de Al 630 m² de sección	846.749	720.103
220 kV Doble circuito de Al 630 m² de sección	1.802.683	1.284.743
220 kV Simple circuito de Al 1,200 m² de sección	991.315	843.047
220 kV Doble circuito de Al 1200 m² de sección	2.110.458	1.504.088
220 kV Simple circuito de Al 2.000 m² de sección	1.425.015	1.211.881
220 kV Doble circuito de Al 2.000 m² de sección	3.033.784	2.162.127
132 kV Simple circuito de Al 630 mm² de sección	1.173.194	622.517
132 kV Doble circuito de Al 1.200 m² de sección	2.448.928	937.947
66 kV Simple circuito de Al 1.000 m² de sección	920.315	489.146
66 kV Doble circuito de Al 1.000 m² de sección	1.847.805	699.062

Valores unitarios de referencia de inversión para posiciones

Posiciones convencionales	Término €/posición
Convencional 220 kV, 40 kA, Interruptor y medio	1.236.857
Convencional 220 kV, 40 kA, resto configuraciones	1.017.114
Convencional 132 kV, 31,5 kA	767.700
Convencional 66 kV, 31,5 kA	635.606

Posiciones blindadas	Término variable €/posición
Blindada 220 kV en edificio, 40 kA	1.609.859
Blindada 220 kV en edificio, 40 kA, con fluoductos	1.785.334
Blindada 132 kV, 31,5 kA	908.903
Blindada 66 kV, 31,5 kA	859.177

Posiciones móviles	Término €/posición
Móvil 220 kV, todas las configuraciones	1.609.859
Móvil 132 kV, todas las configuraciones	908.903
Móvil 66 kV, todas las configuraciones	859.177

Posiciones de reserva convencionales	Porcentaje sobre su unitario correspondiente
Posición de reserva sin equipar (Convencional) 220 kV	36,30%
Equipamiento de posición de reserva (Convencional) 220 kV	63,70%
Posición de reserva sin equipar (Convencional) 132 kV	59,80%
Equipamiento de posición de reserva (Convencional) 132 kV	40,20%
Posición de reserva sin equipar (Convencional) 66 kV	51,50%
Equipamiento de posición de reserva (Convencional) 66 kV	48,50%

Posiciones de reserva blindadas	Porcentaje sobre su unitario correspondiente
Posición de reserva sin equipar (blindada) 220 kV	48,50%
Equipamiento de posición de reserva (blindada) 220 kV	51,50%
Posición de reserva sin equipar (blindada) 132 kV	52,10%
Equipamiento de posición de reserva (blindada) 132 kV	47,90%
Posición de reserva sin equipar (blindada) 66 kV	52,00%
Equipamiento de posición de reserva (blindada) 66 kV	48,00%

Valores unitarios de referencia de inversión para máquinas

Máquinas de potencia	Término variable €/MVA
Transformador (220/132 kV)	9.253
Transformador (220/66 kV)	13.545
Transformador (132/66 kV)	13.000

Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Reactancias (220 kV)	39.952
Reactancias (132 kV)	45.379
Reactancias (66 kV)	21.940
Condensadores (66 kV)	2.489

ANEXO V

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en el territorio peninsular

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para líneas

Líneas con un solo circuito	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 400 kV	3.106
Líneas aéreas 220 kV	2.106
Líneas subterráneas 220 kV	1.599

Líneas con circuitos múltiples	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 400 kV	3.417
Líneas aéreas 220 kV	2.316
Líneas subterráneas 220 kV	1.679

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para posiciones

Posiciones convencionales	Término variable €/posición
Convencional 400 kV	63.119
Convencional 220 kV	51.963

Posiciones blindadas	Término variable €/posición
Blindada 400 kV	40.556
Blindada 220 kV	32.757

Posiciones móviles	Término variable €/posición
Móvil 400 kV	40.556
Móvil 220 kV	32.757

Valores unitarios de referencia operación y mantenimiento para máquinas

Máquinas de potencia	Término variable €/MVA
Transformadores €/MVA	187

Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Reactancias €/MVAr	11
Condensadores €/MVAr	8

ANEXO VI

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en las Islas Baleares

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para líneas

Líneas con un solo circuito	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 220 kV	2.804
Líneas aéreas 132 kV	2.064
Líneas aéreas 66 kV	1.820
Líneas subterráneas 220 kV	1.985
Líneas subterráneas 132 kV	1.130
Líneas subterráneas 66 kV	885

Líneas con circuitos múltiples	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 220 kV	3.085
Líneas aéreas 132 kV	2.270
Líneas aéreas 66 kV	2.002
Líneas subterráneas 220 kV	2.085
Líneas subterráneas 132 kV	1.187
Líneas subterráneas 66 kV	929

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para posiciones

Posiciones convencionales	Término variable €/posición
Convencional 220 kV	58.340
Convencional 132 kV	43.632
Convencional 66 kV	33.909

Posiciones blindadas	Término variable €/posición
Blindada 220 kV	37.134
Blindada 132 kV	27.962
Blindada 66 kV	22.267

Posiciones móviles	Término variable €/posición
Móvil 220 kV	37.134
Móvil 132 kV	27.962
Móvil 66 kV	22.267

Valores unitarios de referencia operación y mantenimiento para máquinas

Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Transformador (220/132 kV)	224
Transformador (220/66 kV)	287
Transformador (132/66 kV)	448

Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Reactancias (220 kV)	28
Reactancias (132 kV)	32
Reactancias (66 kV)	15
Condensadores (66 kV)	19

ANEXO VII

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en las islas de Tenerife y Gran Canaria

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para líneas

Líneas con un solo circuito	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 220 kV	3.305
Líneas aéreas 132 kV	2.433
Líneas aéreas 66 kV	2.144
Líneas subterráneas 220 kV	2.085
Líneas subterráneas 132 kV	1.187
Líneas subterráneas 66 kV	930

Líneas con circuitos múltiples	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 220 kV	3.635
Líneas aéreas 132 kV	2.676
Líneas aéreas 66 kV	2.359
Líneas subterráneas 220 kV	2.189
Líneas subterráneas 132 kV	1.246
Líneas subterráneas 66 kV	976

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para posiciones

Posiciones convencionales	Término variable €/posición
Convencional 220 kV	62.352
Convencional 132 kV	46.633
Convencional 66 kV	36.241

Posiciones blindadas	Término variable €/posición
Blindada 220 kV	39.397
Blindada 132 kV	29.666
Blindada 66 kV	23.624

Posiciones móviles	Término variable €/posición
Móvil 220 kV	39.397
Móvil 132 kV	29.666
Móvil 66 kV	23.624

Valores unitarios de referencia operación y mantenimiento para máquinas

Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Transformador (220/132 kV)	232
Transformador (220/66 kV)	297
Transformador (132/66 kV)	465

Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Reactancias (220 kV)	30
Reactancias (132 kV)	33
Reactancias (66 kV)	17
Condensadores (66 kV)	20

ANEXO VIII

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en el resto de islas pertenecientes al Archipiélago Canario

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para líneas

Líneas con un solo circuito	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 220 kV	4.083
Líneas aéreas 132 kV	3.006
Líneas aéreas 66 kV	2.650
Líneas subterráneas 220 kV	2.491
Líneas subterráneas 132 kV	1.418
Líneas subterráneas 66 kV	1.110

Líneas con circuitos múltiples	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 220 kV	4.492
Líneas aéreas 132 kV	3.306
Líneas aéreas 66 kV	2.916
Líneas subterráneas 220 kV	2.615
Líneas subterráneas 132 kV	1.489
Líneas subterráneas 66 kV	1.166

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para posiciones

Posiciones convencionales	Término variable €/posición
Convencional 220 kV	74.005
Convencional 132 kV	55.335
Convencional 66 kV	43.005

Posiciones blindadas	Término variable €/posición
Blindada 220 kV	46.203
Blindada 132 kV	34.791
Blindada 66 kV	27.704

Posiciones móviles	Término variable €/posición
Móvil 220 kV	46.203
Móvil 132 kV	34.791
Móvil 66 kV	27.704

Valores unitarios de referencia operación y mantenimiento para máquinas

Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Transformador (220/132 kV)	255
Transformador (220/66 kV)	326
Transformador (132/66 kV)	510

Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Reactancias (220 kV)	32
Reactancias (132 kV)	37
Reactancias (66 kV)	18
Condensadores (66 kV)	21

§ 92

Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 208, de 1 de agosto de 2020
Última modificación: 30 de diciembre de 2022
Referencia: BOE-A-2020-8965

I

El Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, define los requisitos técnicos para la conexión a la red de las instalaciones de generación de electricidad.

El Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda, define los requisitos de conexión a la red de instalaciones de demanda y de distribución conectadas a la red de transporte, de las redes de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, y de las unidades de demanda utilizadas por una instalación de demanda o una red de distribución cerrada para prestar servicios de respuesta de demanda a los gestores de red y a los gestores de red de transporte pertinentes.

El Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua, define los requisitos para la conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua (sistemas HVDC) y de módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua.

Los citados reglamentos comunitarios constituyen los denominados códigos de red de conexión, los cuales establecen los requisitos técnicos mínimos que deberán cumplir las instalaciones de generación, las de demanda y los sistemas HVDC que se conecten a la red eléctrica, al objeto de garantizar la seguridad de los sistemas eléctricos y favorecer la integración de energías renovables.

Si bien una parte de los requisitos técnicos establecidos en los tres reglamentos comunitarios son de directa aplicación, otros no están completamente detallados y su aplicación requiere que, conforme a lo establecido en los mismos, sean propuestos por los gestores de la red y posteriormente aprobados y publicados por la entidad designada por el Estado miembro, la cual será la autoridad reguladora, salvo disposición en contra de dicho Estado miembro.

Con el fin coordinar las propuestas que, de acuerdo con lo señalado anteriormente, debían presentar los gestores de red en relación con los requisitos no completamente desarrollados en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, y proporcionar al mismo tiempo un foro de debate previo donde plantear y

resolver aspectos relacionados con el proceso de implementación de dichos reglamentos, en 2016 se crearon, bajo la coordinación del operador del sistema eléctrico, varios grupos de trabajo a los que asistieron, además de los gestores de red, representantes de los agentes afectados, así como del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Con fecha 29 de mayo de 2018, Red Eléctrica de España, S.A., presentó al actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico una propuesta de modificación del procedimiento de operación 12.2, sobre requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad de instalaciones de generación y demanda con conexión a la red de transporte, la cual incluía, entre otras cuestiones, su propuesta relativa a los requisitos técnicos que, de acuerdo con lo señalado anteriormente, no están completamente definidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016 y el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y cuya definición corresponde al gestor de la red de transporte, de acuerdo con los mismos.

Asimismo, al objeto de cumplir con la obligación establecida en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, con fecha 1 de octubre de 2018, Red Eléctrica de España, S.A., presentó al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico su propuesta relativa a los requisitos técnicos que deben cumplir los sistemas HVDC y los módulos conectados en corriente continua.

Por su parte, con fecha 17 de mayo de 2018, la actual Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC) remitió al actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico su propuesta relativa a los requisitos técnicos recogidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, cuya definición corresponde a los gestores de red de distribución, de acuerdo con lo señalado en dicho reglamento.

Asimismo, con fecha 7 de septiembre de 2018, AELEC remitió al actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico su propuesta de implementación de los requisitos técnicos recogidos en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, cuya definición corresponde a los gestores de red de distribución, de acuerdo con lo señalado en dicho reglamento.

II

La disposición final séptima del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas, habilita a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para aprobar, mediante orden, los requisitos técnicos para la conexión a la red derivados de la aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016.

Partiendo de las propuestas presentadas por Red Eléctrica de España, S.A y AELEC, esta orden aprueba, de conformidad con lo previsto en Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, los requisitos técnicos para la conexión a la red de transporte o de distribución de electricidad que deberán cumplir las instalaciones de generación y las de demanda eléctrica, así como las instalaciones de alta tensión en corriente continua y los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua.

Mediante la aprobación de estos requisitos se da debido cumplimiento a lo previsto en los mencionados reglamentos comunitarios que, tal y como se ha mencionado anteriormente, obligan a que los Estados miembros aprueben los requisitos de aplicación general, que estos no definen en su totalidad.

III

De acuerdo con lo anterior, el ámbito de aplicación de esta orden está vinculado necesariamente al de los reglamentos comunitarios, a cuyos efectos son de aplicación los aspectos relativos a la implementación de los mismos previstos en el citado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio. En este sentido, esta orden vincula la aplicación a las instalaciones

existentes de los requisitos que en ella se definen, a las reglas que al respecto se recogen en los artículos 5 y 6 del citado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

Asimismo, dado que los aspectos que desarrolla el citado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, eximen de la consideración de módulos de generación de electricidad a aquellas instalaciones vinculadas a alguna de las modalidades de autoconsumo a las que se refiere el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo, que están exentas de obtener permisos de acceso y conexión, en aras de una mayor claridad sobre el ámbito de aplicación de la norma, esta orden incluye la mención expresa a esta excepción en su ámbito de aplicación.

El anexo I de la orden establece los requisitos técnicos de conexión de generadores a los que se refiere el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016. Estos requisitos se agrupan en requisitos de frecuencia, tensión, robustez, restablecimiento y gestión del sistema.

Por su parte, el anexo II de la orden establece los requisitos de conexión de las instalaciones de demanda, a las que se refiere el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016. Estos requisitos se agrupan en requisitos de frecuencia y tensión, potencia de cortocircuito y potencia reactiva, protección y control, entre otros.

Finalmente, el anexo III de la orden establece los requisitos de los sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua a los que se refiere el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016. Estos requisitos se agrupan en rangos de frecuencia, de tensión, de control de potencia activa, de potencia activa en función de variaciones de frecuencia, y de control de la inyección rápida de corriente, entre otros.

Por último, mediante la disposición final primera se introducen algunas modificaciones en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, que resultan necesarias como consecuencia de la entrada en vigor de los códigos de red de conexión.

IV

Esta orden se ha elaborado teniendo en cuenta los principios de buena regulación a los que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

En concreto, se cumplen los principios de necesidad, eficacia y proporcionalidad en la medida en que la misma se dicta en cumplimiento de una obligación recogida en los reglamentos que aprueban los códigos de red de conexión y contiene la regulación imprescindible que permite cumplir con dicha obligación.

Asimismo, se cumple el principio de seguridad jurídica en la medida en que la norma es coherente con el resto del ordenamiento jurídico.

La norma satisface el principio de transparencia dado que la misma ha sido sometida al trámite de información pública, en el que han participado las comunidades autónomas, y el preámbulo de la norma define claramente los objetivos y justificación de la norma.

Por último, la norma no impone cargas administrativas al limitarse a regular requisitos técnicos de obligado cumplimiento, por lo que se entiende satisfecho el principio de eficiencia.

Esta orden no ha sido sometida al trámite de consulta pública, al que se refiere el artículo 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, al regularse en la misma aspectos parciales de una materia.

De conformidad con el artículo 26.6 de la citada Ley 50/1997, de 27 de noviembre, el trámite de audiencia de esta orden ha sido evacuado mediante consulta a los representantes del Consejo Consultivo de Electricidad, de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla han participado en el trámite de audiencia a través de dicho Consejo Consultivo de Electricidad, en el que están representadas. Adicionalmente, la orden ha sido sometida a información pública mediante su publicación en el portal web del actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 7.34 de la citada Ley 3/2013, de 4 de junio, lo dispuesto en esta orden ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia mediante informe aprobado por la sala de supervisión regulatoria de dicha Comisión en su sesión de fecha 21 de noviembre de 2019 (IPN/CNMC/017/19).

En su virtud, de acuerdo con el Consejo de Estado, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

Esta orden establece los requisitos técnicos para la conexión a la red de las instalaciones de generación de electricidad, de las instalaciones de demanda, de los sistemas de alta tensión en corriente continua y de los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua, dando cumplimiento a las obligaciones establecidas en el artículo 7.6 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el artículo 6.6. del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y en el artículo 5.6 del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Lo dispuesto en esta orden será de aplicación a:

a) Los módulos de generación de electricidad incluidos dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016.

b) Las instalaciones de demanda, las instalaciones de distribución, las redes de distribución y las unidades de demanda incluidas dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016.

c) Los sistemas de alta tensión en corriente continua y los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua incluidos en el ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016.

2. Dentro de los módulos de generación de electricidad a los que se refiere la letra a) del apartado anterior se entenderán incluidas las instalaciones de generación vinculadas a alguna de las modalidades de autoconsumo a las que se refiere el citado Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, con las limitaciones que al respecto se deriven de lo establecido en la disposición transitoria tercera del citado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

3. La aplicación de esta orden a instalaciones existentes estará sujeta a las normas que al respecto recoge el citado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

Asimismo, la aplicación de esta orden a instalaciones que no puedan ser consideradas existentes estará sujeta a lo previsto en la disposición transitoria cuarta del citado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

Artículo 3. *Definiciones.*

1. A efectos de lo previsto en esta orden, serán de aplicación las definiciones recogidas en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, y en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016.

Asimismo, serán de aplicación las definiciones incluidas en el Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1228/2003.

2. Adicionalmente, a efectos de lo previsto en esta orden, serán de aplicación las siguientes definiciones:

a) «Significatividad»: cualidad utilizada para clasificar los módulos de generación de electricidad, según la tensión de su punto de conexión y su capacidad máxima, derivando en los tipos A, B, C y D, según establece el artículo 5 del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, con las reglas adicionales que se deriven de lo establecido en el citado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio.

b) «Requisitos cerrados»: requisitos técnicos definidos completamente en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, o en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, y que, por tanto,

son de directa aplicación sin necesidad de un desarrollo normativo posterior que concrete su alcance o definición.

c) «Requisitos abiertos»: requisitos técnicos no definidos completamente en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016, o en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, y cuyo desarrollo final, ya sea obligatorio o voluntario, queda bajo la responsabilidad de los gestores de red conforme a lo señalado en dichos reglamentos.

d) «Tensión nominal»: valor de la tensión de funcionamiento con el que se denomina e identifica una instalación eléctrica.

e) «Potencia aparente nominal»: mayor potencia aparente que pueda suministrar el módulo de generación de electricidad o el sistema HVDC de forma permanente a la tensión nominal. En el caso de módulos de parque eléctrico, se corresponderá con la suma de las potencias aparentes nominales de cada una de las unidades de generación en servicio.

f) «Corriente aparente nominal» o «Corriente nominal»: corriente aparente que pueda suministrar el módulo de generación de electricidad o el sistema HVDC de forma permanente a la potencia aparente nominal y a la tensión nominal.

g) «Potencia activa de referencia (P_0)»: potencia activa del módulo de generación de electricidad anterior al comienzo de la perturbación o, en cada momento, la potencia máxima correspondiente a la disponibilidad instantánea del recurso primario, durante la perturbación eléctrica y respetando las bandas de regulación o límites máximos de potencia, en su caso, asignados por el operador del sistema durante el régimen permanente previo.

Artículo 4. *Requisitos técnicos para la conexión a la red de instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación.*

1. Las instalaciones de generación incluidas dentro del ámbito de aplicación de esta orden deberán cumplir los requisitos técnicos para la conexión a la red, que se recogen en el anexo I.

2. Las instalaciones de demanda y distribución incluidas dentro del ámbito de aplicación de esta orden deberán cumplir los requisitos técnicos para la conexión a la red, que se recogen en el anexo II.

3. Los sistemas de alta tensión en corriente continua, también denominados sistemas HVDC, incluidos dentro del ámbito de aplicación de esta orden deberán cumplir los requisitos técnicos para la conexión a la red, que se recogen en el anexo III.

4. Sin perjuicio de lo establecido en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, y en el mencionado Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua incluidos dentro del ámbito de aplicación de esta orden deberán cumplir con los requisitos establecidos para los módulos de parque eléctrico conectados en alta mar establecidos en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, en esta orden y en el Procedimiento de Operación 12.2.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.*

La Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, queda modificada como sigue:

Uno. Se añade un nuevo párrafo al final del punto 2 del artículo 6, con la siguiente redacción:

> «En el caso de consumidores conectados a la red de transporte a los que resulte de aplicación el Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión de 17 de agosto de 2016 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda deberán acreditar que disponen de al menos una notificación operacional provisional (ION) de conexión en vigor.»

Dos. Se añade un nuevo punto 10 al final del artículo 6, con la siguiente redacción:

«10. Los consumidores incluidos en el ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/1388 de 17 de agosto de 2016, deberán acreditar que disponen de una notificación operacional definitiva para respuesta de demanda (NODRD) vigente para prestar el servicio de interrumpibilidad de conformidad con el modelo que publique el operador del sistema en su página web. El operador del sistema publicará en su página web el procedimiento y el contenido necesario que deberá incorporar el documento de unidad de respuesta de demanda para obtener la NODRD para prestar el servicio de interrumpibilidad.»

Disposición final segunda. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXOS

[Los Anexos I a III se han omitido. Consúltese el PDF oficial]

Téngase en cuenta la corrección de errores al anexo I por la disposición final 3 de la Orden TED/1315/2022, de 23 de diciembre. Ref. BOE-A-2022-23752

§ 93

Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 279, de 20 de noviembre de 2019
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2019-16639

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, establece en su artículo 7.1.g) y h) que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer, mediante circulares, la tasa de retribución financiera de las instalaciones con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada periodo regulatorio, así como la tasa de retribución financiera de los activos de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado con derecho a retribución a cargo del sistema gasista, para cada periodo regulatorio.

Según lo establecido en el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la tasa de retribución con cargo al sistema eléctrico y gasista no podrá exceder de lo que resulte de conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, respectivamente, y demás normativa de aplicación.

Excepcionalmente, los referidos valores podrán superarse por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica, en casos debidamente justificados. En este caso, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

En lo relativo al sector eléctrico, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, dispone, en su artículo 14, que la retribución de las actividades se establecerá con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico.

Para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución, gestión técnica y económica del sistema, y producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, se considerarán los costes necesarios para

realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

Los parámetros de retribución de las actividades de transporte y distribución se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europeo establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

Estos parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo del periodo regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente.

Para las actividades de transporte y distribución las tasas de retribución financiera aplicables serán fijadas, para cada periodo regulatorio, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

No obstante lo anterior, para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte y distribución. Este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los veinticuatro meses previos al mes de mayo del año anterior al inicio del nuevo periodo regulatorio incrementado con un diferencial adecuado que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo la determinación del límite máximo, se entenderá prorrogado el límite máximo fijado para el periodo regulatorio anterior. Si este último no existiera, el límite máximo para el nuevo periodo tomará el valor de la tasa de retribución financiera del periodo anterior.

En lo relativo al sector del gas natural, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, en su artículo 60, establece que en la metodología retributiva de las actividades reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

Los parámetros de retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, la demanda de gas, la evolución de los costes, las mejoras de eficiencia, el equilibrio económico y financiero del sistema y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europea establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

No se aplicarán fórmulas de actualización automática a valores de inversión, retribuciones, o cualquier parámetro utilizado para su cálculo, asociados al suministro de gas natural regulado.

Para las actividades de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado con derecho a retribución, las tasas de retribución financieras aplicables serán fijadas, para cada periodo regulatorio, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

No obstante lo anterior, para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado. Este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado, que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo esta determinación del diferencial, se entenderá prorrogada la tasa máxima de retribución financiera fijada para el periodo regulatorio anterior.

Excepcionalmente, el referido valor podrá superarse por la Comisión, de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica, en casos debidamente justificados. En este supuesto, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en

términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

La disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que las metodologías, parámetros y la base de activos de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural y de las plantas de gas natural licuado aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resultarán de aplicación una vez finalizado el primer periodo regulatorio.

La disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la CNMC aprobará antes del 1 de enero de 2020, previa adopción, en su caso, de las correspondientes orientaciones de política energética, las circulares normativas con las metodologías de las retribuciones afectas a las actividades reguladas de los sectores de electricidad y de gas. Asimismo, establece que las metodologías garantizarán que el impacto de su aplicación en los consumidores y demás agentes de los sistemas gasista y eléctrico sea gradual.

La presente circular se aprueba considerando el «Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025» (INF/DE/044/18), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 30 de octubre de 2018. Dicha propuesta fue sometida previamente a consulta pública, a través de la página web de la CNMC, informando asimismo de dicho trámite a los miembros de los Consejos Consultivos de Electricidad y de Hidrocarburos. Aunque la propuesta concreta se realizaba respecto de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, se analizaba asimismo la aplicabilidad de la misma a la actividad de transporte de gas natural.

Esta circular desplaza las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban la tasa de retribución financiera, las cuales, de acuerdo con el dictamen emitido por el Consejo de Estado, devienen ahora inaplicables conforme a lo establecido en el citado Real Decreto-ley. En línea con lo dicho en el mencionado dictamen y dado que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerce esta competencia por primera vez, la circular no incluye una disposición derogatoria.

Por todo lo anterior, y conforme a las funciones asignadas en el artículo 7.1, letras g) y f), de la Ley 3/2013 de 4 de junio, y previo trámite de audiencia, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 12 de noviembre de 2019, ha acordado emitir, de acuerdo con el Consejo de Estado, la presente circular:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto y ámbito de aplicación.*

1. Esta circular tiene por objeto establecer la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera, así como los valores que resultan de dicha metodología.

2. Resulta aplicable:

A las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.
A las actividades de transporte y regasificación de gas natural.
A la actividad de distribución de gas natural.

3. La tasa de retribución financiera se aplicará en el cálculo de la retribución de las actividades reguladas en los términos que se establezcan en las circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que regulen la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, la metodología de retribución de las actividades reguladas de transporte y de regasificación de gas natural, y la metodología de retribución de la actividad regulada de distribución de gas natural.

CAPÍTULO II

Metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera

Artículo 2. *Tasa de retribución financiera y WACC.*

1. La tasa de retribución financiera se calculará en términos nominales antes de impuestos, con dos decimales, a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{Tasa de retribución financiera} = \frac{\text{WACC}}{1 - \text{T}}$$

Donde:

T: Tasa impositiva aplicable en España obtenida de acuerdo al artículo 6, en tanto por uno.

WACC: Coste medio ponderado del capital en términos nominales y después de impuestos, en porcentaje (%), obtenido de acuerdo con el apartado siguiente.

2. El coste medio ponderado del capital o WACC de la actividad se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{WACC} = \text{RA} \cdot \text{R}_\text{D} \cdot (1 - \text{T}) + (1 - \text{RA}) \cdot \text{R}_\text{FP}$$

Donde:

RA: Ratio de apalancamiento regulatorio, en tanto por uno, obtenido de acuerdo con el artículo 5.

R_D: Coste de la deuda, en porcentaje (%), obtenido de acuerdo con el artículo 10.

R_{FP}: Rentabilidad esperada de los fondos propios, en porcentaje (%), obtenida de acuerdo con el apartado siguiente.

3. La rentabilidad esperada de los fondos propios se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{R}_\text{FP} = \text{R}_\text{LR} + \beta \cdot \text{PRM}$$

Donde:

R_{FP}: Rentabilidad esperada de los fondos propios, en porcentaje (%).

R_{LR}: Tasa libre de riesgo, en porcentaje (%), obtenida de acuerdo con el artículo 7.

β: Coeficiente beta, en número adimensional, obtenido de acuerdo con el artículo 8.

PRM: Prima de riesgo de mercado, en porcentaje (%), obtenida de acuerdo con el artículo 9.

Artículo 3. *Periodo de cálculo y fecha de cierre de los cálculos.*

1. El periodo de cálculo será de seis años, consistente con la duración de los periodos regulatorios.

2. Para el periodo regulatorio que transcurre del año n al año n+5, la fecha de cierre de los cálculos será el 31 de diciembre del año n-3, y el periodo de cálculo abarcará del año n-8 al año n-3, ambos inclusive.

Artículo 4. *Selección del grupo de comparadores.*

1. Se seleccionarán como comparadores empresas cotizadas que realizan actividades de redes, tanto de transporte como de distribución, de los sectores eléctrico y gasista a nivel europeo, independientemente de su tamaño. Se incluirán empresas que consolidan grupos de sociedades que realizan diversas actividades, con un peso relativo elevado de actividades de redes.

2. Los comparadores pertenecerán a países de Europa Occidental con un tamaño relevante (superficie superior a 20.000 km^2), y cuya deuda soberana posea una calificación crediticia superior a BB-/Ba3. Se excluirá Suiza, por no ser miembro de la Unión Europea y no serle de aplicación las directivas, mientras que se incluirá Noruega, a pesar de no ser miembro de la Unión Europea, ya que este país sigue las directivas europeas en materia energética.

3. La búsqueda de comparadores se realizará a la fecha de cierre de los cálculos de la siguiente manera:

3.1 En primer lugar, se empleará el índice STOXX® Europe TMI Utilities BUTP, compuesto por *utilities* de servicios de Europa Occidental. Del conjunto de empresas que componen este índice STOXX, se tomarán únicamente aquellas que realizan por sí mismas o por su grupo de sociedades, actividades en el sector eléctrico y/o gasista y que, además, realicen actividades reguladas dentro de dicho sector.

3.2 Adicionalmente, se realizará una búsqueda de empresas cotizadas de Europa Occidental que realicen actividades de transporte o distribución de energía eléctrica y/o de gas natural en países con un tamaño relevante en la Unión Europea y en Noruega.

4. Las sociedades que no dispongan de suficiente información de mercado en relación a deuda, efectivo y capitalización, necesarias para calcular el apalancamiento y el coeficiente beta, serán excluidas.

Artículo 5. *Ratio de apalancamiento regulatorio RA.*

1. El ratio de apalancamiento regulatorio se establecerá tomando en consideración tanto el resultado, calculado a través de dos métodos, del ratio de apalancamiento observado de los comparadores seleccionados según el artículo 4, como los ratios de apalancamiento regulatorios que consideran otros reguladores europeos.

1.1 Método uno: el ratio de apalancamiento se calcula como el promedio de los ratios de apalancamiento de cada uno de los comparadores. Para realizar el promedio se eliminan los valores atípicos, considerando únicamente los ratios de apalancamiento incluidos en el rango comprendido entre dos desviaciones estándar con respecto a la media.

$$RA^{método\ 1} = \frac{\sum_{i=1}^{m_1} RA_i}{m_1}$$

Donde:

$RA^{método\ 1}$: Ratio de apalancamiento calculado con el método uno.

i: Comparadores seleccionados según el artículo 4.

m_1: Número de comparadores seleccionados según el artículo 4, excluidos aquellos cuyo ratio de apalancamiento quede fuera del rango comprendido entre dos desviaciones estándar con respecto a la media.

RA_i: Ratio de apalancamiento de cada comparador i, calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RA_i = \frac{D_i}{D_i + FP_i}$$

Donde:

D_i: Deuda neta de cada comparador i, calculada como la diferencia entre el promedio de los valores diarios de la deuda (incluyendo la deuda a corto y a largo plazo) y el promedio de los valores diarios de la partida de efectivo y otros activos líquidos equivalentes del periodo de cálculo, según la fórmula:

$$D_i = \frac{\sum_{j_1} \text{Deuda corto y largo plazo } i_{j_1}}{\sum j_1} - \frac{\sum_{j_2} \text{Efectivo y otros activos líquidos equivalentes } i_{j_2}}{\sum j_2}$$

Donde:

j_1: días, entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3 (siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio), en los que existe dato para la deuda del comparador i, incluyendo la deuda a corto y largo plazo.

j_2: días, entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3 (siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio), en los que existe dato de efectivo y otros activos líquidos equivalentes del comparador i.

FP_i: Fondos propios de cada comparador i, calculados como el promedio de los valores diarios de la capitalización en el mercado de ese comparador i, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FP_i = \frac{\sum_{j_3} \text{Capitalización en el mercado } i_{j_3}}{\sum j_3}$$

Donde:

j_3: días, entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3 (siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio), en los que existe dato para la capitalización de mercado del comparador i.

1.2 Método dos: el ratio de apalancamiento se calcula como el ratio entre el sumatorio de la deuda neta y el sumatorio de la deuda neta y los fondos propios de todos los comparadores, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RA^{\text{método 2}} = \frac{\sum_{i=1}^{m} D_i}{\sum_{i=1}^{m} D_i + \sum_{i=1}^{m} FP_i}$$

Donde:

$RA^{\text{método 2}}$: Ratio de apalancamiento calculado con el método dos.

m: Número de comparadores seleccionados según el artículo 4.

Artículo 6. *Tasa impositiva.*

1. Se considerará para cada país la tasa impositiva estatutaria publicada por la OCDE del año n-3, siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio, a la fecha de cierre de los cálculos.

2. En el caso de que la OCDE distinga entre la tasa impositiva del gobierno central y las aplicables a nivel regional, se empleará la tasa impositiva total.

Artículo 7. *Tasa libre de riesgo RLR.*

1. La tasa libre de riesgo se calculará como el promedio de las cotizaciones diarias entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3 del Bono del Estado español a 10 años.

2. Se podrá realizar un ajuste sobre la tasa libre de riesgo para corregir el efecto del mecanismo de compra de deuda llevado a cabo por el Banco Central Europeo en la deuda soberana («Expansión cuantitativa»), en el caso de que el periodo de cálculo haya sido significativamente afectado por este efecto, y en ausencia de efectos contrarios derivados de la crisis de la deuda soberana. En caso de aplicarse, se denominará ajuste por QE.

Artículo 8. *Coeficiente beta.*

1. El coeficiente beta representa el riesgo sistemático o no diversificable de las actividades reguladas de redes.

2. Se estimará a través de comparadores, seleccionados según el artículo 4, salvo para la retribución de los activos de distribución de gas natural con fecha de puesta en servicio anterior al 31 de diciembre de 2020, en que tomará un valor igual al promedio entre la beta de los comparadores y 1.

3. El coeficiente beta que se incorpora en la fórmula del WACC corresponde a una beta reapalancada que se calculará siguiendo la fórmula:

$$\beta = \beta_U \cdot \left[1 + \left(\frac{D}{FP}\right)^{reg} \cdot (1 - T)\right]$$

Donde:

β_U: Beta desapalancada de las actividades reguladas de redes, en número adimensional.

$\left(\frac{D}{FP}\right)^{reg}$

Ratio regulatorio entre la deuda neta y los fondos propios, en tanto por uno. Se calculará a partir del ratio de apalancamiento regulatorio con la fórmula siguiente:

$$\left(\frac{D}{FP}\right)^{reg} = \frac{RA}{1 - RA}$$

Donde:

RA: Ratio de apalancamiento regulatorio, obtenido según el artículo 5.

4. El valor de la beta desapalancada de las actividades reguladas de redes, β_U, será el promedio de la beta desapalancada de los comparadores que hayan superado el test de liquidez durante el periodo comprendido entre el año n-8 y el año n-3, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\beta_U = \frac{\sum_{i=1}^{m_2} \beta_{Ui}}{m_2}$$

Donde:

β_{Ui}: Beta desapalancada por comparador i, en número adimensional. Únicamente se considerarán las betas desapalancadas de los comparadores que hayan superado el test de liquidez.

m_2: Número de comparadores seleccionados según el artículo 4 que hayan superado el test de liquidez.

Se considera que los comparadores cuyo diferencial medio de compra-venta, o *bid-ask spread*, entre los años n-8 a n-3 sea superior a un 1 % no superan el test de liquidez. Este diferencial se obtendrá como un promedio entre los años n-8 a n-3 del diferencial mensual de compra-venta para cada sociedad, siendo el valor mensual un promedio del diferencial de compra-venta de los días bursátiles en el mes correspondiente.

5. La beta desapalancada para cada comparador i, β_{Ui}, se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$\beta_{Ui} = \frac{\beta_{Li}}{\left[1 + \frac{Di}{FPi} \cdot (1 - Ti)\right]}$$

Donde:

β_{Li}: Beta apalancada del comparador i en número adimensional. Cuantifica la volatilidad de su cotización bursátil con respecto a la volatilidad del índice bursátil local. Su valor resulta de un cálculo de regresión estadística, considerando observaciones semanales del valor de las acciones de cada comparador con respecto al correspondiente índice bursátil local para un periodo comprendido entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3, siendo n el primer año del segundo periodo regulatorio.

$\frac{Di}{FPi}$

Ratio entre la deuda neta y los fondos propios del comparador i para el periodo del 1 enero del año n-8 al 31 de diciembre del año n-3, siendo n el primer año del segundo periodo regulatorio. La deuda neta y los fondos propios se calcularán de la misma forma que en el artículo 5.

T_i: Tasa impositiva aplicable al comparador i según su país, obtenida de acuerdo con el artículo 6, en tanto por uno.

Artículo 9. *Prima de riesgo de mercado.*

1. Se calcula a través del método de análisis histórico, que consiste en el análisis estadístico de los datos observados de rentabilidad del mercado con respecto a la tasa libre de riesgo. Para ello, se utilizará la información incluida en el informe anual de Dimson, Marsh y Staunton (DMS) *Global Investment Returns Yearbook*, o aquel que lo sustituya.

2. La prima de riesgo de mercado se calculará como la prima de riesgo de mercado de cada país, ponderada por su capitalización bursátil.

3. Se considerarán los países enunciados en el artículo 4 en los que se realiza la búsqueda de comparadores para los que existan datos en dicho informe.

4. La prima de riesgo de mercado de cada país será el promedio entre los valores correspondientes a la media geométrica y a la media aritmética de la diferencia entre la rentabilidad del mercado y los bonos soberanos de dicho país, para el periodo comprendido entre 1900 y el año n-3, siendo n el primer año del segundo periodo regulatorio.

Artículo 10. *Coste de la deuda RD.*

1. El coste de la deuda de cada año k y cada comparador i se calcula como el promedio de las cotizaciones diarias del año k del *Interest Rate Swap* IRS a diez años más el promedio de las cotizaciones diarias del año k del *Credit Default Swap CDS* a 10 años del comparador i, según la siguiente fórmula:

$$R_{Dik} = IRS_{10A\ k} + CDS_{10A\ ik}$$

R_{Dik}: Coste de la deuda del comparador i en el año k, en porcentaje (%).

$IRS_{10A\ k}$: Promedio de las cotizaciones diarias del *Interest Rate Swap* a 10 años en el año k, en porcentaje (%).

$CDS_{10A\ ik}$: Promedio de las cotizaciones diarias del *Credit Default Swap* a 10 años del comparador i en el año k, en porcentaje (%).

k: Cada uno de los 6 años comprendidos en el período (n-8, n-3).

2. Para aquellos comparadores de los que no se disponga de CDS cotizados, directamente o a través de sociedades de su grupo, en un año determinado, se buscarán datos de emisiones de deuda de plazo equivalente efectuadas durante ese año, por el comparador o por sociedades de su grupo, utilizándose, en caso de que estén disponibles, el promedio de las TIR de dichas emisiones como representativo del coste de la deuda del comparador para el año correspondiente. Se tendrán en cuenta las emisiones de deuda efectuadas en euros y vencimiento de 8 a 12 años desde la fecha de emisión, según la siguiente fórmula:

$$R_{Dik} = \frac{\sum_{e_{ik}=1}^{e_{ik}=t_{ik}} TIR_{8A-12A\ ik}}{t_{ik}}$$

Donde:

$TIR_{8A\text{-}12Aik}$: TIR de las emisiones de deuda del comparador i en el año k a un plazo de 8 a 12 años, en porcentaje (%).

e_{ik}: Cada una de las emisiones de deuda del comparador i en el año k.

t_{ik}: Número de emisiones de deuda del comparador i en el año k.

3. No se considerarán los datos del coste de la deuda de los comparadores que tengan un nivel de calificación crediticia especulativo o *non investment grade* según al menos una de las principales agencias de calificación crediticia. Es decir, si tienen una calificación inferior a Baa3 o BBB-.

4. El coste de la deuda se calculará, para cada uno de los años del periodo de cálculo (n-8, n-3), como el promedio del coste de la deuda de dicho año de los comparadores que dispongan de datos.

$$R_{Dk} = \frac{\sum_{i=1}^{i=m_{3k}} R_{Dik}}{m_{3k}}$$

Donde:

R_{Dk}: Coste de la deuda promedio de todos los comparadores en el año k, en porcentaje (%).

m_{3k}: Número de comparadores, seleccionados según el artículo 4, que disponen de datos de deuda (CDS o emisiones) en el año k.

5. El coste de la deuda R_D a incluir en la fórmula del WACC se calculará como el promedio de los 6 datos anuales obtenidos.

$$R_D = \frac{\sum_{k=n-8}^{k=n-3} R_{Dk}}{6}$$

Disposición adicional primera. *Tasa de retribución financiera para transporte y distribución de energía eléctrica para el período regulatorio 2020-2025.*

1. Los parámetros para transporte y distribución de energía eléctrica son los siguientes:

R_{FP}: 6,40 %.
RA: 50 %.
R_{LR}: 2,97 %.
β_U: 0,41.
β: 0,72.
PRM: 4,75 %.
R_D: 2,63 %.

2. La tasa WACC nominal después de impuestos, calculada según la fórmula del apartado 2 del artículo 2 será la siguiente: 4,19 %.

3. La tasa de retribución financiera para el transporte y distribución de energía eléctrica, obtenida de la fórmula del apartado 1 del artículo 2, será la siguiente: 5,58 %.

Disposición adicional segunda. *Tasa de retribución financiera para transporte y regasificación de gas natural para el período regulatorio 2021-2026.*

1. Los parámetros para transporte y regasificación de gas natural son los siguientes:

R_{FP}: 6,48 %.
RA: 50 %.
R_{LR}: *3,03* %, que incluye ajuste por QE de 80 p.b.
β_U: 0,42.
β: 0,74.
PRM: 4,64 %.
R_D:2,24 %.

2. La tasa WACC nominal después de impuestos, calculada según la fórmula del apartado 2 del artículo 2, será la siguiente: 4,08 %v.

3. La tasa de retribución financiera para el transporte y regasificación de gas natural, obtenida de la fórmula del apartado 1 del artículo 2, será: 5,44 %.

Disposición adicional tercera. *Tasa de retribución financiera para distribución de gas natural para el período regulatorio 2021-2026.*

1. Los parámetros para distribución de gas natural son los mismos que los establecidos para las actividades de transporte y regasificación de gas natural en la disposición adicional segunda, salvo por los siguientes:

R_{FP}: 7,07 %.
β: 0,87.

2. La tasa WACC nominal después de impuestos, calculada según la fórmula del apartado 2 del artículo 2, será la siguiente: 4,38 %.

3. La tasa de retribución financiera para la distribución de gas natural, obtenida de la fórmula del apartado 1 del artículo 2, será: 5,83 %.

Disposición transitoria única.

Excepcionalmente para el año 2020, se aplicará lo previsto en el último párrafo del artículo 8.3 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía

eléctrica, y lo previsto en el último párrafo del artículo 14.3 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, para, respectivamente, la tasa de retribución financiera del transporte y la distribución eléctrica. En consecuencia, la tasa de retribución financiera para el transporte eléctrico en 2020 y la tasa de retribución financiera para la distribución eléctrica en 2020 será de 6,003 %.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente Circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 94

Circular 4/2019, de 27 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 290, de 3 de diciembre de 2019
Última modificación: 16 de febrero de 2023
Referencia: BOE-A-2019-17348

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, dispone en su artículo 7.1.i) que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer mediante circular la metodología para el cálculo de la retribución del operador del sistema eléctrico, en función de los servicios que efectivamente preste. Dicha retribución podrá incorporar incentivos, que podrán tener signos positivos o negativos, a la reducción de costes del sistema eléctrico derivados de la operación del mismo u otros objetivos.

El preámbulo del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, hace constar que «la retribución del operador del sistema eléctrico será establecida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia».

El artículo 8.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que la operación del sistema tiene carácter de actividad regulada, a efectos de su separación de otras actividades, y su régimen económico y de funcionamiento se ajustará a lo previsto en dicha Ley.

Según el artículo 14.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la retribución de las actividades se establecerá con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico.

Adicionalmente, el artículo 14.3 de esta Ley 24/2013, de 26 de diciembre, dispone que para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución y gestión técnica y económica del sistema, se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

El artículo 20 «Contabilidad e información» establece que Red Eléctrica de España, S.A.U., deberá llevar cuentas separadas de la actividad de transporte, de la operación del sistema peninsular, y de la operación del sistema en los sistemas no peninsulares.

El artículo 28 «Gestión económica y técnica» establece que corresponde al operador del sistema asumir las funciones necesarias para realizar la gestión técnica del sistema eléctrico.

El artículo 30 «Operador del sistema» establece como función principal del operador del sistema garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, y lista las funciones del operador del sistema.

En cumplimiento del principio de transparencia, las resoluciones que se dicten por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en ejecución de esta circular serán publicadas en los términos establecidos en los artículos 7.1 y 37.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

La disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, antes del 1 de enero de 2020, previa adopción, en su caso, de las correspondientes orientaciones de política energética, las circulares normativas con las metodologías de las retribuciones afectas a las actividades reguladas de los sectores de electricidad. Asimismo, establece que las metodologías garantizarán que el impacto de su aplicación en los consumidores y demás agentes del sistema eléctrico sea gradual.

En línea con lo dicho en el dictamen emitido por el Consejo de Estado y dado que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerce esta competencia por primera vez, la circular no incluye una disposición derogatoria.

Por todo lo anterior, conforme a las funciones asignadas en el artículo 7.1.i) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, previo trámite de audiencia, y de acuerdo con las orientaciones de política energética previstas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 27 de noviembre de 2019, ha acordado, de acuerdo con el Consejo de Estado, emitir la presente circular:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

1. Esta circular tiene por objeto:

a) Establecer la metodología aplicable a partir del año 2020 para el cálculo de la retribución del operador del sistema eléctrico, en función de los servicios que efectivamente preste, y que podrá incorporar incentivos.

b) Establecer la metodología para la fijación de los precios a repercutir a los sujetos del sistema eléctrico para la financiación de la retribución del operador del sistema a que se refiere la metodología de la letra anterior.

2. Esta circular no es de aplicación a la retribución de las instalaciones de bombeo asignadas al operador del sistema en los territorios no peninsulares, que se rigen por lo establecido en el título VII del Real Decreto 738/2013, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Artículo 2. *Periodos regulatorios.*

Cada periodo regulatorio (p) tendrá una duración de 3 años, siendo n el primer año de cada periodo regulatorio y n + *2* el último año.

CAPÍTULO II

Metodología de cálculo de la retribución del operador del sistema

Artículo 3. *Retribución del operador del sistema.*

La retribución del operador del sistema estará compuesta por una base de retribución, un tramo de retribución por incentivos, y el importe anual devengado de la cuenta regulatoria por nuevas obligaciones. Se establecerá a partir de la siguiente fórmula:

$$RT_n^{OS} = BRet_n^{OS} + RxInc_n^{OS} + CR_n^{OS}$$

Siendo:

RT_n^{OS} Retribución total del operador del sistema en el año n.

$BRet_n^{OS}$ Base de retribución del operador del sistema en el año n. Será aquella del periodo regulatorio p al que el año n pertenezca.

$RxInc_n^{OS}$ Retribución por incentivos del operador del sistema en el año n.

CR_n^{OS} Importe anual devengado de la cuenta regulatoria por nuevas obligaciones.

Artículo 4. *Base de retribución.*

1. La base de retribución del operador del sistema se establecerá para cada periodo regulatorio (p), a partir de la fórmula siguiente:

$$BRet_p^{OS} = BOpex_p^{OS} + BMarg_Opex_p^{OS} + BAmort_p^{OS} + BRF_p^{OS}$$

Donde:

p: periodo regulatorio, comprendido entre el 1 de enero del año n y el 31 de diciembre del año n + 2.

$BRet_p^{OS}$: Base de retribución del operador del sistema del periodo regulatorio p.

$BOpex_p^{OS}$: Término de retribución por OPEX incluido en la base de retribución del operador del sistema del periodo regulatorio p.

$BMarg_Opex_p^{OS}$: Margen sobre el término de retribución por OPEX incluido en la base de retribución del operador del sistema del periodo regulatorio p.

$BAmort_p^{OS}$:

Término de amortización estándar incluido en la base de retribución del operador del sistema del periodo regulatorio p.

BRF_p^{OS}:

Término de retribución financiera estándar incluido en la base de retribución del operador del sistema del periodo regulatorio p.

2. La base de retribución del operador del sistema se mantendrá constante para los sucesivos periodos regulatorios, si bien podrá revisarse en caso de que se asignen nuevas obligaciones al operador del sistema.

Artículo 5. *Término de retribución por OPEX.*

1. El término de retribución por OPEX $(BOpex_p^{OS})$ incluido en la base de retribución del operador del sistema del periodo regulatorio p, se determinará a partir de los costes de la actividad de operación del sistema reflejados en la contabilidad separada, tanto en el ámbito peninsular como en el de los sistemas no peninsulares, y a partir de la información regulatoria de costes de la actividad de operación del sistema de electricidad.

2. Únicamente se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada.

3. En ningún caso se incluirán dentro del término de retribución por OPEX costes que hayan sido recuperados con cargo a la retribución del transporte, tanto explícita como implícitamente.

4. No formarán parte del término de retribución por OPEX los conceptos siguientes:

a) Los trabajos realizados por la empresa para su inmovilizado, que se hayan activado como inversión.

b) Las indemnizaciones de personal.

c) Las provisiones.

d) Los márgenes añadidos por las empresas del grupo sobre el coste de los servicios prestados.

e) Las subvenciones, salvo el 10 por ciento de las europeas, con un límite máximo de 10 millones de euros.

f) Los costes de los centros de control que presten servicios al transporte.

g) Los deterioros y revalorizaciones de activos.

h) Los gastos e ingresos financieros.

i) Los impuestos sobre el beneficio.

j) Los costes del servicio de verificación de medidas a los agentes, que se recuperan mediante precios repercutidos a estos.

k) Los costes de las subastas de interrumpibilidad, que se recuperan a través de los participantes adjudicatarios.

l) Los costes repercutidos por la matriz del grupo de sociedades al que el operador del sistema pertenece o por otras sociedades del grupo, que no resulten necesarios para desarrollar su actividad, o cuyo importe sea desproporcionado en relación al tamaño del operador del sistema, a la utilidad que representan para la realización de la operación del sistema, o que no serían incurridos en caso de que el operador del sistema no formase parte de un grupo de sociedades.

m) No se tendrán en cuenta los costes incurridos por el operador del sistema para la prestación de servicios a otras empresas del grupo.

Artículo 6. *Margen sobre el término de retribución por OPEX.*

1. El margen sobre el término de retribución por OPEX $(BMarg_Opex_p^{OS})$ incluido en la base de retribución del operador del sistema del periodo regulatorio (p), se calculará a partir de la siguiente fórmula:

$$BMarg_Opex_p^{OS} = BOpex_p^{OS} * BMargen_p^{OS}$$

Donde:

$BMargen_p^{OS}$: Margen, en porcentaje (%).

2. El margen $BMargen_p^{OS}$ se establece en un 5 %.

Artículo 7. *Término de amortización estándar.*

1. El término de amortización estándar $BAmort_p^{OS}$ incluido en la base de retribución del operador del sistema del periodo regulatorio (p) se calculará a partir del gasto en concepto de amortización que figure en la contabilidad separada de la actividad de operación del sistema, tanto en el ámbito peninsular como en el de los sistemas no peninsulares, y a partir de la información regulatoria de costes de la actividad de operación del sistema de electricidad.

2. Únicamente se considerarán las inversiones necesarias para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada.

3. En ningún caso se incluirán dentro del término de amortización estándar importes que procedan de la amortización de activos asignados al operador del sistema utilizados por la actividad de transporte.

Artículo 8. *Término de retribución financiera estándar.*

1. El término de retribución financiera estándar (BRF_p^{OS}) incluido en la base de retribución del operador del sistema del periodo regulatorio (p) se calculará a partir de la fórmula siguiente:

$$BRF_p^{OS} = BInmN_p^{OS} * Tasa\ de\ retribución\ financiera_p^{OS}$$

Donde:

$BInmN_p^{OS}$: Inmovilizado neto estándar incluido en la base de retribución del operador del sistema del periodo regulatorio p.

$Tasa\ de\ retribución\ financiera_p^{OS}$: Tasa de retribución financiera, en porcentaje (%) con 2 decimales. Tomará el valor de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica que se establezca en los años que se correspondan con el periodo regulatorio p, en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución

financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

2. El inmovilizado neto estándar incluido en la base de retribución del operador del sistema del periodo regulatorio p se calculará a partir del inmovilizado neto de la contabilidad separada de la actividad de operación del sistema, tanto en el ámbito peninsular como en el de los sistemas no peninsulares, y a partir de la información regulatoria de costes de la actividad de operación del sistema de electricidad.

3. Únicamente se considerarán las inversiones necesarias para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada.

4. En ningún caso se incluirán dentro del inmovilizado neto estándar importes que procedan de activos asignados al operador del sistema utilizados por la actividad de transporte.

5. No formarán parte del inmovilizado neto estándar los conceptos siguientes:

a) El inmovilizado en curso.
b) Los activos intangibles distintos de las aplicaciones informáticas.
c) Las inversiones de los centros de control que presten servicio al transporte.

Artículo 9. *Cuenta regulatoria.*

1. El operador del sistema dispondrá de una cuenta regulatoria cuyo saldo (CR_p^{OS}) se establece para cada periodo regulatorio (p), que le permita asumir nuevas obligaciones atribuidas por reglamentos europeos o regulación nacional, así como nuevos proyectos europeos de importancia e interés para el sistema eléctrico.

2. El saldo de la cuenta regulatoria se devengará un tercio cada año del periodo regulatorio.

$$CR_n^{OS} = \frac{CR_p^{OS}}{3}$$

3. Antes del 15 de abril del año siguiente, el operador del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el soporte documental de los costes incurridos en cada año del periodo regulatorio, con cargo a la cuenta regulatoria, que deberán ser prudentes e incurridos conforme a criterios de eficiencia económica. Dicho soporte documental deberá acreditar fehacientemente que los costes son adicionales con respecto a los que están incluidos en la base de retribución y no incluirán márgenes ni costes indirectos.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calculará el saldo de la cuenta regulatoria al término de cada ejercicio, una vez validado el soporte documental aportado.

5. En caso de que exista saldo acumulado sobrante de la cuenta regulatoria al término del año n + 2, el saldo de la cuenta regulatoria del periodo siguiente (p + 1) no podrá ser inferior al saldo de la cuenta regulatoria del periodo *p* más dicho saldo sobrante.

6. Para realizar un seguimiento de los costes de los proyectos europeos y posibilitar la coordinación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con otras autoridades reguladoras nacionales de energía de los Estados miembros de la Unión Europea, el operador del sistema deberá llevar un desglose de los costes individualizado por proyecto, que remitirá a la CNMC con el desglose, periodicidad y formato que se determine.

7. En el supuesto excepcional de que el operador del sistema incurra en costes durante el periodo regulatorio p por nuevas obligaciones regulatorias imprevistas, que superen el saldo de la cuenta regulatoria del periodo p, estos costes podrán incorporarse a la cuenta regulatoria del periodo siguiente (p + 1), siempre que estén debidamente justificados.

8. En caso de que se produzca el supuesto excepcional al que se refiere el apartado 7, en relación con costes incurridos en el año n+2 del periodo regulatorio p, el saldo de la cuenta regulatoria del periodo siguiente (p+1), podrá aumentarse en dicho importe mediante

resolución, a efectos de que estos costes se recuperen durante el año n+1 y el año n+2 del periodo regulatorio p+1.

CAPÍTULO III

Retribución por incentivos

Artículo 10. *Retribución por incentivos.*

1. La retribución por incentivos $(RxInc_n^{OS})$ del operador del sistema en el año n tomará un valor que podrá oscilar en la siguiente banda:

$$LI * BRet_n^{OS} < RxInc_n^{OS} < LS * BRet_n^{OS}$$

Donde:

LI es el límite inferior del término de retribución por incentivos, expresado en porcentaje negativo. No podrá ser inferior al – 5 %.

LS es el límite superior del término de retribución por incentivos, expresado en porcentaje positivo. No podrá ser superior al 5 %.

2. Para cada periodo regulatorio se establecerá mediante resolución el límite inferior y superior del tramo de retribución por incentivos y los límites parciales para cada uno de los incentivos regulados en los artículos 11 a 13.

Artículo 11. *Incentivos para la optimización de los redespachos.*

Se establecen dos incentivos cuyo objetivo es la minimización de los redespachos por restricciones técnicas y el sobrecoste asociado.

1. Incentivo para la minimización de los volúmenes programados para la resolución de restricciones técnicas.

Se evaluará un objetivo de reducción del volumen anual de energía que sea requerido programar para la resolución de las restricciones técnicas.

Para determinar el nivel de cumplimiento del incentivo, se considerará el volumen de energía programado en valor absoluto, tanto para la resolución de las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento como las energías programadas para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real en la red de transporte peninsular. No se tendrán en cuenta las energías programadas para reserva de energía de regulación; ni las identificadas en la red de distribución y, por lo tanto, solicitadas por el distribuidor de la zona correspondiente; ni las derivadas de segundas programaciones causadas por indisponibilidades. Se compararán estos volúmenes con los programados en los cinco años anteriores al comienzo del periodo regulatorio.

El impacto de este incentivo sobre la retribución será calculado de la siguiente forma:

a) Si la energía programada es ≥ $UmbralEnergiaSup_{rrtt,}$ el incentivo es (LI_{rrtt}).

b) Si la energía programada es ≤ $UmbralEnergiaInf_{rrtt,}$ el incentivo es (LS_{rrtt}).

c) Si la energía programada está entre $UmbralEnergiaInf_{rrtt}$ y $UmbralEnergiaSup_{rrtt,}$ el incentivo se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$Incentivo = (LI_{rrtt}\text{-}LS_{rrtt}) / (UmbralEnergiaSup_{rrtt}\text{-}UmbralEnergiaInf_{rrtt}) * (EnergiaProgramada\text{-}UmbralEnergiaInf_{rrtt}) + LS_{rrtt}$$

Donde:

$UmbralEnergiaInf_{rrtt}$ y $UmbralEnergiaSup_{rrtt}$ vendrán definidos respectivamente como el producto de 0,97 por la energía anual mínima y máxima programada en los cinco años

anteriores al comienzo del periodo regulatorio, y se fijarán mediante resolución para cada periodo.

LI_{rrtt} y LS_{rrtt} son el límite inferior y superior del término de retribución por incentivos correspondiente al incentivo por resolución de restricciones técnicas y se fijarán mediante resolución para cada periodo regulatorio.

2. Incentivo a la fijación eficiente del nivel de reserva térmica.

Se evaluará un objetivo de minimización de la programación por restricciones de grupos térmicos para incrementar la reserva a subir disponible en el sistema.

Para determinar el nivel de cumplimiento del incentivo, se considerará la media anual de la energía terciaria ofertada a subir y no asignada (TNA) en el periodo de programación del día en que este valor sea el mínimo siempre que en dicho día se haya programado al menos un grupo térmico por reserva insuficiente a subir.

El impacto de este incentivo sobre la retribución será calculado de la siguiente forma, siempre que el número de días del año en que se haya programado algún grupo por reserva insuficiente a subir sea mayor de 20:

a) Si TNA es ≥ $UmbralEnergiaSup_{tna,}$ el incentivo es $LI_{tna.}$

b) Si TNA es ≤ $UmbralEnergiaInf_{tna,}$ el incentivo es $LS_{tna.}$

c) Si TNA está entre $UmbralEnergiaInf_{tna}$ y $UmbralEnergiaSup_{tna,}$ el incentivo se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$Incentivo= (LI_{tna}-LS_{tna})/(UmbralEnergiaSup_{tna}-UmbralEnergiaInf_{tna})*(TNA-UmbralEnergiaInf_{tna})+LS_{tna}$$

Donde:

$UmbralEnergiaInf_{tna}$ y $UmbralEnergiaSup_{tna}$ vendrán definidos respectivamente como la TNA mínima y máxima en los cinco años anteriores al comienzo del periodo regulatorio, y se fijarán mediante resolución para cada periodo.

LI_{tna} y LS_{tna} son el límite inferior y superior del término de retribución por incentivos correspondiente al incentivo a la fijación eficiente del nivel de reserva térmica y se fijarán mediante resolución para cada periodo regulatorio.

Si el número de días del año en que se ha programado algún grupo térmico por reserva insuficiente a subir es igual o inferior a 20 el incentivo toma un valor nulo.

Artículo 12. *Incentivos para la mejora de las previsiones.*

Se establecen dos incentivos cuyo objetivo es la mejora de las previsiones de demanda y producción renovable efectuadas por el operador del sistema en diferentes horizontes temporales.

1. Incentivo para la mejora de la previsión de demanda.

Se evaluará un objetivo que comprende las previsiones de demanda efectuadas por el operador del sistema, considerando tres niveles de previsión: diario, intradiario y medio/largo plazo, ponderando a partes iguales cada uno de estos horizontes.

La calidad de la previsión de medio-largo plazo se determinará según la diferencia entre la estimación de demanda anual con respecto a la demanda anual real.

La métrica considerada para el cálculo del error será el error absoluto anual respecto a la demanda total anual, siendo su formulación matemática la siguiente:

$$Error_{anual_dem_a} = \frac{|DemPrev_a - DemRealAnual|}{DemandaRealAnual} \times 100$$

Donde:

$Error_{anual_dem_a}$: error relativo anual de la previsión para el año a, publicada el mes de diciembre del año anterior.

$DemPrev_a$: demanda prevista para el año a, publicada el mes de diciembre del año anterior en MWh.

DemandaRealAnual: demanda total del año a en MWh.

La calidad de previsión de horizonte diario se determinará en función de la diferencia entre la previsión diaria de la demanda eléctrica peninsular publicada una hora antes del cierre de ofertas al mercado diario (las 11:00 horas CET del día D-1) y el consumo horario real.

La métrica considerada para el cálculo del error será la suma del error absoluto horario anual respecto a la demanda total anual, siendo su formulación matemática la siguiente:

$$Error_{anual_dem_d-1} = \frac{\sum_{h=1}^{n} |(DemPrev_{d-1}\,(h) - RSO(h)) - DemReal\,(h)|}{DemandaRealAnual} \times 100$$

Donde:

$Error_{anual_dem_d\text{-}1}$: error relativo anual de la previsión para el día d publicada el día d-1.

$DemPrev_{d\text{-}1}(h)$ demanda prevista para la hora h publicada el día d-1 en MWh.

RSO(h) corrección por limitaciones del OS a unidades de demanda o activación por servicio de balance en la hora h en MWh.

DemReal(h): demanda real en la hora h en MWh.

n: número de horas del año para el que se calcula el error de previsión de demanda, excluyendo días de huelgas generales (nacionales o autonómicas publicadas en el BOE) así como horas sin previsión por incidencia informática no subsanable, por no disponer de previsión en un horizonte anterior, debidamente acreditadas ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

DemandaRealAnual: demanda total del año en MWh, descontando las horas excluidas.

La calidad de previsión de horizonte intradiario se determinará en función de la diferencia entre la previsión horaria de la demanda eléctrica peninsular publicada tres horas antes del inicio de cada hora y el consumo real.

La métrica considerada para el cálculo del error será la suma del error absoluto horario anual respecto a la demanda total anual, siendo su formulación matemática la siguiente:

$$Error_{anual_dem_h3} = \frac{\sum_{h=1}^{n} |(DemPrev_{h3}\,(h) - RSO(h)) - DemReal\,(h)|}{DemandaRealAnual} \times 100$$

Donde:

$Error_{anual_dem_h3}$: error relativo anual de la previsión para la hora h publicada en la hora h-3, tres horas antes del inicio de cada hora.

$DemPrev_{h3}(h)$: demanda prevista para la hora h publicada tres horas antes en MWh.

RSO(h): corrección por limitaciones del OS o activación por servicio de balance en la hora h en MWh.

DemReal(h): demanda real en la hora h en MWh.

n: número de horas del año para el que se calcula el error de previsión de demanda, excluyendo días de huelgas generales (nacionales o autonómicas publicadas en el BOE) así como horas sin previsión por incidencia informática no subsanable, por no disponer de previsión en un horizonte anterior, debidamente acreditadas ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

DemandaRealAnual: demanda total del año en MWh, descontando las horas excluidas.

El incentivo total por previsión de demanda será la suma de los incentivos de demanda de cada horizonte temporal:

$$Incentivo_{dem} = Incentivo_{dem_a} + Incentivo_{dem_d\text{-}1} + Incentivo_{dem_h3}$$

LI_{dem} y LS_{dem} son el límite inferior y superior del incentivo por previsión de demanda y se fijarán mediante resolución para cada periodo regulatorio.

Cada uno de estos tres incentivos correspondientes a los tres horizontes temporales:

Alcanzarán su valor máximo $LS_{dem}/3$ cuando el indicador correspondiente sea inferior o igual al umbral de retribución máxima que vendrá definido, en el caso de los indicadores diario e intradiario, mediante la aplicación de un porcentaje al valor medio de los errores horarios registrados en los cinco años anteriores al comienzo del periodo regulatorio y, en el caso del indicador anual, como el menor error de los cinco últimos años. Todos ellos, se fijarán mediante resolución para cada periodo:

$$Incentivo_{dem_a} = LS_{dem}/3 \text{ si } Error_{anual_dem_a} <= UmbralErrorInf_{dem_a}$$

$$Incentivo_{dem_d\text{-}1} = LS_{dem}/3 \text{ si } Error_{anual_dem_d\text{-}1} <= UmbralErrorInf_{dem_d\text{-}1}$$

$$Incentivo_{dem_h3} = LS_{dem}/3 \text{ si } Error_{anual_dem_h3} <= UmbralErrorInf_{dem_h3}$$

Alcanzarán su valor mínimo $LI_{dem}/3$ cuando el indicador correspondiente sea superior o igual al umbral de retribución mínima que vendrá definido, en el caso de los indicadores diario e intradiario, mediante la aplicación de un porcentaje al valor medio de los errores horarios registrados en los cinco años anteriores al comienzo del periodo regulatorio y, en el caso del indicador anual, como el mayor error de los cinco últimos años. Todos ellos, se fijarán mediante resolución para cada periodo:

$$Incentivo_{dem_a} = LI_{dem}/3 \text{ si } Error_{anual_dem_a} >= UmbralErrorSup_{dem_a}$$

$$Incentivo_{dem_d\text{-}1} = LI_{dem}/3 \text{ si } Error_{anual_dem_d\text{-}1} >= UmbralErrorSup_{dem_d\text{-}1}$$

$$Incentivo_{dem_h3} = LI_{dem}/3 \text{ si } Error_{anual_dem_h3} >= UmbralErrorSup_{dem_h3}$$

Obtendrán valores nulos cuando el indicador correspondiente esté comprendido dentro de una banda muerta dentro de la cual, para el caso de los indicadores diario e intradiario, no hay significación estadística, con un determinado nivel de confianza, de cambio en la precisión del modelo de previsión En el caso del indicador anual, la banda muerta se determinará como 1/3 de la diferencia entre el error menor y el mayor de los últimos cinco años.

Para la determinación de todos ellos se utilizarán los errores registrados en los cinco años anteriores al comienzo del periodo regulatorio y se fijarán mediante resolución para cada periodo.

Obtendrán valores determinados por las siguientes fórmulas cuando el indicador correspondiente se sitúe por fuera de la banda muerta, pero dentro de los umbrales de retribución máxima y mínima:

Si $UmbralErrorInf_{dem_a} < Error_{anual_dem_a} < UmbralBMInf_{dem_a,}$
entonces:

$$Incentivo_{dem_a} = ((LS_{dem}/3) / (UmbralBMInf_{dem_a} - UmbralErrorInf_{dem_a})) * (UmbralBMInf_{dem_a} - Error_{anual_dem_a})$$

Si $UmbralBMSup_{dem_a} < Error_{anual_dem_a} < UmbralErrorSup_{dem_a,}$
entonces:

$Incentivo_{dem_a} = ((LI_{dem}/3) / (UmbralErrorSup_{dem_a} - UmbralBMSup_{dem_a})) * (Error_{anual_dem_a} - UmbralBMSup_{dem_a})$

Si $UmbralErrorInf_{dem_d-1} < Error_{anual_dem_d-1} < UmbralBMInf_{dem_d-1,}$
entonces:

$Incentivo_{dem_d-1} = ((LS_{dem}/3) / (UmbralBMInf_{dem_d-1} - UmbralErrorInf_{dem_d-1})) * (UmbralBMInf_{dem_d-1} - Error_{anual_dem_d-1})$

Si $UmbralBMSup_{dem_d-1} < Error_{anual_dem_d-1} < UmbralErrorSup_{dem_d-1,}$
entonces:

$Incentivo_{dem_d-1} = ((LI_{dem}/3) / (UmbralErrorSup_{dem_d-1} - UmbralBMSup_{dem_d-1})) * (Error_{anual_dem_d-1} - UmbralBMSup_{dem_d-1})$

Si $UmbralErrorInf_{dem_h3} < Error_{anual_dem_h3} < UmbralBMInf_{dem_h3,}$
entonces:

$Incentivo_{dem_h3} = ((LS_{dem}/3) / (UmbralBMInf_{dem_h3} - UmbralErrorInf_{dem_h3})) * (UmbralBMInf_{dem_h3} - Error_{anual_dem_h3})$

Si $UmbralBMSup_{dem_h3} < Error_{anual_dem_h3} < UmbralErrorSup_{dem_h3,}$
entonces:

$Incentivo_{dem_h3} = ((LI_{dem}/3) / (UmbralErrorSup_{dem_h3} - UmbralBMSup_{dem_h3})) * (Error_{anual_dem_h3} - UmbralBMSup_{dem_h3})$

Siendo $UmbralBMInf_{dem_a,}$ $UmbralBMSup_{dem_a,}$ $UmbralBMInf_{dem_d-1,}$ $UmbralBMSup_{dem_d-1,}$ $UmbralBMInf_{dem_h3}$ y $UmbralBMSup_{dem_h3}$ los umbrales inferior y superior que determinan la banda muerta del error para cada uno de los tres horizontes temporales respectivamente.

2. Incentivo para la mejora de la previsión de la producción de energía renovable.

Se evaluará un objetivo de mejora de las previsiones de eólica y solar fotovoltaica efectuadas por el operador del sistema, considerando dos niveles de previsión, diario e intradiario, ponderando a partes iguales cada uno de los horizontes.

El indicador de calidad de previsión de horizonte diario se determinará en función de la diferencia entre la previsión diaria peninsular de la producción eólica y fotovoltaica publicada una hora antes del cierre de ofertas al mercado diario (las 11:00 horas CET del día D-1) y la producción horaria real.

La métrica considerada para el cálculo del error será la suma del error absoluto horario anual respecto a la energía total anual cuya formulación matemática es la siguiente:

$$Error_{anual_ren_d-1} = \frac{\sum_{h=1}^{n} |(ProdPrev_{ren_d-1}(h) - RSO(h)) - ProdReal(h)|}{ProduccionRealAnual} \times 100$$

Donde:

$Error_{anual_ren_d-1}$: error relativo anual de la previsión para el día d publicada el día d-1.

$ProdPrev_{ren_d-1}(h)$: producción renovable prevista para la hora h publicada el día d-1 en MWh.

$RSO(h)$: corrección por limitaciones del OS o activación del servicio de balance en la hora h en MWh.

$ProdReal(h)$: producción renovable real en la hora h en MWh.

n: número de horas del año para el que se calcula el error de previsión de energía renovable, excluyendo horas con precio del mercado diario inferior a 5 €/MWh así como horas sin previsión por incidencia informática no subsanable, por no disponer de previsión en

un horizonte anterior, que sean autorizadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

ProducciónRealAnual: producción renovable total del año en MWh, descontando las horas excluidas.

El indicador de calidad de previsión de horizonte intradiario se determinará en función de la diferencia entre la previsión horaria de la producción eólica y fotovoltaica peninsular publicada tres horas antes del inicio de cada hora y la producción horaria real.

La métrica considerada para el cálculo del error será la suma del error absoluto horario anual respecto a la energía total anual cuya formulación matemática es la siguiente:

$$Error_{anual_ren_h3} = \frac{\sum_{h=1}^{n} |(ProdPrev_{ren_h3}\ (h)\ -\ RSO(h))\ -\ ProdReal\ (h)|}{ProduccionRealAnual} \times 100$$

Donde:

$Error_{anual_ren_h3}$: error relativo anual de la previsión para la hora h publicada en la hora h-3, tres horas antes del inicio de cada hora.

$ProdPrev_{ren_h3}(h)$: producción renovable prevista para la hora h publicada tres horas antes en MWh.

RSO(h): corrección por limitaciones del OS o activación por servicio de balance en la hora h en MWh.

ProdReal(h): producción renovable real en la hora h en MWh.

n: n.º de horas del año para el que se calcula el error de previsión de energía renovable, excluyendo horas con precio del mercado diario inferior a 5 €/MWh así como horas sin previsión por incidencia informática no subsanable, por no disponer de previsión en un horizonte anterior, que sean autorizadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

ProduccionRealAnual: Producción renovable total del año en MWh, descontando las horas excluidas.

El incentivo total por previsión de energía renovable $Incentivo_{ren}$ será la suma de los incentivos de previsión de cada horizonte temporal:

$$Incentivo_{ren} = Incentivo_{ren_d\text{-}1} + Incentivo_{ren_h3}$$

LI_{ren} y LS_{ren} son el límite inferior y superior del incentivo por previsión de energía renovable y se fijarán mediante resolución para cada periodo regulatorio.

Cada uno de estos dos incentivos correspondientes a los dos horizontes temporales:

Alcanzan su valor máximo $LS_{ren}/2$ cuando el indicador correspondiente sea inferior o igual al umbral de retribución máxima que vendrá definido mediante la aplicación de un porcentaje al valor medio de los errores horarios registrados en los cinco años anteriores al comienzo del periodo regulatorio y se fijarán mediante resolución para cada periodo:

$$Incentivo_{ren_d\text{-}1} = LS_{ren}/2 \text{ si } Error_{anual_ren_d\text{-}1} <= UmbralErrorInf_{ren_d\text{-}1}$$

$$Incentivo_{ren_h3} = LS_{ren}/2 \text{ si } Error_{anual_ren_h3} <= UmbralErrorInf_{ren_h3}$$

Alcanzarán su valor mínimo $LI_{ren}/2$ cuando el indicador correspondiente sea superior o igual al umbral de retribución mínimo que vendrá definido mediante la aplicación de un porcentaje al valor medio de los errores horarios registrados en los cinco años anteriores al comienzo del periodo regulatorio y se fijarán mediante resolución para cada periodo:

$$Incentivo_{ren_d-1} = LI_{ren}/2 \text{ si } Error_{anual_ren_d-1} >= UmbralErrorSup_{ren_d-1}$$

$$Incentivo_{ren_h3} = LI_{ren}/2 \text{ si } Error_{anual_ren_h3} >= UmbralErrorSup_{ren_h3}$$

Obtendrán valores nulos cuando el indicador correspondiente esté comprendido dentro de una banda muerta dentro de la cual no hay significación estadística, con un determinado nivel de confianza, de cambio en la precisión del modelo de previsión. Para su determinación se utilizarán los errores registrados en los cinco años anteriores al comienzo del periodo regulatorio y se fijarán mediante resolución para cada periodo.

Obtendrán valores determinados por las siguientes fórmulas cuando el indicador correspondiente se sitúe por fuera de la banda muerta, pero dentro de los umbrales de retribución máxima y mínima:

Si $UmbralErrorInf_{ren_d-1} < Error_{anual_ren_d-1} < UmbralBMInf_{ren_d-1,}$
entonces:

$$Incentivo_{ren_d-1} = ((LS_{ren}/2) / (UmbralBMInf_{ren_d-1} - UmbralErrorInf_{ren_d-1})) * (UmbralBMInf_{ren_d-1} - Error_{anual_ren_d-1})$$

Si $UmbralBMSup_{ren_d-1} < Error_{anual_ren_d-1} < UmbralErrorSup_{ren_d-1,}$
entonces:

$$Incentivo_{ren_d-1} = ((LI_{ren}/2) / (UmbralErrorSup_{ren_d-1} - UmbralBMSup_{ren_d-1})) * (Error_{anual_ren_d-1} - UmbralBMSup_{ren_d-1})$$

Si $UmbralErrorInf_{ren_h3} < Error_{anual_ren_h3} < UmbralBMInf_{ren_h3,}$
entonces:

$$Incentivo_{r_h3} = ((LS_{ren}/2) / (UmbralBMInf_{r_h3} - UmbralErrorInf_{r_h3})) * (UmbralBMInf_{r_h3} - Erroranual_{r_h3})$$

Si $UmbralBMSup_{r_h3} < Erroranual_{r_h3} < UmbralErrorSup_{r_h3,}$
entonces:

$$Incentivo_{ren_h3} = ((LI_{ren}/2) / (UmbralErrorSup_{ren_h3} - UmbralBMSup_{ren_h3})) * (Error_{anual_ren_h3} - UmbralBMSup_{ren_h3})$$

Siendo $UmbralBMInf_{ren_d-1,}$ $UmbralBMSup_{ren_d-1,}$ $UmbralBMInf_{ren_h3}$ y $UmbralBMSup_{ren_h3}$ los umbrales inferior y superior que determinan la banda muerta del error para cada uno de los dos horizontes temporales de previsión de energía renovable.

Artículo 13. *Incentivos para la transición energética.*

Se establecen dos incentivos cuyo objetivo es promover el apoyo del operador del sistema a la transición energética y el desarrollo tecnológico.

1. Incentivo para el incremento de la eficiencia en la atención a las consultas de los agentes del sistema.

Se evaluará un objetivo de eficiencia en la actuación del operador del sistema en relación con la atención a las consultas realizadas por los agentes del sistema. Para ello, se utilizarán los tiempos de respuesta a los 8 siguientes servicios que proporciona el operador del sistema a los agentes. Estos datos deberán ser aportados y debidamente acreditados por el operador del sistema ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

1. Acceso a la red.
2. Puesta en servicio.
3. Medidas eléctricas, cierres de medidas y equipos.
4. Mercado eléctrico y gestión de interconexiones.
5. Protecciones, incidentes, calidad de servicio y potencia de cortocircuito.

6. Liquidaciones, financiación, garantías, cobros y pagos.
7. Operación del sistema, Centros de control y Despachos.
8. Consumidores electrointensivo.

Para determinar el nivel de cumplimiento del incentivo, se considerará la media anual del plazo de respuesta de las consultas (TMR) calculado a partir de la media anual del plazo de respuesta de las consultas de cada servicio (t_i):

$$TMR = k_1*t_1 + k_2*t_2 + k_3*t_3 + k_4*t_4 + k_5*t_5 + k_6*t_6 + k_7*t_7 + k_8*t_8$$

donde t_1, t_2, …, t_8 corresponde al tiempo medio anual de la primera respuesta que recibe el agente a la consulta del servicio i promediado por el n.º de consultas y k_1, k_2, …, k_8 el peso de cada servicio i, siendo $\Sigma\ k_i = 1$, que se fijarán mediante resolución para cada periodo.

El impacto de este incentivo sobre la retribución será calculado de la siguiente forma:

a) Si TMR ≥ $UmbralDiasSup_{tmr,}$ el incentivo es *(LI_{tmr}).*

b) Si TMR ≤ $UmbralDiasInf_{tmr,}$ el incentivo es *(LS_{tmr}).*

c) Si TMR está entre $UmbralDiasInf_{tmr}$ y $UmbralDiasSup_{tmr,}$ el incentivo se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$Incentivo = LS_{tmr} - (LS_{tmr}-LI_{tmr}) / (UmbralDiasSup_{tmr}-UmbralDiasInf_{tmr}) * (TMR-UmbralDiasInf_{tmr})$$

Donde:

$UmbralDiasInf_{tmr}$ y $UmbralDiasSup_{tmr}$ vendrán definidos respectivamente como el TMR mínimo y máximo, se fijarán mediante resolución para cada periodo regulatorio y se determinarán teniendo en cuenta el número de consultas anuales recibidas en los periodos previos.

LI_{tmr} y LS_{tmr} son el límite inferior y superior del término de retribución por incentivos correspondiente al incentivo por plazo de respuesta a consultas de los agentes del sistema y se fijarán mediante resolución para cada periodo regulatorio.

2. Incentivo para el incremento de la oferta y la competencia en los servicios auxiliares.

Se evaluará un objetivo de incremento del volumen de potencia y/o energía que sea ofertada al operador del sistema por los proveedores de los servicios auxiliares que requieran habilitación previa por parte del OS que se decida considerar en cada periodo regulatorio *(EnergiaOfertada).*

Se comparará el volumen de oferta medio anual (promedio del volumen correspondiente a todos los periodos de programación del año) con la oferta correspondiente a los años anteriores al comienzo del periodo regulatorio. Se considerará para ello un periodo de como mínimo dos y como máximo cinco años en los que se haya negociado el producto del que se trate.

El impacto de este incentivo sobre la retribución será calculado de la siguiente forma:

a) Si la energía ofertada a subir y a bajar ≥ $UmbralEnergiaSup_{of,}$ el incentivo es $LS_{of.}$

b) Si la energía ofertada a subir y a bajar ≤ ($UmbralEnergiaSup_{of}$ + $UmbralEnergiaInf_{of}$)/2 el incentivo es nulo.

c) Si la energía ofertada a subir y a bajar está entre ($UmbralEnergiaSup_{of}$ + $UmbralEnergiaInf_{of}$)/2 y $UmbralEnergiaSup_{of,}$ el incentivo se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$Incentivo= LS_{of} * [EnergiaOfertada_a\ subir_y_a_bajar - (UmbralEnergiaSup_{of} + UmbralEnergiaInf_{of})/2] / [(UmbralEnergiaSup_{of}-UmbralEnergiaInf_{of})/2]$$

Donde:

UmbralEnergiaInf$_{of}$ y *UmbralEnergiaSup*$_{of}$ vendrán definidos respectivamente como la energía media mínima y máxima ofertada a subir y a bajar en los años anteriores al comienzo del periodo regulatorio, y se fijarán mediante resolución para cada periodo. La indicada resolución determinará cuáles son los servicios considerados en cada periodo, así como el número de años que se tomarán como referencia.

LS_{of} es el límite superior del término de retribución por incentivos correspondiente al incentivo por competitividad en los servicios y se fijará mediante resolución para cada periodo regulatorio.

CAPÍTULO IV

Metodología para la fijación de los precios a repercutir a los sujetos del sistema eléctrico para la financiación de la retribución del operador del sistema

Artículo 14. *Financiación de la retribución del operador del sistema.*

La retribución del operador del sistema será asumida, en un 50 por ciento, por el conjunto de los productores de energía eléctrica situados en el territorio nacional y, en el otro 50 por ciento, por el conjunto de los comercializadores y consumidores directos en mercado que actúen en el ámbito geográfico nacional.

Artículo 15. *Precios a repercutir a los agentes para la financiación de la retribución del operador del sistema.*

1. Los precios a repercutir a los sujetos se componen de una cuota fija y una cuota variable.

2. La cuota fija se determina en 200 euros/mes por sujeto de liquidación ante el operador del sistema y de forma separada por la actividad de generación y la de demanda. La cuota fija se aplicará de forma conjunta para el mercado peninsular y los despachos de los territorios no peninsulares a los sujetos de liquidación que hayan tenido programa horario final en alguna hora del mes. Se considerará que el sujeto ha tenido programa horario final si realiza transacciones en los mercados con programa horario final cero o distinto de cero.

El programa horario final en los territorios no peninsulares será, para la demanda y para las instalaciones de generación de categoría B, la previsión comunicada al operador del sistema y, para las instalaciones de categoría A, el programa final del tercer despacho conforme a la dispuesto en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

3. Para cada sujeto de generación que actúe en el ámbito geográfico nacional, la cuota variable se determinará en función de su último programa horario final en el periodo liquidado, incluyendo el resultado de los servicios de ajuste multiplicado por el precio variable establecido conforme al artículo 18.

4. Para cada sujeto comercializador o consumidor directo en mercado, que actúe en el ámbito geográfico nacional, la cuota variable se determinará en función de su último programa horario final en el periodo liquidado, incluyendo el resultado de los servicios de ajuste multiplicado por el precio variable establecido conforme al artículo 18.

Artículo 16. *Cobro y liquidación.*

1. Los pagos que se establecen en el artículo 15 se efectuarán mensualmente de acuerdo con el calendario de liquidaciones del operador del sistema.

2. El operador del sistema facturará los pagos a los sujetos de liquidación definidos en el artículo 14 no antes del primer día de cobros posterior al tercer día hábil del mes m+1.

3. De acuerdo con lo previsto en el artículo 13.3.l) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la diferencia, positiva o negativa, que se produzca entre la cuantía resultante de la recaudación obtenida por el operador del sistema en el año n, en aplicación de los precios a repercutir a los agentes para su financiación, y la retribución anual que se establezca para el año n tendrá la consideración de coste o ingreso liquidable, y será incluida en el proceso de

liquidaciones del sistema eléctrico gestionado por el órgano encargado de las liquidaciones, en la liquidación 14 correspondiente al año n.

CAPÍTULO V

Establecimiento de la retribución y los precios

Artículo 17. *Establecimiento de la cuantía anual de retribución del operador del sistema.*

1. Antes del 1 de enero del año n la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución la cuantía de la retribución del operador del sistema del año n (RT_n^{OS}) a la que se refiere el artículo 3, con base en la metodología establecida en el capítulo II.

Se incorporará una estimación del término de retribución por incentivos consistente con un nivel de cumplimiento máximo.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará mediante resolución el nivel de cumplimiento de los incentivos del año n. La diferencia entre la estimación del término de retribución por incentivos y la cuantía que resulte de conformidad con el nivel de cumplimiento de los mismos será ajustada en la liquidación de cierre del año n.

Artículo 18. *Establecimiento de los precios anuales a repercutir a los agentes para la financiación del operador del sistema.*

Antes del 1 de enero del año n se aprobará mediante resolución la cuantía de los precios a repercutir a los agentes, a los que se refiere el artículo 15, para la financiación del operador del sistema en el año n, con base en la metodología establecida en el capítulo II.

El precio anual, en euros/MWh, se determinará con la mejor previsión disponible de los ingresos por cuota fija y de la demanda anual, para garantizar que se cubra la retribución total del operador del sistema con la suma de los ingresos por el programa horario final de los sujetos y lo recaudado por las cuotas fijas de estos, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 16.3. El precio variable será el mismo para los programas de generación y de demanda.

Disposición adicional primera. *Valores de los parámetros de la base de retribución del operador del sistema para el periodo regulatorio 2020-2022.*

El primer periodo regulatorio de aplicación de la presente circular transcurrirá desde el 1 de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2022.

Para este periodo regulatorio los valores de los parámetros de la base de retribución del operador del sistema serán los siguientes:

1. $BRet_p^{OS}$: 71.593 miles €.

2. $BOpex_p^{OS}$: 53.208 miles €.

3. $BMarg_Opex_p^{OS}$: 2.660 miles €.

4. $BAmort_p^{OS}$: 13.400 miles €.

5. BRF_p^{OS}: 2.325 miles €.

6. $BInmN_p^{OS}$: 41.669 miles €.

7. CR_p^{OS}: 5.000 miles €.

8. CR_n^{OS}: 1.667 miles €.

Disposición adicional segunda. *Límites de la retribución por incentivos aplicables durante el primer período regulatorio.*

Para el primer período regulatorio 2020-2022, se establecen en – 2 % y + 2 % los límites inferior LI y superior LS, respectivamente, de la retribución por incentivos.

Para el primer periodo, LI_{rrtt}, LI_d y LI_r se establecen como LI/3, y LS_{rrtt}, LS_d y LS_r se establecen como LS/3.

Disposición adicional tercera. *Fuentes de información.*

Sin perjuicio de otra información que se encuentre a disposición de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o que esta pueda obtener por otros medios, se utilizará la información procedente de la Circular 5/2009, de 16 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, sobre obtención de información de carácter contable y económico financiera de las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización, y de la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad.

Disposición transitoria única. *Costes de estudios de acceso a la red.*

Los costes de estudios de acceso a la red de transporte se tendrán en cuenta en el término de retribución por OPEX mientras no se desarrolle la normativa que prevea su cobro a los solicitantes de dichos estudios.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 95

Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 304, de 19 de diciembre de 2019
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2019-18260

La actividad de transporte tiene carácter de monopolio natural y cuenta con un transportista único desde la aprobación de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, salvo las excepciones previstas en el artículo 34.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, establece en su artículo 14.8 que las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones, de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico según lo dispuesto en el artículo 1.1.

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, ya mencionado, establece en su disposición transitoria segunda:

«Las metodologías, parámetros y la base de activos de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural y de las plantas de gas natural licuado aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resultarán de aplicación una vez finalizado el primer periodo regulatorio.

La fijación de las cuantías de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica, regasificación, transporte y distribución de gas recogidas en el artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, pasarán a ser ejercidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y serán aplicables a partir del 1 de enero de 2020.»

El artículo 14.12 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que «corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la aprobación la retribución para

cada año de las empresas titulares de instalaciones de transporte y distribución de conformidad con lo previsto en la Ley 3/2013, de 4 de junio».

Según el artículo 7.1.g) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, esta Comisión establecerá mediante circular la metodología para la retribución de las instalaciones de transporte de energía eléctrica.

Por otro lado, con fecha 9 de abril de 2019 se ha publicado la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, cuyo apartado sexto hace referencia a la circular de la metodología de retribución del transporte de electricidad.

Según el artículo 1.2 de la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica, el primer período regulatorio termina el 31 de diciembre de 2019.

Por todo ello, a partir del ejercicio 2020 corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer una metodología de retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, la cual debe contemplar los principios legales introducidos en dicha actividad por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, de manera clara, estable y predecible, que contribuya a aportar estabilidad regulatoria, reduciendo sus costes de financiación y, con ellos, los del sistema eléctrico.

El modelo que establece esta circular, aun siendo continuista en lo principal con la metodología anterior, trata de cumplir con los objetivos en materia de eficiencia energética, maximizando la integración de las energías renovables y la reducción de emisiones, priorizando la mejora y actualización de la red existente, contemplando nuevas inversiones en redes inteligentes, posibilitando la extensión de la vida útil de las instalaciones, de forma que se rentabilicen las inversiones y gastos necesarios de las empresas transportistas, lo que supone un ahorro para el consumidor y para el sistema en su conjunto.

La circular se adecua a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, dado que responde a los principios de necesidad y eficiencia, siendo el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue. Asimismo, para las modificaciones pretendidas, se ha dado aplicación al principio de proporcionalidad.

De acuerdo con todos estos principios, en materia de retribución por inversión, se establece una retribución basada en la amortización de las inversiones y una retribución financiera a la inversión. Aquellas inversiones que tienen un valor real de inversión superior al resultante de aplicar los valores unitarios de referencia, además de exigirles la aportación de una auditoría técnica que justifique los costes por las especiales características o problemática, se les limita el valor con derecho a retribución a cargo del sistema.

En materia de retribución por operación y mantenimiento, se calcula la retribución por familia de instalaciones, con base en la clasificación establecida en el anexo de la circular. Además, se establece un factor de eficiencia con el objetivo de adaptar la retribución por operación y mantenimiento de las empresas transportistas a las revisiones de costes unitarios realizadas en atención a los costes realmente incurridos por las mismas.

Se modifica el término retributivo referido a los costes de extensión de vida útil de las instalaciones, con el objetivo de incentivar la extensión del funcionamiento de aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil retributiva.

Asimismo, se aclaran los criterios aplicables a las instalaciones singulares y su régimen retributivo, con el objeto de adaptar su retribución a los costes realmente incurridos por las empresas transportistas.

Finalmente, se modifica el incentivo a la mejora de la disponibilidad, con el objeto de incentivar una gestión más eficiente por parte de las empresas transportistas.

Esta circular desplaza las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban la metodología retributiva de la actividad de transporte de electricidad, disposiciones que, en las materias que son objeto de regulación en esta circular, devienen ahora inaplicables, conforme a lo establecido en el citado Real Decreto-ley. Dado que la

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerce esta competencia por primera vez, la circular no incluye una disposición derogatoria.

Por todo lo anterior, de conformidad con lo establecido en el artículo 14. 8 y 12 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en el artículo 7.1.g) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia, y de acuerdo con las orientaciones de política energética establecidas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, según las conclusiones alcanzadas a este respecto en la Comisión de Cooperación prevista en el artículo 2 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión de 5 de diciembre de 2019, ha acordado emitir, de acuerdo con el Consejo de Estado, la presente circular.

CAPÍTULO I

Principios generales

Artículo 1. *Objeto.*

La presente circular tiene por objeto establecer la metodología para determinar la cuantía a retribuir a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica por la construcción, operación y mantenimiento de estas, con criterios homogéneos en todo el territorio español y al menor coste posible para el sistema.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

La metodología definida en la presente circular será de aplicación a todos los activos de transporte que a la entrada en vigor de la presente circular cuenten con autorización de explotación, y que por sus características sean catalogados como red de transporte de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Asimismo, se aplicará a los activos que sean catalogados de igual modo y que se pongan en servicio con posterioridad a la entrada en vigor de esta circular.

Artículo 3. *Criterios generales de retribución de la actividad de transporte.*

1. La metodología que se desarrolla en la presente circular para la retribución de la actividad de transporte tiene por objeto determinar los criterios de remuneración de las instalaciones de la red de transporte y su operación y mantenimiento, incentivando la mejora continua de la eficacia de la gestión y de la disponibilidad de las mismas, así como la eficiencia económica y técnica, todo ello, con criterios homogéneos para todo el territorio español y al menor coste posible para el sistema eléctrico.

2. Antes del inicio de cada periodo regulatorio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previa audiencia pública antes del 1 de junio, establecerá el conjunto de parámetros técnicos y económicos que se utilizarán para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte para todo el periodo regulatorio.

3. El devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones de transporte que cuenten con autorización de explotación en el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n +2.

4. A efectos retributivos, únicamente se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad de transporte por una empresa eficiente y bien gestionada.

5. Los pagos en concepto de retribuciones serán liquidados de conformidad con lo establecido por el Real Decreto 2017/1997, de 26 diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, o norma que lo sustituya.

6. El cobro de dicha retribución se realizará con cargo a las liquidaciones del ejercicio para el que se haya establecido.

Artículo 4. *Periodos regulatorios.*

De acuerdo con lo establecido en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la retribución de la actividad de transporte se determinará por periodos regulatorios de seis años de duración.

CAPÍTULO II

Retribución de las empresas titulares de activos de la red de transporte

Artículo 5. *Retribución de una empresa transportista.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia, establecerá anualmente mediante resolución la retribución reconocida a cada empresa titular de instalaciones de transporte de energía eléctrica.

A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, someterá a audiencia la propuesta de retribución para el año siguiente. Dicha propuesta deberá contener la retribución total a percibir por cada una de las empresas transportistas y el desglose de la retribución de cada una de las instalaciones de la misma en función del año de puesta en servicio, de acuerdo con la metodología prevista en la presente circular.

2. La retribución para el año n de cada empresa transportista se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$R_n^i = RI_n^i + ROM_n^i + REVU_n^i + ID_n^i$$

Donde:

RI_n^i es la retribución por inversión en el año n que percibe una empresa transportista i vinculada a las instalaciones de su titularidad en servicio el año n-2.

ROM_n^i es la retribución en concepto de operación y mantenimiento en el año n que percibe una empresa transportista i vinculada a las instalaciones de su titularidad en servicio el año n-2.

$REVU_n^i$ es la retribución en concepto de extensión de vida útil en el año n, que percibe una empresa transportista i vinculada a las instalaciones de su titularidad que continúen en servicio el año n-2, habiendo superado su vida útil regulatoria.

ID_n^i es el incentivo de disponibilidad de la empresa transportista i percibido el año n asociado al grado de disponibilidad ofrecido por sus instalaciones de transporte el año n-2.

3. Una vez determinada la retribución anual de cada empresa transportista conforme a lo establecido en el apartado anterior, se realizará el ajuste retributivo previsto en el artículo 18 y se aplicará, en su caso, la penalización relativa a la prudencia financiera prevista en el artículo 19.

Artículo 6. *Retribución por inversión de cada una de las instalaciones de la red de transporte.*

1. La retribución a la inversión de una instalación j de la red de transporte en el año n, por estar en servicio en el año n-2, se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\mathrm{RI}_{\mathrm{n}}^{\mathrm{j}}=A_n^j + RF_n^j$$

Donde:

A_n^j es la retribución por amortización de la inversión de la instalación j en el año n.

La retribución por amortización de la inversión de la instalación j, se obtendrá a partir de los valores de inversión, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A_n^j = \frac{VI^j}{VU^j}$$

Siendo VI^j el valor reconocido de la inversión de la instalación j en el primer año de cálculo de la retribución de la misma. Para su cálculo se distinguen tres grupos de instalaciones:

a) Para las instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 1998, su valor es único para el conjunto de las mismas de cada empresa transportista, $VI^{pre-1998}$, fijado mediante las correspondientes resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas, de fecha 18 de enero de 2016 para Red Eléctrica de España, S.A.U. y 22 de marzo de 2016 para Unión Fenosa Distribución, S.A., o aquellas que las sustituyan. Igualmente, la vida residual establecida para dicho conjunto de instalaciones es la fijada por resolución para las mismas.

b) Para las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 1998 hasta el 31 de diciembre de 2017, su valor es el valor reconocido de la inversión a cada instalación de manera individual, de acuerdo con el valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema asignado en la orden de retribución del año correspondiente. No obstante, para las instalaciones puestas en servicio a partir de 1 de enero de 2015, este valor individual será el resultante de aplicar la metodología establecida en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, consistente en la semisuma entre el valor real auditado de la instalación y el resultante de aplicar los valores unitarios de referencia.

c) Para las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 2018 hasta el ejercicio n-2, su valor será el valor reconocido de la inversión a cada instalación de manera individual, de acuerdo a lo establecido en el artículo 7.

VU^j es la vida útil regulatoria de la instalación j expresada en años. Con carácter general, tomará un valor de 40 años. Los despachos de maniobra, con carácter general, tendrán una vida útil regulatoria de 12 años. En cualquier caso, la vida útil regulatoria de una instalación será aquella que establezca la circular de valores unitarios de referencia que le sea de aplicación, en función del momento de obtención de la autorización de explotación para una instalación de igual tipología.

RF_n^j es la retribución financiera de la inversión de la instalación j en el año n. Este término se calculará cada año n aplicando la tasa de retribución al valor neto de la inversión, conforme a la siguiente fórmula:

$$RF_n^j = VN_n^j \cdot TRF_p;$$

Donde:

TRF_p es la tasa de retribución financiera a aplicar en el cálculo retributivo del periodo regulatorio p. Dicha tasa será la fijada al inicio del periodo regulatorio según la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución.

VN_n^j es el valor neto de la inversión de la instalación j con derecho a retribución a cargo del sistema el año n. Este valor se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$VN_n^j = VI^j - (k-2) \cdot \frac{VI^j}{VU^j}$$

Siendo k el número de años transcurridos desde la puesta en servicio. Salvedad hecha, para las instalaciones cuya puesta en servicio es anterior al 1 de enero de 1998, que tendrán una vida residual para cada empresa transportista conforme a lo señalado en las correspondientes resoluciones.

2. Una vez establecido el valor de inversión con derecho a retribución de la instalación j, el mismo podrá ser modificado en caso de detectarse errores materiales, de hecho o aritméticos, derivados de las declaraciones efectuadas por las empresas transportistas o de los cálculos llevados a cabo por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Asimismo, y a través del procedimiento correspondiente, dicho valor podrá ser modificado si se detectaran errores en la información considerada como consecuencia de las inspecciones o comprobaciones realizadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, ello sin perjuicio de la posibilidad de incoación de los expedientes que correspondan a fin de determinar si los errores detectados constituyen infracción según el Título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

3. La retribución en concepto de inversión a percibir por la empresa transportista i por el conjunto de instalaciones no singulares de su red de transporte el año n se calculará de acuerdo a la expresión:

$$RI_n^i = \sum_{\forall j \; de \; i} \mathrm{RI_n^j}$$

Artículo 7. *Reconocimiento del valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema.*

1. El valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de los nuevos elementos puestos en servicio por la empresa transportista i desde el 1 de enero de 2018 hasta el año n-2, VI_n^i, que no hayan sido catalogados como singulares, se establecerá para las nuevas instalaciones puestas en servicio el año n-2 con carácter anual, junto con la retribución de cada empresa, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y se calculará como:

$$VI_n^i = \sum_{\forall j \ de \ i} VI^j$$

Donde:

VI^j es el valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j perteneciente a la empresa transportista i, que será calculado según los criterios establecidos en la presente circular y en sus disposiciones de desarrollo, el primer año que perciba retribución.

2. El valor VI^j de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j que ha obtenido autorización de explotación el año n-2 se calculará como:

$$VI^j = \left(\left(VI_{n-2}^{j,real} + \frac{1}{2} \cdot \left(VI_{n-2,p}^{j,valores\ unitarios} - VI_{n-2}^{j,real}\right)\right) \cdot \delta_j \ - AY^j\right) \cdot FRRI_{n-2}^j;$$

Donde:

δ_j es un coeficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión de dicha instalación financiado y cedido por terceros.

$\mathrm{AY^j}$ es el valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido. En ningún caso el margen del 10 por ciento a considerar respecto a las empresas transportistas podrá ser superior a 10 millones de euros.

$VI_{n-2}^{j,real}$ es el valor auditado de inversión de la instalación j que ha obtenido la autorización de explotación el año n-2.

$VI_{n-2,p}^{j,valores\ \ unitarios}$ es el valor de la inversión de la instalación j, que ha obtenido la autorización de explotación el año n-2, calculado según el valor unitario de referencia de inversión vigente en el periodo regulatorio p, aplicable a la instalación j por sus características técnicas.

$FRRI_{n-2}^j$ es el factor de retardo retributivo de la inversión de la instalación j que ha obtenido la autorización de explotación el año n-2. Este factor es derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la obtención de la autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de la retribución por inversión. Este valor se calculará como:

$$FRRI_{n-2}^{j} = (1 + TRF_{APS})^{tr_j}$$

Donde:

TRF_{APS} es la tasa de retribución financiera en vigor el año en que ha obtenido la autorización de explotación la instalación j.

tr_j es el tiempo de retardo retributivo de la instalación j expresado en años, con una precisión de dos decimales, que mide el tiempo transcurrido desde la obtención de la autorización de explotación de la instalación j hasta que comienza el devengo de la retribución de la misma.

$$\left(VI_{n-2,p}^{j,valores\ unitarios} - VI_{n-2}^{j,real}\right)$$

Este cálculo se realizará tanto si la diferencia es positiva como si es negativa.

$$\left(\frac{VI_{n-2,\mathrm{p}}^{j,valores\ unitarios} - VI_{n-2}^{j,real}}{VI_{n-2}^{j,real}}\right) < -0{,}15$$

3. En caso de que se cumpla que , se deberá aportar una auditoría técnica que justifique que los costes incurridos son superiores a los valores unitarios de referencia por sus especiales características y/o problemática.

En cualquier caso, el valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema en las instalaciones que cumplan la condición anterior se calculará según la siguiente expresión:

$$VI^{j} = \left(\left(VI_{n-2,p}^{j,valores\ unitarios} + 12{,}5\%\left(VI_{n-2,p}^{j,valores\ unitarios}\right)\right) \cdot \delta_j - AY^{j}\right) \cdot FRRI_{n-2}^{j}$$

En ningún caso, dicho valor podrá ser superior al resultante de aplicar la metodología general establecida en el apartado 2.

4. Asimismo, en ningún caso la cuantía a sumar al valor de inversión auditada, es decir,

$\frac{1}{2} \cdot \left(VI_{n-2,\mathrm{p}}^{j,valores\ unitarios} - VI_{n-2}^{j,real}\right)$

podrá ser superior al 12,5 por ciento de dicho valor auditado. En ese caso, el valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema para la instalación correspondiente se calculará como:

$$VI^{j} = \left(\left(VI_{n-2}^{j,real} + 12{,}5\%\left(VI_{n-2}^{j,real}\right)\right) \cdot \delta_j - AY^{j}\right) \cdot FRRI_{n-2}^{j}$$

5. Aquellas instalaciones que no tengan un valor unitario de referencia recogido en la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que se apruebe a tal efecto, por tratarse de instalaciones novedosas para las cuales no existía muestra suficiente

en el momento de la elaboración de la misma, serán retribuidas según el valor auditado declarado por las empresas transportistas. Es decir, el valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j que ha obtenido autorización de explotación el año n-2, se calculará como:

$$VI^j = \left(VI_{n-2}^{j,real} \cdot \delta_j \ - AY^j\right) \cdot FRRI_{n-2}^j$$

En cualquier caso, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, en la circular a desarrollar para recabar la información necesaria para el cálculo de la retribución de transporte, mencionada en el artículo 16.2, un listado de instalaciones a las que se aplicaría dicha formulación, estableciéndose un código específico para la declaración de cada una de ellas.

6. Para el cálculo de los valores de inversión reales, se descontarán aquellos impuestos indirectos cuya exención o devolución esté prevista en la normativa fiscal y aquellos tributos a los que se hace referencia en el artículo 16.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

7. Con carácter general, aquellas instalaciones que deban ser construidas o financiadas por consumidores o productores de energía eléctrica y hayan sido o hubieran debido ser cedidas a la red de transporte de acuerdo a la normativa estatal solo percibirán retribución en concepto de operación y mantenimiento, considerándose nulo su valor de inversión a efectos retributivos.

Artículo 8. *Retribución por operación y mantenimiento de cada una de las instalaciones de la red de transporte.*

1. La retribución en concepto de operación y mantenimiento de una instalación j de la red de transporte en el año n, por estar en servicio en el año n-2, se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$ROM_j^n = VOM_p^j \cdot UF_j \ \cdot \ FRROM_p^j$$

Donde:

VOM_p^j es el valor unitario de referencia de operación y mantenimiento vigente en el periodo regulatorio p, aplicable a la instalación j por sus características técnicas.

UF_j es el número de unidades físicas de la instalación j.

$FRROM_p^j$ es el factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j, en el periodo regulatorio p. Este factor obedece al coste financiero debido al retraso entre la puesta en servicio de la instalación j y el inicio del devengo de la retribución por operación y mantenimiento. Este valor se calculará como:

$$FRROM_p^j = \left(1 + TRF_p\right)^{tr_om_j}$$

Donde:

TRF_p es la tasa de retribución financiera del periodo regulatorio p. Dicha tasa será la fijada al inicio del periodo regulatorio según la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución.

tr_om_j es el tiempo de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j expresado en años. Este parámetro tomará los siguientes valores:

a) Para todas las instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2011, su valor será 0.

b) Para las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011, su valor será 1.

2. La retribución en concepto de operación y mantenimiento a percibir por la empresa transportista i por el conjunto de instalaciones no singulares de su red de transporte el año n, se calculará de acuerdo a la expresión:

$$ROM_n^i = \sum_{\forall F de\ i} ROM_{n,ccuu}^{F,i} \cdot (1 + \theta^i)$$

Donde:

$ROM_{n,ccuu}^{F,i}$ es la retribución en concepto de operación y mantenimiento a percibir por el conjunto de las instalaciones no singulares de cada familia F, conforme se definen en el anexo, de la empresa transportista i en el año n, por haber estado en servicio cada una de las instalaciones j en el año n-2. Se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ROM_{n_ccuu}^{F,i} = \sum_{\nabla \mathrm{j} de F} ROM_n^j$$

θ^i es un factor de eficiencia para cada empresa transportista i que tiene el objetivo de adaptar la retribución por operación y mantenimiento de las empresas transportistas, calculada conforme a los valores unitarios de referencia del periodo anterior, a la retribución por operación y mantenimiento calculada con los nuevos valores unitarios obtenidos a partir de los costes reales incurridos por las empresas transportistas en el periodo anterior. Dicho factor se calculará el primer año de cada periodo regulatorio y se mantendrá constante a lo largo del mismo. Será calculado conforme a la siguiente expresión:

$$\theta^i = \alpha \cdot \frac{\left(ROM_{k-1,ccuua}^i - ROM_{k-1,ccuu}^i\right)}{ROM_{k-1,ccuu}^i}$$

Donde:

$ROM^{i}_{k-1,ccuua}$ es el valor de retribución por operación y mantenimiento para la empresa transportista i en el año k-1, siendo k el año de inicio del periodo regulatorio p, valorado según los valores unitarios de referencia vigentes en el año k-1.

$ROM^{i}_{k-1,ccuu}$ es el valor de retribución por operación y mantenimiento para la empresa transportista i en el año k-1, siendo k el año de inicio del periodo regulatorio p, valorado según los valores unitarios de referencia vigentes en el año k.

α es un parámetro que representa el reparto entre las empresas transportistas y el sistema de la diferencia entre los costes de operación y mantenimiento calculados según los valores unitarios de referencia del periodo regulatorio precedente y los vigentes en el nuevo periodo regulatorio. Será fijado por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

3. Las instalaciones que cesen su operación de forma definitiva en el año n-2, percibirán el año n, en concepto de operación y mantenimiento, la parte proporcional al número de días que hubieran estado en servicio dicho año, dejando de percibir retribución a partir de ese momento.

4. Asimismo, las empresas que pongan en servicio instalaciones en el año n-2, percibirán en concepto de operación y mantenimiento, en el año n, la parte proporcional al número de días que hubieran estado en servicio dicho año.

Artículo 9. *Cálculo de la retribución de instalaciones singulares.*

1. Se entenderá por instalaciones singulares aquellas instalaciones de transporte que tengan condiciones de diseño, configuración, operativas o técnicas que difieran de los estándares considerados en los valores unitarios de referencia de inversión y operación y mantenimiento recogidos en la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que se apruebe a tal efecto.

2. A estos efectos, tendrán la consideración de inversiones singulares en todo caso, los tendidos submarinos, los tendidos desarrollados en corriente continua y las estaciones conversoras de corriente alterna a corriente continua, así como los despachos de maniobra y telecontrol de la red de transporte, dado que carecen de un valor unitario de referencia.

3. Asimismo, podrán tener la consideración de inversiones singulares aquellas inversiones efectuadas por las empresas transportistas en proyectos piloto. No obstante, la empresa transportista deberá garantizar que la ejecución de las citadas inversiones supone un beneficio cuantificable para el sistema en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad y transparencia, para lo que la solicitud de reconocimiento de este tipo de inversiones deberá acompañarse de un análisis coste-beneficio y una memoria técnica.

La aprobación de las citadas inversiones estará supeditada, en todo caso, al mantenimiento de la estabilidad financiera del sistema eléctrico, y no incluirá la retribución por conceptos ya contemplados en la metodología establecida en la presente circular.

4. En ningún caso se considerarán inversiones singulares aquellas cuyo coste sea superior al que resulta de aplicar los valores unitarios de referencia debido a que los trazados por los que discurran o las ubicaciones de las mismas supongan un coste superior al de referencia o aquellas cuyo sobrecoste venga motivado por sentencias judiciales o por aplicación de normativa no uniforme en todo el territorio español.

Tampoco tendrán carácter singular aquellas instalaciones cuyos costes hayan sido considerados en el cálculo de los valores unitarios de referencia de inversión o de operación y mantenimiento.

De la misma manera, no se considerarán instalaciones singulares aquellas que tengan previsto un código específico en la circular informativa que, según se indica en el artículo 16.2, apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a los efectos del cálculo de la retribución de transporte, pese a no disponer de un valor unitario de referencia,

por tratarse de instalaciones novedosas para las cuales no existe muestra suficiente en el momento de la elaboración de la misma.

5. El carácter singular de una inversión se determinará por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

6. A estos efectos, la empresa transportista deberá detallar y justificar la singularidad de la inversión, incluyendo todas aquellas razones de gestión técnica del sistema, motivos técnicos, de seguridad y calidad industrial, así como la sostenibilidad económica y financiera de la misma.

Asimismo, deberá aportar una estimación del valor de inversión y de los costes de operación y mantenimiento para la infraestructura en cuestión, así como de las ayudas previstas en el momento de la solicitud y del volumen de la inversión que se prevé que sea financiado por terceros. Dicho valor de inversión no deberá venir afectado por el factor de retardo retributivo.

En cualquier caso, la insuficiencia, o falta de fundamentación, de la sostenibilidad económica y financiera de la inversión, o de la necesidad de la instalación para el cumplimiento de la normativa técnica, de seguridad, de calidad industrial, de las normas de gestión técnica del sistema o cualquier otra de carácter estatal que le fuera de aplicación, implicará la no inclusión en el régimen retributivo de las instalaciones de transporte.

7. Con carácter general, la vida útil regulatoria de las instalaciones singulares tomará un valor de 40 años, salvo que en la resolución por la que se reconoce a una instalación su carácter singular se disponga otro valor.

8. Cuando hubiera transcurrido un periodo superior a un año desde que se otorgó el carácter singular a la instalación, y se hubieran producido circunstancias o hechos que alterasen las condiciones bajo las cuales se dictó la resolución de singularidad, la empresa transportista podrá solicitar la modificación de los parámetros de dicha resolución, siempre que no se hubiera dictado aún autorización administrativa de la instalación.

A tal efecto, la empresa transportista remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, solicitud motivada aportando en su caso una nueva estimación del valor de inversión del proyecto, junto con las ayudas o porcentaje de financiación previsto, así como de los costes de operación y mantenimiento estimados para la infraestructura.

9. Para la determinación del valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de aquellas inversiones que sean clasificadas como singulares, se aplicará el procedimiento señalado en el artículo 7 para las instalaciones no singulares, sustituyendo el valor de inversión calculado empleando los valores unitarios de referencia por el valor de inversión que figure en la solicitud de singularidad presentada por la empresa para su clasificación como singular. Será calculado conforme a la siguiente expresión:

$$VI^{j} = \left(\left(VI_{n-2}^{j,real} + \frac{1}{2}\cdot\left(VI_{n-2}^{j,solicitud\ de\ singularidad} - VI_{n-2}^{j,real}\right)\right)\cdot\delta_{j} - AY^{j}\right)\cdot FRRI_{n-2}^{j};$$

En la expresión anterior se incluirán los valores definitivos de las ayudas recibidas, así como el porcentaje de la instalación que haya sido financiado por terceros.

AY^{j} es el valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido. En ningún caso el margen del 10 por ciento a considerar con respecto a las empresas transportistas podrá ser superior a 10 millones de euros.

El valor de inversión con derecho a retribución por parte del sistema, en ningún caso podrá superar el 25 por ciento del valor de inversión calculado utilizando la información presentada por la empresa transportista en la mencionada solicitud de singularidad. Estos valores máximos así como la vida útil regulatoria de la instalación deberán constar en la resolución de la Comisión a que se hace referencia en el apartado 5.

10. Se define como retribución por operación y mantenimiento base de una instalación singular la retribución por operación y mantenimiento establecida en la resolución de singularidad, sin considerar ningún tipo de coste financiero asociado al retardo que se produce en el cobro de la misma.

Una vez puesta en servicio la instalación, la retribución por operación y mantenimiento base de cada instalación singular se calculará por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ROM_n^j = ROM_{base}^j \cdot FRROM_p^j \cdot \beta;$$

Donde:

ROM_{base}^j es la retribución por operación y mantenimiento base de una instalación singular que se recoge en la resolución de declaración de singularidad establecida en el apartado 5.

$FRROM_p^j$ es un factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento, tal y como se ha definido en el artículo 8 para las instalaciones no singulares.

β es el coeficiente que permitirá ajustar el valor de retribución por operación y mantenimiento a los costes reales de explotación una vez puesta en servicio la instalación singular. Dicho valor tomará el valor 1 durante el primer año de retribución de la instalación, y podrá ajustarse a partir del segundo año de retribución en base a la información aportada por la empresa transportista en sus declaraciones a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En ningún caso la cuantía de la retribución por operación y mantenimiento base podrá superar el 25 por ciento de la estimación de retribución de operación y mantenimiento presentada en la solicitud de singularidad.

Artículo 10. *Extensión de la vida útil de las instalaciones de la red de transporte.*

1. Una vez finalizada la vida útil regulatoria de la instalación de transporte, la retribución devengada por dicha instalación en concepto de retribución por inversión será nula.

2. En el caso de que una empresa i realizase actuaciones de renovación y mejora sobre una instalación j, que haya superado o esté próxima a superar su vida útil según su fecha de puesta en servicio, dichas actuaciones deberán estar recogidas previamente en la planificación de la red de transporte, para poder ser retribuidas como si de una nueva inversión se tratara.

3. No obstante, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia realizará un seguimiento de las inversiones en renovación y mejora relativas a dichas actuaciones. Para ello, la empresa i, que vaya a realizar dichas inversiones sobre una instalación j, deberá presentar un informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que incluya un análisis económico que justifique el ahorro de inversión y de retribución anual para el sistema que suponen dichas actuaciones respecto a la construcción de una nueva instalación, así como el valor de inversión previsto y la vida útil estimada de las nuevas actuaciones.

Asimismo, la información aportada deberá acreditar la realización previa por parte de la empresa i de las tareas de operación y mantenimiento necesarias para el correcto funcionamiento de la citada instalación j.

En todo caso, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, mediante la circular que se menciona en el artículo 16.2, las instrucciones para la

declaración de la información necesaria para el cálculo de la retribución correspondiente a las citadas actuaciones de renovación y mejora.

4. No obstante lo anterior, aquellas instalaciones de transporte j sobre las que no se hayan realizado actuaciones de renovación y mejora, conforme a lo señalado en el apartado anterior, y que, aun habiendo superado su vida útil, continúen en servicio el año n-2, verán incrementada su retribución por operación y mantenimiento en el año n por su extensión de vida útil que será calculada de acuerdo a la expresión:

$$REVU_n^j = \mu_n^j \times ROM_n^j$$

Donde:

ROM_n^j es la retribución por costes de operación y mantenimiento que le correspondería a la instalación j en el año n, de acuerdo a la formulación del apartado 1 del artículo 8.

μ_n^j es el coeficiente de extensión de vida útil que tomará diferente valor en función de los años transcurridos (X) desde el final de la vida útil regulatoria de la instalación «j». De acuerdo con las siguientes etapas:

a) Durante los cinco primeros años en que se haya superado la vida útil regulatoria de la instalación, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será:

$$\mu_{\mathrm{n}}^{\mathrm{j}} = 0{,}30.$$

b) Cuando la instalación haya superado su vida útil regulatoria entre 6 y 10 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será:

$$\mu_{\mathrm{n}}^{\mathrm{j}} = 0{,}30 + 0{,}01 \cdot (\mathrm{x} - 5);$$

c) Cuando la instalación haya superado su vida útil regulatoria entre 11 y 15 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será:

$$\mu_{\mathrm{n}}^{\mathrm{j}} = 0{,}35 + 0{,}02 \cdot (\mathrm{x} - 10)$$

d) Cuando la instalación haya superado su vida útil regulatoria en más de 15 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será:

$$\mu_{\mathrm{n}}^{\mathrm{j}} = 0{,}45 + 0{,}03 \cdot (\mathrm{x} - 15)$$

El parámetro $\mu_{\mathrm{n}}^{\mathrm{j}}$ no podrá tomar un valor superior a 1.

5. La retribución en concepto de extensión de vida útil a percibir en el año n por la empresa transportista i por el conjunto de instalaciones de su red de transporte, sobre las que no se hayan realizado actuaciones de renovación y mejora, y que continúen en servicio, aun habiendo superado su vida útil, se calculará de acuerdo a la expresión:

$$REVU_n^i = \sum_{\forall j \; de \; i} \mathrm{REVU_n^j}$$

6. En cualquier caso, aquellas instalaciones que cesen su operación durante un ejercicio, deberán declararse como baja en el inventario a 31 de diciembre de dicho año.

CAPÍTULO III

Supervisión y control de los planes de inversión

Artículo 11. *Supervisión del cumplimiento de los planes de la inversión.*

De conformidad con el artículo 7.7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará el cumplimiento de los planes de inversión de los gestores de red de transporte, aprobados de conformidad con lo previsto en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre.

Artículo 12. *Evaluación de la ejecución de los planes de inversión.*

1. Anualmente las empresas titulares de instalaciones de transporte presentarán ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, antes del 1 de junio del año n-1, un informe en el que se acredite el grado de cumplimiento del plan de inversión ejecutado el año n-2.

En dicho informe se deberán motivar las causas que hubieran provocado que aquellas instalaciones incluidas en el citado plan de inversión no se hayan puesto en servicio o en las que se esté incurriendo en retrasos significativos respecto a los plazos previstos, así como el riesgo que esto supone para la seguridad de suministro y las incidencias que pudiera tener sobre otros agentes.

2. Para la evaluación del volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema finalmente ejecutado se empleará la siguiente formulación:

$$VPI_n^i = \left(\sum_{\forall j \; no \; sing \; de \; i} VI_n^{j,valores\ unitarios} + \sum_{\forall j \; sing \; de \; i} VI_n^{j,sing-proy} - \sum_{\forall j \; de \; i} CyF - \sum_{\forall j \; de \; i} AY_n^j \right) \cdot FRRI_n^i$$

a) Para la evaluación del volumen de inversión de las instalaciones no singulares, $\sum_{\forall j \; no \; sing \; de \; i} VI_n^{j,valores\ unitarios}$ se emplearán los valores unitarios de referencia de inversión aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, salvo aquellos que, transitoriamente, no dispongan de un valor unitario, para los que se empleará el valor auditado declarado por las empresas transportistas.

b) Para la evaluación del volumen de inversión de las instalaciones singulares, $\sum_{\forall j \; sing \; de \; i} VI_n^{j,sing-proy}$ se emplearán las cantidades recogidas en el proyecto de ejecución.

c) Se descontarán del volumen de inversión total las cesiones y las inversiones financiadas por terceros que se prevea percibir $\sum_{\forall j \ de \ i} CyF.$.

d) AY_n^j es el valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido. En ningún caso el margen del 10 por ciento a considerar con respecto a las empresas transportistas podrá ser superior a 10 millones de euros.

e) $FRRI_n^i$ es el factor de retardo retributivo de la inversión. Este parámetro se calculará de acuerdo a la formulación recogida en el artículo 7, suponiendo un retardo en el devengo y cobro desde la obtención de la autorización de explotación de un año y medio.

3. En el caso de que una empresa i superase el volumen máximo de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema el año n debido a los elementos puestos en servicio el año n-2, se actuará del modo siguiente:

a) Si fuera en una cantidad inferior al 15 por ciento, durante dos o más años consecutivos, el devengo de todas las retribuciones de dicho exceso puesto en servicio el año n-2 se verá minorado en un 5 por ciento durante el año n.

b) Si se hubiera superado el volumen aprobado en una cuantía igual o superior al 15 por ciento y menor al 25 por ciento, el devengo de todas las retribuciones de dicho exceso puesto en servicio el año n-2 se verá minorado en un 25 por ciento durante el año n.

c) Si se superase el volumen señalado en el párrafo anterior en una cantidad superior al 25 por ciento el devengo de todas las retribuciones de dicho exceso puesto en servicio el año n-2, se verá minorado en un 75 por ciento durante el año n.

Artículo 13. *Contenido y formato detallado para el seguimiento de los planes de inversión.*

Previo trámite de audiencia, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá mediante resolución el contenido y formato en el que se deberá presentar la información para el seguimiento de los planes de inversión anuales de las empresas propietarias de instalaciones de transporte.

CAPÍTULO IV

Situaciones especiales

Artículo 14. *Incorporación de instalaciones existentes a la red de transporte.*

1. Para la inclusión en la base retributiva de instalaciones existentes, la empresa transportista deberá remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la siguiente información:

a) Acuerdo entre transmitente y adquirente para la transmisión de la titularidad de la instalación.

b) Autorizaciones administrativas de la instalación a transferir.

c) Auditoría de la instalación que recoja los costes de inversión en que se incurrió y los costes proporcionales al tramo de la instalación que se desea incorporar a la red de transporte.

d) Años transcurridos desde la obtención de la autorización de explotación.

e) Costes de adecuación si estos fueran necesarios.

f) Un análisis coste-beneficio de la propuesta presentada por la empresa transportista de incorporación de una infraestructura de evacuación, de generación o infraestructuras

particulares de consumidores a la red de transporte incluyendo los costes de adecuación necesarios. El análisis deberá incluir una valoración de los costes evitados al sistema.

2. El valor reconocido por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluirá los parámetros de valor de la inversión VIj, así como su vida útil regulatoria.

La fecha de transmisión de la titularidad de la instalación será la equivalente a los efectos retributivos, a la de la obtención de autorización de explotación, por lo que dicha infraestructura comenzará a devengar la correspondiente retribución el 1 de enero del año n +2, siendo n el año de integración en la red de transporte.

3. Si las infraestructuras antes señaladas tuvieran o hubieran que ser cedidas al titular de la red de transporte, la retribución por inversión de las mismas a cargo del sistema será nula.

CAPÍTULO V

Incentivo a la disponibilidad

Artículo 15. *Establecimiento de incentivo a la disponibilidad de la red de transporte.*

1. Se establece un incentivo a la disponibilidad de la red de transporte que se aplicará a cada una de las empresas titulares de instalaciones de transporte.

2. El incentivo a la disponibilidad ID_n^i repercutido a la empresa transportista i el año n estará asociado al grado de disponibilidad ofrecido por sus instalaciones de transporte el año n-2.

3. El incentivo a la disponibilidad que podrá percibir la empresa i el año n podrá oscilar entre el +2,5 por ciento y el -3,5 por ciento de su retribución por operación y mantenimiento de dicho año.

4. La cuantía máxima que podrá tomar la bonificación a la disponibilidad obtenida por la empresa i el año n se denominará $\mathrm{CMAx}_{\mathrm{i,\ n}}$ y la cuantía máxima que podrá tomar la penalización vinculada a la disponibilidad obtenida por la empresa j el año n, si incumple los valores objetivos, será $\mathrm{CMin}_{\mathrm{i\ n}}$.

5. A los efectos del incentivo a la disponibilidad de la red de transporte resultarán de aplicación las siguientes definiciones:

a) F: Familia de instalaciones. Son las instalaciones de transporte de energía eléctrica que, por su función y por sus características técnicas, tienen tasas de fallos similares y un tratamiento homogéneo a los efectos del incentivo de disponibilidad. Las familias serán las establecidas en el anexo.

b) t_j: Tiempo de indisponibilidad de una instalación. Es el número de horas que la instalación de transporte de energía eléctrica j no está disponible para su correcto funcionamiento durante el año n-2.

c) II_j^{n-2}: Índice de indisponibilidad anual de una instalación j el año n-2. Es el cociente entre el número de horas t_j que una instalación está indisponible y el número de horas del periodo en estudio Tj expresado en tanto por ciento:

$$II_j^{n-2} = \frac{t_j}{T_j} \cdot 100$$

Donde:

T_j es el número de horas del periodo en que es analizada la disponibilidad de la instalación j. A los efectos del cálculo del presente incentivo, este periodo será un año, salvo que la instalación haya obtenido autorización de explotación a lo largo de ese año, en cuyo caso será el número de horas que dicha instalación j ha estado en servicio.

ID_j^{n-2}:

d) Índice de disponibilidad de una instalación j el año n-2. Expresa el porcentaje del tiempo total que dicha instalación ha estado disponible para el servicio a lo largo del año n-2, siendo por tanto el complemento a 100 del índice de indisponibilidad:

$$ID_j^{n-2} = 100 - II_j^{n-2}$$

IIF_{n-2}^i:

e) Índice de indisponibilidad de una familia de instalaciones F de la empresa i el año n-2. Expresa la indisponibilidad durante el año n de las instalaciones de transporte j de la empresa i que se incluyen en la familia F y se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IIF_{n-2}^{i} = \frac{\sum_{\forall j\, de\, i\, que \in F} t_j \cdot PN_j}{\sum_{\forall j\, de\, i\, que \in F} T_j \cdot PN_j}$$

Donde PN_j es la potencia nominal de la instalación j perteneciente a la empresa i.

IDF_{n-2}^i:

f) Índice de disponibilidad de una familia de instalaciones F de la empresa i el año n-2. Expresa la disponibilidad durante el año n-2 de las instalaciones de transporte j de la empresa i que se incluyen en la familia F y se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IDF_{n-2}^i = 100 - IIF_{n-2}^i$$

6. Sin perjuicio de lo establecido en el capítulo IV del título II del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, y a los efectos del cálculo del incentivo de disponibilidad de la presente circular, se define como índice de disponibilidad ponderado de la red de transporte propiedad de la empresa i el año n-2 la siguiente expresión:

$$D_{n-2}^i = \sum_{\forall F} IDF_{n-2}^i \cdot k_{F,\ n-2}$$

Donde:

$k_{F,\ n-2}$ es al índice que pondera el peso de cada una de las familias el año n-2 en el cálculo de la disponibilidad total de la red de una empresa. Este índice se calculará en función del número de unidades físicas y del coste de la operación y mantenimiento. Se hará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$k_{F,\ n-2} = \frac{\sum_{\forall\ j\ de\ i\ que \in\ F} VOM_{F,\ j} \cdot UF_j}{\sum_{\forall\ j\ de\ i} VOM_j \cdot UF_j}$$

Donde:

VOM_j es el valor medio de los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento del año n-2 para las instalaciones de la familia F.

UF_j son las unidades físicas de la instalación j.

7. El incentivo de disponibilidad que la empresa i percibirá el año n asociado a la disponibilidad de su red de transporte el año n-2 se denomina $ID_{i,\ n}$ y se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Si } \left(D_{n-2}^{i} - D_{n-2}^{min-i}\right) > 0 \Rightarrow\ ID_{i,\ n} = CMAx_{i,\ n} \cdot \frac{\left(D_{n-2}^{i} - D_{n-2}^{min-i}\right)}{\left(D_{objetivo-periodo} - D_{n-2}^{min-i}\right)}$$

$$\text{Si } \left(D_{n-2}^{i} - D_{n-2}^{min-i}\right) < 0 \Rightarrow ID_{i,\ n} = CMin_{i,\ n} \cdot \frac{\left(D_{n-2}^{i} - D_{n-2}^{min-i}\right)}{\left(D_{objetivo-periodo} - D_{n-2}^{min-i}\right)}$$

Donde:

$CMAx_{i,\ n}, CMin_{i,\ n}$ y $D_{i,\ n-2}$; son los términos definidos en los artículos anteriores.

D_{n-2}^{min-i} es el índice ponderado de disponibilidad global mínimo exigido a la empresa i el año n-2 para no ser penalizada. Este valor se calculará como el valor medio del índice ponderado de disponibilidad global de la empresa i de los 3 años previos al n-2.

$D_{objetivo–periodo}$ es el valor del índice ponderado de disponibilidad establecido como objetivo para el periodo regulatorio. Este parámetro podrá ser modificado al inicio de cada periodo regulatorio por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Si no se llevara a cabo esta revisión, se entenderá prorrogado su valor para todo el periodo regulatorio siguiente.

En ningún caso el denominador $\left(D_{objetivo-periodo} - D_{n-2}^{min-i}\right)$ podrá tomar valores inferiores a 0,1.

CAPÍTULO VI

Información y Auditoría

Artículo 16. *Obligaciones de información.*

1. Los titulares de instalaciones de transporte deberán:

a) Para la inclusión de nuevas instalaciones de transporte en el régimen retributivo, remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe sometido a auditoría externa, con la siguiente información para todas las instalaciones puestas en servicio el año n-2, y para aquellas cuya capacidad hubiera sido ampliada:

1.º Autorización administrativa previa, autorización de construcción y autorización de explotación.

En el caso de instalaciones de transporte secundario, el informe favorable previsto en el artículo 36.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, o el previsto en el artículo 35.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2.º Valor de inversión real realizada, debidamente auditada, desglosada por conceptos de coste y detallando las características técnicas relevantes para el cálculo de la retribución.

3.º Declaración expresa de ayudas y aportaciones de fondos públicos o medidas de efecto equivalente.

4.º Declaración de instalaciones cedidas y financiadas total o parcialmente por terceros.

b) Comunicar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aquellas instalaciones que sean objeto de transmisión de titularidad o causen baja, a efectos de su consideración en el régimen retributivo.

c) Llevar una contabilidad individualizada para todas aquellas instalaciones que sean objeto de reconocimiento expreso de retribución.

d) Remitir a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia, antes del 1 de julio de cada ejercicio, el inventario auditado de instalaciones a fecha 31 de diciembre del año n-2 en formato electrónico de XML debidamente actualizado con altas, bajas y previsiones de las instalaciones que hayan entrado en servicio en ese año n-2. Este inventario actualizado deberá contener todos los parámetros técnicos y económicos necesarios para el cálculo de la retribución individualizada de cada una de las instalaciones que se encuentren en servicio, señalando si son nuevas, si han sufrido modificaciones respecto al inventario facilitado el año anterior o si no han sufrido modificación alguna. Asimismo, se remitirá fichero electrónico aparte en el que deberá constar qué instalaciones han causado baja respecto al inventario electrónico remitido el año anterior.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia dictará la circular pertinente para el desarrollo de la información regulatoria de costes y para la obtención de toda aquella información relativa a instalaciones de transporte que resulte necesaria para el cálculo de la retribución.

Asimismo, las empresas titulares de instalaciones de transporte estarán obligadas a aportar información, en las condiciones que se determinen, con la finalidad de establecer los parámetros que se definen en esta circular y permitir la adecuada supervisión y control de su actividad.

3. Con carácter general, la información requerida que tenga efectos en el cálculo de la retribución estará sujeta a auditoría.

4. Con el fin de que toda la información aportada sobre la inversión realizada presente un carácter homogéneo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá mediante resolución los criterios que deberán seguirse para elaborar el informe de auditoría externa a que se hace referencia en el apartado 3 y toda aquella información auditada que resulte necesaria para el cálculo de la retribución.

5. El pago de los servicios de la empresa auditora será sufragado por cada una de las empresas auditadas.

Artículo 17. *Inspecciones.*

De conformidad con el artículo 7.39 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá realizar las inspecciones que considere oportunas con el fin de confirmar la veracidad de la información que, en cumplimiento de la presente circular, le sea aportada.

Si como consecuencia de las inspecciones se detectan diferencias en la caracterización de las infraestructuras, sus parámetros básicos o en el cumplimiento de la admisibilidad de los costes declarados, se podrán modificar, a través del procedimiento correspondiente, los parámetros retributivos relativos a esas instalaciones mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

CAPÍTULO VII

Otras disposiciones

Artículo 18. *Ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades.*

1. En el caso de que los activos que son objeto de retribución conforme a esta circular sean empleados en la realización de actividades diferentes al transporte de electricidad, la retribución anual a percibir por parte de los sujetos transportistas se minorará teniendo en cuenta la contribución de tales activos a las referidas actividades.

2. A los efectos de esta minoración de la retribución, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará mediante resolución, adoptada previo trámite de audiencia, la metodología de ajuste retributivo a realizar. Esta metodología tendrá en cuenta, en todo caso, los costes directos e indirectos de los activos empleados, así como el coste en que, de no mediar el empleo de estos activos, se habría incurrido para poder realizar esas otras actividades. Asimismo, podrán tenerse en cuenta, entre otros factores, el ingreso por las actividades diferentes al transporte, la contribución a dicho ingreso realizada por los activos regulados o las circunstancias que puedan concurrir respecto de las cesiones del uso de los activos entre sociedades de un mismo grupo o terceras sociedades.

3. En ningún caso la realización de actividades diferentes al transporte puede suponer un coste adicional para las actividades con una metodología retributiva regulada.

Artículo 19. *Prudencia financiera requerida a los titulares de activos de red de transporte.*

1. A efectos de incorporar un principio de prudencia financiera requerido a los titulares de activos de red de transporte, se establece una penalización para las empresas cuyos ratios se sitúen fuera de los rangos de valores recomendables enunciados en el apartado quinto de la Comunicación 1/2019, de 23 de octubre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de definición de ratios para valorar el nivel de endeudamiento y la capacidad económico-financiera de las empresas que realizan actividades reguladas, y de rangos de valores recomendables de los mismos.

2. La penalización será el resultado de aplicar la siguiente fórmula.

$$PPFn = – 0{,}01 \times RAn \times (1 – IGRn), \text{ si } IGRn < 0{,}90$$

Donde:

n: es cada año del periodo regulatorio.

$PPF_{n:}$ es el valor de la penalización en el año n, en €.

$RA_{n:}$ es la retribución anual del titular de activos de red en el año n, en €, en los términos en los que se define en el artículo 5.

$IGR_{n:}$ es el índice global de ratios del año n, definido en el apartado sexto de la Comunicación 1/2019, de 23 de octubre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de definición de ratios para valorar el nivel de endeudamiento y la capacidad económico-financiera de las empresas que realizan actividades reguladas, y de rangos de valores recomendables de los mismos.

3. La penalización no será aplicable si se deriva de la existencia de saldos pendientes de liquidar al sistema eléctrico o de fianzas y depósitos pendientes de devolver a clientes que se hayan computado como deuda.

4. La penalización no será aplicable si el titular de activos de red de transporte forma parte de un grupo de sociedades en el que la matriz de dicho grupo también es titular de tales activos, y a nivel agregado o consolidado de dicha matriz y sus filiales titulares de activos de red, el IGR es superior o igual a 0,90.

5. El índice global de ratios del año n se determinará, para cada titular de activos de red de transporte, sobre sus datos relativos al ejercicio n-2, por resolución de la CNMC, previa audiencia a los interesados, en la que podrán alegar sobre los cálculos realizados y sobre la concurrencia de los supuestos recogidos en los apartados 3 y 4.

Disposición adicional primera. *Periodo regulatorio de aplicación.*

El primer periodo de aplicación de la metodología de retribución recogida en la presente circular transcurrirá entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2025.

Disposición adicional segunda. *Particularidades del periodo 2020-2025.*

1. El valor del parámetro al que se hace referencia en el artículo 8, definido como el parámetro que representa el reparto entre las empresas transportistas y el sistema de la diferencia entre los costes calculados según los valores unitarios de referencia del periodo regulatorio precedente y los vigentes en el nuevo periodo regulatorio, tomará el valor de 0,5 para el periodo 2020-2025.

2. El valor de la disponibilidad objetivo a que se hace referencia en el artículo 15, denominada, $D_{objetivo–periodo,}$ tomará un valor de 98,5 para el periodo 2020-2025.

Disposición adicional tercera. *Aplicación gradual de la penalización para procurar la prudencia financiera.*

La penalización establecida en el artículo 19 no será aplicable hasta el cuarto año del primer periodo de aplicación de la metodología, a efectos de posibilitar la adaptación de las empresas a los rangos de valores recomendables.

Disposición adicional cuarta. *Tasa de retribución financiera TRFp.*

En el primer año del primer periodo de aplicacion de la metodología (retribución del ejercicio 2020) la tasa de retribución financiera TRF_p tomará el valor 6,0033 por ciento.

Disposición transitoria única. *Cuantificación del ajuste retributivo derivado del empleo de activos en actividades diferentes al transporte.*

Hasta que se apruebe la resolución a la que alude el artículo 18, se considerará el cincuenta por ciento de los ingresos anuales obtenidos por el grupo en la realización de actividades diferentes al transporte de electricidad que empleen activos afectados a la actividad de transporte eléctrico a los efectos de minorar el valor anual de la retribución.

No obstante, este ajuste se regularizará si, de la resolución a que alude el artículo 18, resultase un porcentaje inferior de ingresos a considerar.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Familias de instalaciones de transporte

Tendrán la consideración de familias a los efectos de cálculo de la retribución por operación y mantenimiento, las instalaciones que tengan la consideración de transporte que se encuadren dentro de las tipologías definidas en este anexo.

Asimismo, a los efectos de cálculo del incentivo de disponibilidad de la red de transporte, desarrollado en el capítulo VI de la presente circular, se tendrán en cuenta las instalaciones que tengan la consideración de transporte y que se encuadren dentro de las tipologías siguientes, salvo las posiciones, tanto convencionales como las blindadas y móviles.

– Líneas aéreas a 400 kV.
– Líneas aéreas a 220 kV.
– Líneas aéreas a 132 kV.
– Líneas aéreas a 66 kV.
– Líneas subterráneas a 220 kV.
– Líneas subterráneas a 132 kV.
– Líneas subterráneas a 66 kV.
– Posiciones Convencionales 400 kV.
– Posiciones Convencionales 220 kV.
– Posiciones Convencionales 132 kV.
– Posiciones Convencionales 66 kV.
– Posiciones Blindadas 400 kV.
– Posiciones Blindadas 220 kV.
– Posiciones Blindadas 132 kV.
– Posiciones Blindadas 66 kV.
– Posiciones Móviles 220 kV.
– Posiciones Móviles 220 kV.
– Posiciones Móviles 132 kV.
– Posiciones Móviles 66 kV.
– Transformadores con primario a 400 kV.
– Transformadores 220/132 kV.
– Transformadores 220/66 kV.
– Transformadores 132/66 kV.
– Reactancias 400 kV.
– Reactancias 220 kV.
– Reactancias 132 kV.
– Reactancias 66 kV.
– Condensadores 400 kV.
– Condensadores 220 kV.
– Condensadores 132 kV.
– Condensadores 66 kV.

§ 96

Circular 7/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 304, de 19 de diciembre de 2019
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2019-18262

La actividad de transporte tiene carácter de monopolio natural y cuenta con un transportista único desde la aprobación de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, salvo las excepciones previstas en el artículo 34.2 de la vigente Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, establece en su artículo 14.8 que las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones, de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico según lo dispuesto en el artículo 1.1.

Asimismo, establece que para el cálculo de su retribución se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

Los parámetros de retribución se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europeo establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

Estos parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo del periodo regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión, se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente.

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece lo siguiente en su disposición transitoria segunda:

«Las metodologías, parámetros y la base de activos de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural y de las plantas de gas natural licuado aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resultarán de aplicación una vez finalizado el primer periodo regulatorio.

La fijación de las cuantías de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica, regasificación, transporte y distribución de gas recogidas en el artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, pasarán a ser ejercidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y serán aplicables a partir del 1 de enero de 2020.»

El artículo 14.12 de la Ley 24/2013, de 26 diciembre, establece que «corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la aprobación la retribución para cada año de las empresas titulares de instalaciones de transporte y distribución de conformidad con lo previsto en la Ley 3/2013, de 4 de junio».

Según el artículo 7.1.g) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, esta Comisión establecerá mediante circular los valores unitarios de inversión, de operación y mantenimiento y la vida útil regulatoria de las instalaciones con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada periodo regulatorio.

Según el artículo 1.2 de la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica, el primer período regulatorio termina el 31 de diciembre de 2019.

Por todo ello, a partir del ejercicio 2020 corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer una metodología de retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, la cual debe contemplar los principios legales introducidos en dicha actividad por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, de manera clara, estable y predecible, que contribuya a aportar estabilidad regulatoria, reduciendo sus costes de financiación y, con ellos, los del sistema eléctrico.

La circular que establece la nueva metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica es continuista en lo principal con la metodología anterior, y trata de cumplir con los objetivos en materia de eficiencia energética, maximizando la integración de las energías renovables y la reducción de emisiones, priorizando la mejora y actualización de la red existente, contemplando nuevas inversiones en redes inteligentes, posibilitando el alargamiento de vida útil de las instalaciones, de forma que se rentabilicen las inversiones y gastos necesarios de las empresas transportistas, lo que supone un ahorro para el consumidor y para el sistema en su conjunto. En este sentido, la presente circular viene a completar la citada circular por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, al objeto de aproximar la retribución por operación y mantenimiento a percibir por las empresas transportistas a los costes reales incurridos por las mismas.

La circular se adecúa a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, dado que responde a los principios de necesidad y eficiencia, siendo el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue. Asimismo, para las modificaciones pretendidas, se ha dado aplicación al principio de proporcionalidad.

De acuerdo con todos estos principios, se procede al establecimiento de los valores unitarios de operación y mantenimiento aplicables a partir del 1 de enero de 2020. Para ello, se ha analizado la información de la contabilidad regulatoria de costes de la actividad de transporte, realizando los ajustes procedentes en los costes declarados.

Esta circular desplaza las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban los valores unitarios de operación y mantenimiento para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de electricidad, disposiciones que, en las materias que son objeto de regulación en esta circular, devienen ahora inaplicables, conforme a lo establecido en el citado Real Decreto-ley. Dado que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerce esta competencia por primera vez, la circular no incluye una disposición derogatoria.

Por todo lo anterior, de conformidad con lo establecido en los apartados 8 y 12 del artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y del apartado 1.g) del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia y de acuerdo con los orientaciones de política energética previstas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión de 5 de diciembre de 2019 ha acordado emitir, de acuerdo con el Consejo de Estado, la presente circular.

Artículo 1. *Objeto.*

La presente circular tiene por objeto establecer las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado de las instalaciones de transporte de energía eléctrica, que serán aplicables a partir del 1 de enero de 2020.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

La presente circular será de aplicación a todos los activos de transporte de energía eléctrica ubicados en territorio español, que a la entrada en vigor de la presente circular tengan autorización de explotación, así como a los activos que se pongan en servicio con posterioridad a dicha entrada en vigor.

Artículo 3. *Instalaciones tipo y valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado aplicables a las instalaciones de transporte de energía eléctrica.*

1. Las instalaciones tipo que serán aplicables a las instalaciones de transporte de energía eléctrica son las que figuran en el anexo I.

2. Los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado, que serán aplicables a las instalaciones de transporte de energía eléctrica son los que figuran en los anexos II, III, IV y V, según el territorio en que estén ubicadas.

Disposición adicional única. *Periodo regulatorio de aplicación.*

El primer periodo de aplicación de la presente circular transcurrirá entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2025.

Los valores unitarios de referencia de inversión aplicables durante el periodo regulatorio 2020-2025 seguirán siendo los establecidos en la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Instalaciones tipo

Líneas

Código	Descripción
TI-001P	400 kV (duplex) Simple circuito.

Código	Descripción
TI-002P	400 kV (duplex) Doble circuito.
TI-003P	400 kV (duplex) Cuadruple circuito.
TI-004P	400 kV (triplex) Simple circuito.
TI-005P	400 kV (triplex) Doble circuito.
TI-006P	400 kV (triplex) Cuadruple circuito.
TI-007P	220 kV (simplex) Simple circuito.
TI-008P	220 kV (simplex) Doble circuito.
TI-009P	220 kV (duplex) Simple circuito.
TI-010P	220 kV (duplex) Doble circuito.
TI-011P	220 kV (duplex) Cuadruple circuito.
TI-012P	Simple circuito de Cu de 1,100 mm² de sección.
TI-013P	Doble circuito de Cu de 1,100 mm² de sección.
TI-014P	Simple circuito de Cu de 2.000 mm² de sección.
TI-015P	Doble circuito de Cu de 2.000 mm² de sección.
TI-016P	Simple circuito de Cu de 2.500 mm² de sección.
TI-017P	Doble circuito de Cu de 2.500 mm² de sección.
TI-018P	Simple circuito de Al de 630 mm² de sección.
TI-019P	Doble circuito de Al de 630 mm² de sección.
TI-020P	Simple circuito de Al de 1,200 mm² de sección.
TI-021P	Doble circuito de Al de 1,200 mm² de sección.
TI-022P	Simple circuito de Al de 2,000 mm² de sección.
TI-023P	Doble circuito de Al de 2,000 mm² de sección.
TI-024B	220 kV (dúplex) Simple Circuito.
TI-025B	220 kV (dúplex) Doble Circuito.
TI-026B	220 kV (simplex) Simple Circuito.
TI-027B	220 kV (simplex) Doble Circuito.
TI-028B	132 kV (simplex) Simple Circuito.
TI-029B	132 kV (simplex) Doble Circuito.
TI-030B	66 kV (simplex) Simple Circuito.
TI-031B	66 kV (simplex) Doble Circuito.
TI-091B	220 kV Simple circuito de Cu 2.000 mm² de sección.
TI-032B	220 kV Doble circuito de Cu 2.000 mm² de sección.
TI-033B	220 kV Simple circuito de Cu 1.100 mm² de sección.
TI-034B	220 kV Doble circuito de Cu 1.100 mm² de sección.
TI-035B	220 kV Simple circuito de Al 630 mm² de sección.
TI-036B	220 kV Doble circuito de Al 630 mm² de sección.
TI-037B	220 kV Simple circuito de Al 2.000 mm² de sección.
TI-038B	220 kV Doble circuito de Al 2.000 mm² de sección.
TI-039B	220 kV Simple circuito de Al 1.200 mm² de sección.
TI-040B	220 kV Doble circuito de Al 1.200 mm² de sección.
TI-041B	132 kV Simple circuito de Al 1.200 mm² de sección.
TI-042B	132 kV Doble circuito de Al 1.200 m² de sección.
TI-043B	66 kV Simple circuito de Al 1.000 m² de sección.
TI-044B	66 kV Doble circuito de Al 1.000 m² de sección.
TI-045C	220 kV (dúplex) Simple Circuito.
TI-046C	220 kV (dúplex) Doble Circuito.
TI-047C	220 kV (simplex) Simple Circuito.
TI-048C	220 kV (simplex) Doble Circuito.
TI-049C	132 kV (simplex) Simple Circuito.
TI-050C	132 kV (simplex) Doble Circuito.
TI-051C	66 kV (simplex) Simple Circuito.
TI-052C	66 kV (simplex) Doble Circuito.
TI-053C	220 kV Simple circuito de Cu 2.000 mm² de sección.
TI-054C	220 kV Doble circuito de Cu 2.000 mm² de sección.
TI-055C	220 kV Simple circuito de Cu 1.100 mm² de sección.
TI-056C	220 kV Doble circuito de Cu 1.100 mm² de sección.
TI-057C	220 kV Simple circuito de Al 630 mm² de sección.
TI-058C	220 kV Doble circuito de Al 630 mm² de sección.
TI-059C	220 kV Simple circuito de Al 2.000 mm² de sección.
TI-060C	220 kV Doble circuito de Al 2.000 mm² e sección.
TI-061C	220 kV Simple circuito de Al 1.200 mm² de sección.
TI-062C	220 kV Doble circuito de Al 1.200 mm² de sección.
TI-063C	132 kV Simple circuito de Al 1.200 m² de sección.
TI-064C	132 kV Doble circuito de Al 1.200 m² de sección.
TI-065C	66 kV Simple circuito de Al 1.000 m² de sección.
TI-066C	66 kV Doble circuito de Al 1.000 m² de sección.
TI-067DI	220 kV (dúplex) Simple Circuito.
TI-068DI	220 kV (dúplex) Doble Circuito.
TI-069DI	220 kV (simplex) Simple Circuito.

Código	Descripción
TI-070DI	220 kV (simplex) Doble Circuito.
TI-071DI	132 kV (simplex) Simple Circuito.
TI-072DI	132 kV (simplex) Doble Circuito.
TI-073DI	66 kV (simplex) Simple Circuito.
TI-074DI	66 kV (simplex) Doble Circuito.
TI-075DI	220 kV Simple circuito de Cu 2.000 mm^2 de sección.
TI-076DI	220 kV Doble circuito de Cu 2.000 mm^2 de sección.
TI-077DI	220 kV Simple circuito de Cu 1.100 mm^2 de sección.
TI-078DI	220 kV Doble circuito de Cu 1.100 mm^2 de sección.
TI-079DI	220 kV Simple circuito de Al 630 mm^2 de sección.
TI-080DI	220 kV Doble circuito de Al 630 mm^2 de sección.
TI-081DI	220 kV Simple circuito de Al 2.000 mm^2 de sección.
TI-082DI	220 kV Doble circuito de Al 2.000 mm^2 de sección.
TI-083DI	220 kV Simple circuito de Al 1.200 mm^2 de sección.
TI-084DI	220 kV Doble circuito de Al 1.200 mm^2 de sección.
TI-085DI	132 kV Simple circuito de Al 1.200 m^2 de sección.
TI-086DI	132 kV Doble circuito de Al 1.200 m^2 de sección.
TI-087DI	66 kV Simple circuito de Al 1.000 m^2 de sección.
TI-088DI	66 kV Doble circuito de Al 1.000 m^2 de sección.

Posiciones

Código	Descripción
TI-090P	Convencional 400 kV, 50 kA, todas las configuraciones.
TI-091P	Convencional 220 kV, 40 kA, Interruptor y medio.
TI-092P	Convencional 220 kV, 40 kA, resto de configuraciones.
TI-093P	Blindada 400 kV, 63 kA, todas las configuraciones.
TI-094P	Blindada 400 kV, 63 kA, con fluoductos.
TI-095P	Blindada 220 kV, 40 kA, en edificio, todas las configuraciones.
TI-096P	Blindada 220 kV, 40 kA, en edificio, todas las configuraciones, con fluoductos.
TI-097P	Blindada 220 kV, 50 kA, en edificio, todas las configuraciones.
TI-098P	Blindada 220 kV, 50 kA, en edificio, todas las configuraciones, con fluoductos.
TI-099P	Blindada 220 kV, 63 kA, en edificio, todas las configuraciones.
TI-100P	Blindada 220 kV, 63 kA, en edificio, todas las configuraciones, con fluoductos.
TI-101P	Blindada 220 kV, 50 kA, en intemperie, todas las configuraciones.
TI-102P	Blindada 220 kV, 50 kA, en intemperie, todas las configuraciones, con fluoductos.
TI-103P	Blindada 220 kV, 63 kA, en intemperie, todas las configuraciones.
TI-104P	Blindada 220 kV, 63 kA, en intemperie, todas las configuraciones, con fluoductos.
TI-105P	Móvil 400 kV, todas las configuraciones.
TI-106P	Móvil 220 kV, todas las configuraciones.
TI-107B	Convencional 220 kV, 40 kA, Interruptor y medio.
TI-108B	Convencional 220 kV, 40 kA, resto configuraciones.
TI-109B	Convencional 132 kV, 31,5 kA.
TI-110B	Convencional 66 kV, 31,5 kA.
TI-111B	Blindada 220 kV en edificio, 40 kA.
TI-112B	Blindada 220 kV en edificio, 40 kA, con fluoductos.
TI-113B	Blindada 132 kV, 31,5 kA.
TI-114B	Blindada 66 kV, 31,5 kA.
TI-115B	Móvil 220 kV, todas las configuraciones.
TI-116B	Móvil 132 kV, todas las configuraciones.
TI-117B	Móvil 66 kV, todas las configuraciones.
TI-118C	Convencional 220 kV, 40 kA, Interruptor y medio.
TI-119C	Convencional 220 kV, 40 kA, resto configuraciones.
TI-139C	Convencional 132 kV, 31,5 kA.
TI-120C	Convencional 66 kV, 31,5 kA.
TI-121C	Blindada 220 kV en edificio, 40 kA.
TI-122C	Blindada 220 kV en edificio, 40 kA, con fluoductos.
TI-123C	Blindada 132 kV, 31,5 kA.
TI-124C	Blindada 66 kV, 31,5 kA.
TI-125C	Móvil 220 kV, todas las configuraciones.
TI-126C	Móvil 132 kV, todas las configuraciones.
TI-127C	Móvil 66 kV, todas las configuraciones.
TI-128DI	Convencional 220 kV, 40 kA, Interruptor y medio.
TI-129DI	Convencional 220 kV, 40 kA, resto configuraciones.
TI-130DI	Convencional 132 kV, 31,5 kA.
TI-131DI	Convencional 66 kV, 31,5 kA.
TI-132DI	Blindada 220 kV en edificio, 40 kA.

Código	Descripción
TI-133DI	Blindada 220 kV en edificio, 40 kA, con fluoductos.
TI-134DI	Blindada 132 kV, 31,5 kA.
TI-135DI	Blindada 66 kV, 31,5 kA.
TI-136DI	Móvil 220 kV, todas las configuraciones.
TI-137DI	Móvil 132 kV, todas las configuraciones.
TI-138DI	Móvil 66 kV, todas las configuraciones.

Máquinas

Código	Descripción
TI-140P	Transformadores monofásicos (400/220 kV).
TI-141P	Transformadores trifásicos (400/220/132 kV).
TI-142P	Reactancias (400 ó 220 kV).
TI-143P	Condensadores (400 ó 220 kV).
TI-144B	Transformador (220/132 kV).
TI-145B	Transformador (220/66 kV).
TI-146B	Transformador (132/66 kV).
TI-147B	Reactancias (220 kV).
TI-148B	Reactancias (132 kV).
TI-149B	Reactancias (66 kV).
TI-150B	Condensadores (66 kV).
TI-151C	Transformador (220/132 kV).
TI-152C	Transformador (220/66 kV).
TI-153C	Transformador (132/66 kV).
TI-154C	Reactancias (220 kV).
TI-155C	Reactancias (132 kV).
TI-156C	Reactancias (66 kV).
TI-157C	Condensadores (66 kV).
TI-158DI	Transformador (220/132 kV).
TI-159DI	Transformador (220/66 kV).
TI-160DI	Transformador (132/66 kV).
TI-161DI	Reactancias (220 kV).
TI-162DI	Reactancias (132 kV).
TI-163DI	Reactancias (66 kV).
TI-164DI	Condensadores (66 kV).

Instalaciones singulares

Código	Descripción
TI-089P	Líneas singulares ubicadas en territorio peninsular.
TI-090B	Líneas singulares ubicadas en las islas Baleares.
TI-090C	Líneas singulares ubicadas en las islas de Tenerife y Gran Canaria.
TI-090DI	Líneas singulares ubicadas en el resto de islas pertenecientes a las Islas Canarias.
TI-165P	Desfasador instalado en territorio peninsular.

Otras tipologías

Código	Descripción
TI-166	Static Synchronous Compensator (STATCOM).
TI-167	Static Var Compensator (SVC).
TI-168	Thyristor Controlled Reactor (TCR).
TI-169	Thyristor Switched Reactance (TSR).
TI-170	Thyristor Switched Capacitor (TSC).
TI-171	Thyristor controlled Braking Resistor (TCR).
TI-172	Static Synchronous Series Compensator (SSSC).
TI-173	Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC).
TI-174	Thyristor Switched Series.
TI-175	Capacitor (TSSC).
TI-176	Thyristor Controlled Series Reactance (TCSR).
TI-177	Thyristor Switched Series Reactor (TSSR).
TI-178	Overload Line Controller.
TI-179	Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer (TCPST).
TI-180	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator (TCPR).
TI-181	Unified Power Flow Controller (UPFC).

Código	Descripción
TI-182	Interline Power Flow Controller (IPFC).

ANEXO II

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en el territorio peninsular

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para líneas

Líneas con un solo circuito	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 400 kV.	3.056
Líneas aéreas 220 kV.	2.056
Líneas subterráneas 220 kV.	1.779

Líneas con circuitos múltiples	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 400 kV.	2.856
Líneas aéreas 220 kV.	1.856
Líneas subterráneas 220 kV.	1.579

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para posiciones

Posiciones convencionales	Término variable €/posición
Convencional 400 kV.	47.339
Convencional 220 kV.	38.972

Posiciones blindadas	Término variable €/posición
Blindada 400 kV.	30.417
Blindada 220 kV.	24.568

Posiciones móviles	Término variable €/posición
Móvil 400 kV.	30.417
Móvil 220 kV.	24.568

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para máquinas

Máquinas de potencia	Término variable €/MVA
Transformadores €/MVA.	131

Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Reactancias €/MVAr.	11
Condensadores €/MVAr.	8

ANEXO III

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en las Illes Balears

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para líneas

Líneas con un solo circuito	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 220 kV.	2.754
Líneas aéreas 132 kV.	2.014
Líneas aéreas 66 kV.	1.770
Líneas subterráneas 220 kV.	2.185
Líneas subterráneas 132 kV.	1.080

Líneas con un solo circuito	Término variable en €/km y circuito
Líneas subterráneas 66 kV.	1.029

Líneas con circuitos múltiples	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 220 kV.	2.554
Líneas aéreas132 kV.	1.814
Líneas aéreas 66 kV.	1.570
Líneas subterráneas 220 kV.	1.985
Líneas subterráneas 132 kV.	880
Líneas subterráneas 66 kV.	829

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para posiciones

Posiciones convencionales	Término variable €/posición
Convencional 220 kV.	43.755
Convencional 132 kV.	32.724
Convencional 66 kV.	25.432

Posiciones blindadas	Término variable €/posición
Blindada 220 kV.	27.851
Blindada 132 kV.	20.972
Blindada 66 kV.	16.700

Posiciones móviles	Término variable €/posición
Móvil 220 kV.	27.851
Móvil 132 kV.	20.972
Móvil 66 kV.	16.700

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para máquinas

Máquinas de potencia	Término variable €/MVA
Transformador (220/132 kV).	157
Transformador (220/66 kV).	201
Transformador (132/66 kV).	314

Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Reactancias (220 kV).	28
Reactancias (132 kV).	32
Reactancias (66 kV).	15
Condensadores (66 kV).	19

ANEXO IV

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en las islas de Tenerife y Gran Canaria

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para líneas

Líneas con un solo circuito	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 220 kV.	3.255
Líneas aéreas 132 kV.	2.559
Líneas aéreas 66 kV.	2.459
Líneas subterráneas 220 kV.	2.035
Líneas subterráneas 132 kV.	1.137
Líneas subterráneas 66 kV.	1.076

Líneas con circuitos múltiples	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 220 kV.	3.055
Líneas aéreas 132 kV.	2.359

Líneas con circuitos múltiples	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 66 kV.	2.259
Líneas subterráneas 220 kV.	1.835
Líneas subterráneas 132 kV.	937
Líneas subterráneas 66 kV.	876

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para posiciones

Posiciones convencionales	Término variable €/posición
Convencional 220 kV.	46.764
Convencional 132 kV.	34.975
Convencional 66 kV.	27.181

Posiciones blindadas	Término variable €/posición
Blindada 220 kV.	29.548
Blindada 132 kV.	22.250
Blindada 66 kV.	17.718

Posiciones móviles	Término variable €/posición
Móvil 220 kV.	29.548
Móvil 132 kV.	22.250
Móvil 66 kV.	17.718

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para máquinas

Máquinas de potencia	Término variable €/MVA
Transformador (220/132 kV).	162
Transformador (220/66 kV).	208
Transformador (132/66 kV).	326

Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Reactancias (220 kV).	30
Reactancias (132 kV).	33
Reactancias (66 kV).	17
Condensadores (66 kV).	20

ANEXO V

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de energía eléctrica ubicadas en el resto de islas pertenecientes al Archipiélago Canario

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para líneas

Líneas con un solo circuito	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 220 kV.	4.033
Líneas aéreas 132 kV.	3.116
Líneas aéreas 66 kV.	3.016
Líneas subterráneas 220 kV.	2.441
Líneas subterráneas 132 kV.	1.368
Líneas subterráneas 66 kV.	1.266

Líneas con circuitos múltiples	Término variable en €/km y circuito
Líneas aéreas 220 kV.	3.833
Líneas aéreas 132 kV.	2.916
Líneas aéreas 66 kV.	2.816
Líneas subterráneas 220 kV.	2.241
Líneas subterráneas 132 kV.	1.168
Líneas subterráneas 66 kV.	1.066

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para posiciones

Posiciones convencionales	Término variable €/posición
Convencional 220 kV.	55.504
Convencional 132 kV.	41.501
Convencional 66 kV.	32.254

Posiciones blindadas	Término variable €/posición
Blindada 220 kV.	34.652
Blindada 132 kV.	26.093
Blindada 66 kV.	20.778

Posiciones móviles	Término variable €/posición
Móvil 220 kV.	34.652
Móvil 132 kV.	26.093
Móvil 66 kV.	20.778

Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para máquinas

Máquinas de potencia	Término variable €/MVA
Transformador (220/132 kV)	179
Transformador (220/66 kV)	228
Transformador (132/66 kV)	357

Máquinas de compensación de reactiva	Término variable €/MVAr
Reactancias (220 kV)	32
Reactancias (132 kV)	37
Reactancias (66 kV)	18
Condensadores (66 kV)	21

§ 97

Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 19, de 22 de enero de 2021
Última modificación: 11 de octubre de 2024
Referencia: BOE-A-2021-904

El derecho de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución constituye uno de los principios rectores de la liberalización del mercado de la electricidad: así lo ha confirmado la normativa sectorial española y el acervo de la Unión Europea.

En particular, la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, dedica su Capítulo VIII a la «Organización del acceso a la red», y establece que «Las autoridades reguladoras, cuando los Estados miembros así lo hayan dispuesto, o los Estados miembros garantizarán que dichos criterios se aplican de manera coherente y que el usuario de la red al que se ha denegado el acceso puede recurrir a un procedimiento de solución de conflictos».

La misma Directiva, en su artículo 36.e), así como la vigente Directiva (UE) 2019/944, de 5 de junio de 2019, en su artículo 58.e), incluyen entre los «Objetivos generales de la autoridad reguladora» el de «facilitar el acceso a la red de nuevas capacidades de generación e instalaciones de almacenamiento de energía, en particular suprimiendo las trabas que pudieran impedir el acceso a nuevos agentes del mercado y de electricidad procedente de fuentes de energía renovables».

En España, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, reguló el acceso de terceros a las redes de transporte y de distribución en sus artículos 38 y 42, respectivamente, cuyas condiciones fueron luego desarrolladas por el Título IV del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Por su parte, el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, estableció un procedimiento específico para la solicitud de los permisos de acceso y conexión a las redes de distribución para las instalaciones incluidas en su ámbito de aplicación.

El artículo 33 de la vigente Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, regula con carácter general el acceso y la conexión a las redes, y define los conceptos de derecho de acceso, derecho de conexión, permiso de acceso y permiso de conexión. En su apartado 11 y último, según redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, dicho artículo establece que «la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará

mediante Circular la metodología y las condiciones de acceso y conexión que comprenderá: el contenido de las solicitudes y permisos, los criterios económicos, los criterios para la evaluación de la capacidad, los motivos para la denegación, el contenido mínimo de los contratos y la obligación de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión.»

Por otra parte, el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica contiene criterios para ordenar el acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución de electricidad y establece, en su disposición final octava el mandato para que Gobierno y Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprueben en el plazo máximo de tres meses desde la entrada en vigor del mencionado Real Decreto-ley cuantas disposiciones reglamentarias sean precisas para el desarrollo y ejecución en el ámbito de sus competencias de lo previsto en el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

De acuerdo con este mandato y con la habilitación competencial mencionada, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia regula en esta Circular la metodología y las condiciones de acceso y conexión, de forma coherente con el desarrollo reglamentario regulado en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, tal como está previsto en el mencionado artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

La Circular se adecúa a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, dado que responde a los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia. Esta propuesta de Circular es el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue.

En particular, se cumplen los principios de necesidad y eficacia, al preverse su desarrollo en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la cual establece que deberán aprobarse mediante circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la metodología y las condiciones de acceso y conexión a las redes, elementos que constituyen el objeto de esta norma. Además, la aprobación de esta circular es condición necesaria para dar cumplimiento a la disposición final octava del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio.

Asimismo, se cumple el principio de proporcionalidad al llevar a cabo el desarrollo normativo de los aspectos atribuidos a esta Comisión en materia de acceso y conexión, en virtud del repetido artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Se entiende satisfecho también el principio de seguridad jurídica, dado que la circular es coherente con el resto del ordenamiento jurídico, nacional y de la Unión Europea, y su aprobación desencadenará la aplicabilidad del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y, con ella, la del marco normativo en materia de acceso y conexión que aprobó dicha ley, en lugar del marco transitorio aplicado actualmente.

Esta circular cumple el principio de transparencia en la medida en que su propuesta ha sido sometida a trámite de audiencia, tanto al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico como a través del Consejo Consultivo de Electricidad, así como publicada en la página web de este Organismo, y describe en su preámbulo y en su memoria los objetivos que se persiguen. Finalmente, el principio de eficiencia se satisface en la medida en que no introduce cargas administrativas innecesarias o accesorias.

Los desarrollos normativos posteriores a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, entre los que se encuentran el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, y el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, remiten, en lo relativo al acceso y conexión, a los ya señalados Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre. Por último, recientemente se ha publicado el ya mencionado Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Esta Circular tiene por objeto culminar el proceso de regulación relativa a la metodología y las condiciones del acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. En un contexto de rápido desarrollo de la producción a partir de fuentes de energía

renovables, tanto en forma de instalaciones a gran escala como de generación distribuida (en este último caso a menudo bajo una modalidad de autoconsumo), en el que la disponibilidad de capacidad suficiente en las redes constituye un factor decisivo a la hora de acometer nuevos proyectos, se hace necesario reducir la dispersión normativa y proporcionar una guía clara de cuáles son los pasos a seguir conducentes a la obtención de los permisos de acceso y conexión.

Se ha optado por limitar el alcance del texto al acceso y conexión de los productores, dejando el tratamiento específico de consumidores y distribuidores para otra Circular. El principal motivo para acometer en primer lugar las especificidades propias de las instalaciones de generación es el gran volumen de solicitudes de acceso de este tipo que se han acumulado en los últimos años, hasta el punto de saturar la práctica totalidad de los nudos de transporte –y gran parte de la red de distribución de más alta tensión– en las zonas donde existe disponibilidad de recurso eólico o solar. Es prioritario ordenar y dar un horizonte de factibilidad al elevado número de proyectos propuestos, máxime en el marco de un esfuerzo nacional y comunitario sin precedentes para alcanzar unos ambiciosos objetivos de penetración de energías renovables.

La Circular se asienta por lo tanto sobre el principio del derecho de acceso de terceros, para impedir la discriminación entre usuarios y favorecer la cooperación y coordinación entre gestores y titulares de las redes de transporte y distribución, de un lado, y los titulares de las instalaciones de producción, de otro.

Persigue asimismo incrementar la eficiencia en el proceso de acceso y conexión a las redes, agilizando la tramitación tanto como sea posible y maximizando la información relacionada con la utilización de las redes, promoviendo un elevado grado de transparencia a los gestores y titulares de las redes. La Circular busca asimismo promocionar la competencia en el mercado de generación en beneficio de los consumidores, fomentando la optimización en el aprovechamiento de las instalaciones de conexión.

Con fin de maximizar la transparencia en el proceso, los gestores de redes deberán mantener accesible en su página web y mensualmente actualizada información detallada sobre las capacidades disponibles en los nudos de sus redes de tensión superior a 1 kV.

Los anexos de la Circular comprenden una serie de criterios técnicos necesarios para: i) evaluar la capacidad de acceso, ii) evaluar la viabilidad de conexión, iii) determinar la influencia de la instalación de producción en otra red distinta de aquella a la cual se conecta. En la determinación de dichos criterios, así como en el de las especificaciones de detalle que puedan concretar determinados aspectos de su definición, se toman en consideración las posibilidades que la progresiva digitalización de las redes ofrece para maximizar la integración de la generación a partir de fuentes de energía renovables.

Esta circular desplaza las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban la metodología y condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de electricidad, disposiciones que, en las materias que son objeto de regulación en esta circular, devienen ahora inaplicables, conforme a lo establecido en el citado Real Decreto-ley. Dado que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerce esta competencia por primera vez, la circular no incluye una disposición derogatoria. Este efecto se produce sin perjuicio de que, a través, en su caso, de mecanismos de cooperación, se pueda articular una tabla de vigencias para facilitar el conocimiento de las normas aplicables en estas materias, así como que se dé publicidad, a través de las oportunas páginas web, al compendio de normas aplicables, estructurado por materias.

Por todo lo anterior, de conformidad con lo establecido en los apartados 2 y 11 del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y del apartado 1.f) del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia y de acuerdo con el dictamen del Consejo de Estado, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión de 20 de enero de 2020, ha acordado emitir la presente Circular.

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Esta Circular tiene por objeto establecer la metodología y condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución por parte de los productores de energía eléctrica, incluidas las instalaciones de almacenamiento en los términos previstos en el artículo 6.3 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta circular es de aplicación a:

a) Los solicitantes de permisos de acceso y de conexión a un punto de las redes de transporte y de distribución de energía eléctrica para instalaciones de generación de electricidad.

b) Los titulares de redes de transporte y de distribución de energía eléctrica, así como a los gestores de dichas redes.

CAPÍTULO II

Solicitud de los permisos de acceso y de conexión

Artículo 3. *Contenido de la solicitud de acceso y de conexión.*

1. En lo que se refiere al desarrollo de la tramitación y, en particular, a los plazos aplicables y las eventuales subsanaciones a la información remitida con motivo de las solicitudes de los permisos de acceso y de conexión, se estará a lo dispuesto en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

2. Los gestores de las redes de transporte o de distribución deben tener disponible en su página web un modelo de solicitud de permisos de acceso y de conexión. En tanto dicho modelo pueda ser objeto de modificaciones sucesivas, cada versión del mismo deberá identificar de forma claramente visible el periodo durante el cual es o ha sido de aplicación. Los gestores mantendrán accesible el histórico de modelos de solicitud durante al menos siete años. Dicha solicitud debe contener al menos la información detallada a continuación:

a) Identificación del solicitante y datos de contacto.

b) Copia del resguardo acreditativo de haber depositado adecuadamente la garantía económica, de conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

c) **(Suprimida)**

d) Anteproyecto de la instalación de generación de electricidad, el cual contendrá al menos los siguientes elementos:

i) Identificación de la instalación de generación de electricidad, incluyendo la tecnología y la capacidad de acceso para la que se solicitan los permisos, así como las coordenadas UTM de la línea poligonal que circunscribe a la instalación.

ii) En el caso de hibridación, identificación de las distintas tecnologías y potencia de los correspondientes módulos de generación de electricidad.

iii) Nudo, tramo de línea o posición exacta a la que pretende conectarse el productor.

iv) Esquemas unifilares de la instalación o agrupación de instalaciones objeto de los permisos, incluidas en su caso la línea, posiciones y aparamenta necesarias para la evacuación de la energía generada.

v) En el caso de disponer de elementos de acumulación de energía eléctrica, descripción de dichos elementos, incluida su capacidad de almacenamiento. Asimismo, se deberá indicar expresamente si la configuración de la instalación para la que se solicitan los permisos permite el consumo de energía eléctrica de la red.

vi) Potencia contratada prevista para el consumo de los servicios auxiliares.

vii) En el caso de instalaciones de generación de electricidad asociadas a una modalidad de autoconsumo con excedentes, potencia contratada por el consumo o consumos asociados.

viii) Presupuesto estimativo de la instalación de generación de electricidad, incluidos en su caso los elementos de acumulación, así como las infraestructuras de evacuación.

Cada gestor de red podrá incorporar a su modelo de solicitud cuanta información considere necesaria para la correcta tramitación de los permisos, siempre y cuando dicho modelo sea empleado de forma objetiva y no discriminatoria en la tramitación de todas las solicitudes gestionadas por dicho gestor. Toda información adicional debe circunscribirse a lo indispensable para valorar la capacidad de acceso y la viabilidad de la conexión a la red. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará la pertinencia y proporcionalidad de dicha información adicional en el marco de las competencias otorgadas por el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

3. En lo que se refiere a los medios de presentación de las solicitudes de permisos de acceso y de conexión, se estará a lo previsto en el artículo 5.5 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

Artículo 4. *Contenido de la solicitud de acceso y de conexión en el caso de procedimiento abreviado.*

1. Los sujetos que, según el artículo 16 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, puedan acogerse al procedimiento abreviado tendrán la oportunidad de optar por una solicitud simplificada de permisos de acceso y conexión. A estos efectos, los gestores de las redes de transporte o de distribución deberán tener disponible en su página web un modelo de dicha solicitud simplificada que deberá contener al menos la siguiente información:

a) Identificación del solicitante y datos de contacto.

b) Identificación de la instalación de generación de electricidad, incluyendo la tecnología y la capacidad de acceso para la que se solicitan los permisos.

c) En el caso de hibridación, identificación de las distintas tecnologías de los correspondientes módulos de generación de electricidad.

d) Nudo o posición exacta a la que pretende conectarse el productor o petición expresa al gestor de la red para que determine el punto de la red que mejor se adapte a las necesidades del solicitante.

e) En el caso de disponer de elementos de acumulación de energía eléctrica, descripción de dichos elementos, incluida su capacidad de almacenamiento.

f) En el caso de instalaciones de producción asociadas a una modalidad de autoconsumo con excedentes, potencia contratada por el consumo o consumos asociados.

CAPÍTULO III

Concesión de los permisos

Artículo 5. *Análisis de la solicitud.*

1. Una vez admitida a trámite la solicitud conforme a lo previsto en el artículo 10 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, el gestor de la red debe valorar la existencia o no de capacidad de acceso, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el anexo I y, en su caso, el correspondiente informe de aceptabilidad al que hace referencia el presente artículo.

2. Cuando, según las condiciones establecidas en el anexo III, se considere que una solicitud de acceso y conexión a la red de distribución tiene influencia en una red distinta de aquella a la que se pretende el acceso, el gestor de la red a la que se solicita el acceso consultará al gestor de la red a la que esté conectado, quien dentro de los plazos establecidos en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica deberá emitir un informe de

aceptabilidad en el que se especifique claramente si existe capacidad de acceso suficiente o no, según los criterios establecidos en el anexo I.

3. Simultáneamente y dentro de los plazos establecidos en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica para la tramitación conjunta de los permisos de acceso y conexión, el titular de la red a la cual se solicita permiso de conexión debe evaluar la viabilidad de dicha conexión en el punto solicitado, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el anexo II.

Artículo 6. *Resultado del análisis de la solicitud.*

1. El gestor de la red a la que pretenda conectarse el productor comunicará a este el resultado del análisis de su solicitud, el cual resultará en su aceptación o denegación; la denegación será a su vez total o parcial.

2. La aceptación del punto solicitado por el productor para la instalación referida en la solicitud debe incluir tanto la existencia de capacidad de acceso a la red como la viabilidad de la conexión a la misma, así como las correspondientes condiciones técnicas, que incluirán al menos:

a) Los parámetros técnicos que caractericen el punto de conexión, entre los que figuran, al menos: tensión, ubicación y potencia de cortocircuito. A su vez, se especificarán la potencia de cortocircuito máxima de diseño, para el cálculo de la aparamenta de protección, y la potencia de cortocircuito mínima, para el cálculo de las variaciones de tensión permitidas en el punto de conexión.

b) La descripción de aquellas situaciones en las que el derecho de acceso del sujeto en el punto de conexión propuesto pueda ser restringido temporalmente.

c) Las condiciones y requisitos técnicos de las líneas de evacuación y, en su caso, de las instalaciones para la conexión de entrada al centro de transformación o a la subestación a la que vierta dicha línea.

d) El pliego de condiciones técnicas de los trabajos necesarios para conectarse a la red. En particular, el detalle de las actuaciones a realizar en la red de transporte o distribución que deban ser sufragadas por el solicitante de los permisos de acceso y conexión. Conforme a lo previsto en el artículo 12.8 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, dicho presupuesto será calculado teniendo en consideración tanto los costes constructivos como aquellos otros costes necesarios para la conexión de las instalaciones objeto de la solicitud de acceso y conexión.

e) Excepto en lo relativo a los plazos, el pliego mencionado en el punto anterior deberá ajustarse, para las instalaciones incluidas en su ámbito de aplicación, a lo dispuesto en el artículo 6 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, y en los restantes casos, a lo dispuesto en la disposición adicional decimotercera del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

3. La aceptación debe ir acompañada de las correspondientes condiciones económicas, que incluirán al menos:

a) Un presupuesto que deberá ajustarse, para las instalaciones incluidas en su ámbito de aplicación, a lo dispuesto en el artículo 6 del citado Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, y en los restantes casos, a lo dispuesto en la disposición adicional decimotercera del citado Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

b) En su caso, indicación expresa de los convenios de resarcimiento existentes.

4. Las condiciones técnicas asociadas a la aceptación del punto deben ser de posible cumplimiento y no podrán estar sujetas a condiciones ajenas al solicitante. En caso contrario, el resultado del análisis de la solicitud será la denegación.

5. La denegación del punto solicitado por el productor para la instalación referida en la solicitud deberá especificar:

a) Si la denegación se produce por motivos de acceso o de conexión, según las causas tasadas en el artículo 8 y los anexos I y II.

b) Una memoria justificativa, cuya extensión y especificidad guardará relación con el tamaño de la instalación, que contenga los datos, referencias y cálculos considerados para soportar adecuadamente las causas de la denegación. En todo caso, la memoria indicará la capacidad de acceso disponible en el punto de la red solicitado, así como una estimación del grado de sobrecarga, en términos de volumen de capacidad y horas de utilización, al que estaría sometido dicho punto de admitirse la solicitud.

c) Posibles propuestas alternativas, o mención explícita de la inexistencia de las mismas, en el punto solicitado o en otro punto de la red cercano para el que exista capacidad de acceso y viabilidad de conexión, siempre que se observen los criterios para considerar que la instalación es la misma a efectos de los permisos de acceso y conexión solicitados, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional decimocuarta y en el anexo II del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

6. De existir soluciones de conexión asociadas a permisos ya concedidos o a solicitudes con mejor orden de prelación, las propuestas alternativas contemplarán su compatibilidad o complementariedad con la solución de conexión planteada en la solicitud analizada. En el caso de existencia de convenios de resarcimiento, dicha información deberá figurar expresamente.

7. Si el resultado del análisis de la solicitud contemplara una denegación parcial de la potencia incluida en la solicitud, se aplicará lo especificado en el apartado 6 a la capacidad de acceso que se deniega.

8. Todo resultado del análisis que contemple una denegación parcial deberá detallar expresamente la capacidad de acceso que sí sería objeto de aceptación.

9. En el caso de instalaciones de almacenamiento la solicitud incluirá también la información pertinente desde el punto de vista de la demanda de acuerdo con la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica.

Artículo 7. *Contenido de los permisos de acceso y conexión.*

1. Dichos permisos deben incluir:

a) Identificación de las garantías económicas constituidas ante la Administración correspondiente relacionadas con el proyecto al que se otorga el permiso.

b) Identificación de la instalación de generación de electricidad, incluyendo la tecnología y la capacidad de acceso para la que se otorga el permiso. En el caso de disponer de elementos de acumulación de energía eléctrica, descripción de dichos elementos, incluida su capacidad de almacenamiento. Asimismo, se incluirán las coordenadas UTM de la instalación de generación en los casos en que sea relevante para la validez de dichos permisos, de conformidad con lo establecido en la disposición adicional decimocuarta del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y con el anexo II de la presente Circular.

c) En el caso de hibridación, identificación de las distintas tecnologías de los correspondientes módulos de generación de electricidad.

d) Identificación precisa del punto de conexión definitivo incluyendo denominación y coordenadas UTM.

e) Condiciones técnicas ligadas a la conexión. No podrán ser más restrictivas o exigentes que las comunicadas con motivo del análisis de la solicitud. No obstante lo anterior, en el caso de que se produzca la entrada de nuevos solicitantes, dichas condiciones podrán ser modificadas en los 6 meses posteriores a la emisión de los permisos. Transcurrido dicho plazo, las condiciones serán consideradas definitivas.

f) Condiciones económicas ligadas a la conexión. No podrán ser más onerosas que las comunicadas con motivo del análisis de la solicitud. No obstante lo anterior, en el caso de que se produzca la entrada de nuevos solicitantes, dichas condiciones podrán ser modificadas en los 6 meses posteriores a la emisión de los permisos con un límite máximo de un 20 % al alza. Transcurrido dicho plazo las condiciones serán consideradas definitivas.

g) Fecha de emisión de los permisos. Se considerará esta fecha como la de concesión de los permisos a efectos del cómputo de plazos para la caducidad de los mismos.

h) Caducidad de los permisos.

2. En el caso de instalaciones de almacenamiento, los permisos de acceso y conexión de la demanda reflejarán las condiciones correspondientes a la demanda de estas instalaciones de acuerdo con la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica.

Artículo 8. *Motivos de denegación y revocación de los permisos.*

1. El permiso de acceso solo podrá ser denegado por la falta de capacidad de acceso. Esta denegación deberá ser motivada con base en los criterios que establecidos en el anexo I de la presente Circular.

2. El permiso de conexión solo podrá ser denegado si el titular de la red justifica la inviabilidad de la conexión con base en los criterios establecidos en el anexo II de la presente Circular.

3. La modificación de los permisos de acceso y conexión para contemplar la hibridación de instalaciones de generación de electricidad con permisos de acceso y conexión concedidos se llevará a cabo siempre que el titular lo solicite y se cumplan los requisitos especificados en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, así como los criterios técnicos establecidos en el anexo I y II de la presente Circular.

4. Los permisos de acceso y de conexión, conjuntamente considerados, solo podrán ser revocados:

a) Por la modificación de alguna de las características de cuya consecuencia resulte que la instalación de generación no pueda ser considerada la misma a efectos de los permisos de acceso y conexión, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional decimocuarta del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

b) Por el incumplimiento de las condiciones técnicas o económicas explicitadas en los permisos de acceso y de conexión.

Artículo 9. *Convenios de resarcimiento.*

1. Con el objetivo de maximizar la utilización eficiente de las instalaciones de conexión, todo convenio de resarcimiento que haya de realizarse en los términos del artículo 32 y la disposición adicional decimotercera del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, deberá ser puesto en conocimiento del gestor de la red y de la Administración competente, e incluirá una adenda en la que expresamente se indique un listado que detalle, por cada una de las sociedades que suscriban dicho convenio, al menos dos personas de contacto con indicación de, al menos, un teléfono móvil y una dirección de correo electrónico habilitada para la recepción de notificaciones electrónicas, junto con el compromiso expreso de mantener actualizado dicho listado, de modo que futuras modificaciones en dicha adenda sean remitidas al gestor de la red y de la Administración competente en plazo no superior a 20 días desde que se produzcan.

2. Todo convenio de resarcimiento debe incluir una segunda adenda en la que expresamente se indiquen al menos dos personas de contacto, elegidas de entre las incluidas en el listado descrito en el apartado anterior, que actuarán en calidad de punto de contacto único ante el gestor de la red a los efectos de canalizar y dar traslado de las comunicaciones entre el gestor y los suscriptores del convenio de resarcimiento.

3. Las discrepancias que surjan en relación con los convenios de resarcimiento serán consideradas suscitadas dentro del ámbito relativo a la conexión.

CAPÍTULO IV

Conflictos y discrepancias

Artículo 10. *Conflictos y discrepancias.*

1. De acuerdo con lo previsto en los artículos 33.3 y 33.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, cuando se produzcan discrepancias en relación con cualquier fase del procedimiento de obtención de los permisos de acceso y de conexión a un punto de la red, la parte afectada podrá presentar una solicitud de resolución de conflicto ante el órgano competente. El conflicto se denominará conflicto de acceso o de conexión según verse sobre una discrepancia en el permiso de acceso o en el de conexión, de acuerdo con lo establecido en los anexos I y II.

El citado conflicto podrá presentarse aun cuando el resultado del análisis de la solicitud emitido por el gestor de la red haya sido favorable. En particular, podrá presentarse cuando existan discrepancias relativas a las condiciones económicas incluidas en el citado análisis.

Esta solicitud se deberá plantear en un plazo máximo de un mes desde el momento en que el solicitante tiene conocimiento del hecho que la motiva.

Las discrepancias se resolverán de manera individualizada para cada caso.

2. De acuerdo con lo previsto en el artículo 33.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá a petición de cualquiera de las partes afectadas los posibles conflictos que pudieran plantearse en relación con el permiso de acceso a las redes de transporte y distribución, así como con las denegaciones del mismo emitidas por el gestor de la red de transporte y el gestor de la red de distribución.

El plazo para la resolución y notificación de este procedimiento será de dos meses, que podrá ampliarse a dos meses adicionales si se requiere información adicional a la solicitud, o si así lo manifiesta el solicitante.

3. De acuerdo con lo previsto en el artículo 33.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, las discrepancias que se susciten en relación con el otorgamiento o denegación del permiso de conexión a las instalaciones de transporte o distribución de competencia de la Administración General del Estado se resolverán por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. El plazo para la resolución y notificación de este procedimiento será el previsto en el apartado anterior.

Las discrepancias que se susciten en relación con el otorgamiento o denegación del permiso de conexión a las redes cuya autorización sea de competencia autonómica se resolverán por el órgano competente de la Comunidad Autónoma correspondiente.

CAPÍTULO V

Actuaciones tras la obtención de los permisos de acceso y de conexión a un punto de la red

Artículo 11. *Contenido del contrato técnico de acceso a la red.*

1. El contrato técnico de acceso no podrá contener condiciones técnicas más exigentes que las incluidas en el resultado del análisis de la solicitud, y deberá ajustarse, para las instalaciones incluidas en su ámbito de aplicación, a lo dispuesto en el artículo 7 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, y en los restantes casos, a lo dispuesto en el artículo 5 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

2. El titular de la red remitirá en su caso al gestor de la red la información a que se refiere el apartado 1.

3. El contrato técnico de acceso podrá ser modificado a petición de cualquiera de las partes, siempre que exista acuerdo explícito entre ambas, cumpla con los requisitos que le resulten exigibles y sea posible acuerdo con la normativa sectorial que le sea de aplicación. La solicitud de modificación deberá incluir una propuesta alternativa, debidamente justificada, por la parte solicitante.

4. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 21.3 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica,

las discrepancias que se susciten sobre el contrato técnico de acceso o su modificación serán resueltas por el mismo órgano que ostenta la competencia para resolver conflictos o discrepancias en el caso de los permisos de conexión.

CAPÍTULO VI

Transparencia y procedimiento de Desarrollo

Artículo 12. *Publicación de la información.*

1. En virtud de lo previsto en el artículo 33.9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en el artículo 5.4 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, los gestores de las redes de transporte y distribución deberán mantener un registro en relación con las subestaciones que operan, en cada una de sus barras de tensión superior a 1 kV y publicar en su página web la siguiente información relativa a cada una de dichas barras:

a) Denominación.
b) Georreferenciación.
c) Nivel de tensión.
d) Capacidad de acceso disponible, desagregada por posición de conexión. Adicionalmente, se especificará la capacidad de acceso disponible para instalaciones de almacenamiento *stand-alone*, es decir, aquellas no asociadas a ninguna tecnología de generación de energía eléctrica.

Dicha capacidad será publicada en el plazo máximo establecido en la resolución de la CNMC que fije las condiciones para realizar los cálculos de dicha capacidad de acceso.

e) Capacidad de acceso ocupada, desagregada por posición de conexión. Se incluirá de forma específica aquella capacidad de acceso no disponible por pertenecer a los procesos de asignación extraordinarios incluidos en la disposición adicional vigésima segunda de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en el Capítulo V del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, relativo a los concursos de capacidad de acceso en determinados nudos de la red de transporte para integración de renovables.

f) Capacidad de acceso correspondiente a las solicitudes de permisos de acceso y conexión admitidas y todavía no resueltas, desagregada por tecnología y posición de conexión.

2. Esta información deberá ser actualizada al menos una vez al mes.

3. Varios gestores de redes de distribución podrán dar cumplimiento a lo previsto en este artículo mediante una plataforma de publicación conjunta, accesible en todo caso desde cada una de las páginas web de los gestores que compartan dicha plataforma, en cuyo caso a la información enumerada en el apartado 1 deberá añadirse la red de distribución concreta en la que se ubica la subestación y barra referida.

4. El incumplimiento de estas obligaciones de información podrá ser sancionado de acuerdo con lo dispuesto en el Título X de la propia Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Artículo 12 bis. *Información de expedientes para instalaciones de autoconsumo.*

1. Las plataformas web reguladas en el artículo 5.3 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, estarán dotadas de la capacidad y herramientas necesarias para facilitar la gestión íntegra de los expedientes de acceso a la red para instalaciones de autoconsumo, incluso los que no tienen que solicitar el permiso de acceso y conexión.

El contenido mínimo para facilitar la gestión íntegra de estos expedientes, que será regulado por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia, será el necesario para facilitar la gestión íntegra de estos expedientes en las siguientes fases:

a) Solicitud de permiso de acceso y conexión o indicación de instalaciones exentas.
b) Información de la fase de ejecución.
c) Legalización.

d) Verificaciones del distribuidor.
e) Notificaciones operacionales.

2. Para las instalaciones de autoconsumo que deben solicitar permiso de acceso y conexión de generación en relación con los subapartados a) y b) del apartado anterior, la plataforma incluirá todas y cada una de las fases de tramitación del expediente que podrán ser visualizadas de forma ordenada permitiendo la coordinación completa del expediente recogiendo los siguientes pasos:

a) Presentación de solicitud.
b) Recepción de la solicitud.
c) Información sobre si se va a seguir el procedimiento normal o el abreviado.
d) Fase de subsanación.
e) Admisión o no admisión a trámite de la solicitud.
f) Pago de los estudios de acceso y conexión.
g) Fase de análisis de la solicitud.
h) Resultado del análisis de la solicitud por el gestor de la red con la aceptación o denegación de la solicitud.
i) Propuesta previa al solicitante. Solicitud de revisión de la propuesta previa, en su caso.
j) Aceptación o no de la propuesta previa por el solicitante. Cuando corresponda, firma del acuerdo de pago regulado en el artículo 14.9 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.
k) Emisión del permiso de acceso y conexión por el gestor de la red.
l) Acreditación, en su caso, del pago del valor de la inversión de las actuaciones en la red regulado en el artículo 25.1 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.
m) Formalización, en su caso, del contrato de encargo de proyecto:

i. Solicitud del contrato de encargo.
ii. Recepción del contrato de encargo.
iii. Aceptación del contrato de encargo.
iv. Ejecución del contrato de encargo. Fecha de inicio prevista, fecha fin prevista, fecha real de inicio y fecha real finalización.
v. Ejecución del resto de pagos adicionales.

n) En solicitudes a la red de distribución, en el caso de desarrollar instalaciones de nueva extensión de red, por empresa instaladora habilitada:

i. Envío de proyecto de las instalaciones a desarrollar al titular de red por parte del usuario o su representante, junto con su programa de ejecución.
ii. Recepción del proyecto.
iii. Fase de subsanación.
iv. Aceptación del proyecto.
v. Ejecución del proyecto.
vi. Finalización del proyecto.
vii. Verificación de las instalaciones de nueva extensión de red.
viii. Fase de subsanación.
ix. Aceptación de la ejecución del proyecto.
x. Firma de documentación de formalización de la cesión.

o) En el caso de que las instalaciones de nueva extensión de red sean desarrollas por la empresa distribuidora les será de aplicación las letras i, v, vi, vii, y x.
p) Formalización, en su caso, del contrato técnico de acceso.

3. En cada una de las fases se incluirá una breve explicación de las actuaciones a efectuar, el sujeto encargado de la realización, los plazos que resulten de aplicación y la información concreta que debe aportarse y la fecha prevista y real de ejecución.
4. La plataforma dispondrá de un canal que permita al solicitante la posibilidad de realizar una solicitud de información sobre el estado del expediente, que garantice la comunicación ágil con el gestor de la red en cualquier momento de la tramitación del expediente. Estas solicitudes y respuestas deben quedar registradas y etiquetadas con la fecha y hora y el contenido.

5. La información adicional regulada en el artículo 17.2.c) de la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica, estará también disponible, de manera diferenciada para las instalaciones de autoconsumo.

Artículo 13. *Procedimiento de aprobación de especificaciones de detalle.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución aquellas especificaciones de detalle que puedan resultar necesarias para desarrollar la metodología y condiciones del acceso y conexión a las redes de transporte y distribución establecidas por esta Circular, incluidas aquellas que puedan resultar necesarias para adaptar los criterios establecidos en el anexo I a las particularidades de las redes de distribución.

2. Cuando en el marco de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sea necesario aprobar las citadas especificaciones de detalle, se aplicará el siguiente procedimiento:

a) A requerimiento de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y bajo su supervisión, el operador del sistema organizará un grupo de trabajo con la participación de los sujetos y agentes interesados en el desarrollo de las propuestas que se efectúen en el marco de esta circular. Entre las partes interesadas deberá contarse con los gestores de las redes de transporte y distribución, además de los generadores y sus representantes.

Como consecuencia del grupo de trabajo, los gestores de las redes de transporte y distribución presentarán al operador del sistema las propuestas necesarias para la implementación de las especificaciones de detalle. Dichas propuestas serán publicadas por el operador del sistema en su página web durante un periodo no inferior a un mes, en el que los sujetos y agentes interesados podrán enviar los correspondientes comentarios.

b) El operador del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las propuestas resultantes incluyendo una memoria justificativa debidamente razonada de la inclusión o no de los comentarios recibidos.

c) En el caso de que la propuesta del operador no reúna las condiciones necesarias para su aprobación, o cuando esté debidamente justificado, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá iniciar un procedimiento a efectos de elaborar una nueva propuesta contando con la participación de los distintos agentes involucrados.

d) A partir de la información recogida en el apartado anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia enviará una propuesta de resolución al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para que, en el marco de sus competencias, pueda emitir informe en los términos previstos en el artículo 80.4 la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

e) Las especificaciones de detalle serán aprobadas mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia. La resolución que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en virtud de este artículo se publicará en el «Boletín Oficial del Estado» de acuerdo con lo establecido en el último párrafo del artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web las resoluciones aprobadas en virtud del presente artículo que se encuentren en vigor.

Véase la Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución. Ref. BOE-A-2021-9231

Disposición adicional primera. *Días inhábiles.*

A efectos del cómputo de plazos de la presente Circular, se estará a lo previsto en el artículo 30.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

Disposición adicional segunda. *Valor de los parámetros, porcentajes y ratios contenidos en los anexos.*

Sin perjuicio de lo que pueda establecerse mediante las resoluciones previstas en los anexos de la presente Circular, se determinan los siguientes valores para estos parámetros, porcentajes y ratios, mencionados en los citados anexos:

1. Se fija en el 50 por ciento el porcentaje de potencia máxima a inyectar al que se refiere el apartado 3 del anexo I, referido tanto a la capacidad de la línea en la que se ubique el punto de conexión, como a la capacidad de transformación para el nivel de tensión de la subestación o centro de transformación que sea punto de conexión. En las redes de tensión inferior a 36 kV, este porcentaje se fija en el 70 por ciento.

2. Para los nudos con módulos de parque eléctrico existentes o con permisos de acceso concedidos, que no cumplen con el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, se fija en 10 el valor mínimo del parámetro WSCR al que se refiere el apartado 4 del anexo I. Para el resto de nudos, dicho valor se fija en 6.

3. Se fija en 10 MW el valor a superar por la suma de potencias a considerar para determinar la influencia en la red de transporte de la conexión a la red de distribución, conforme a lo que se establece en el apartado 1 del anexo III. En los territorios no peninsulares dicho valor será de 1 MW. Las potencias consideradas en el cómputo estarán referidas a capacidad de acceso y no a potencia instalada. No obstante, el cómputo solo se realizará cuando la capacidad de acceso de la solicitud objeto de estudio sea mayor de 5 MW (o mayor de 0,5 MW en los territorios no peninsulares).

4. Se fija en 5 MW el valor a superar por la suma de potencias a considerar para determinar la influencia en una red de distribución de la conexión en otra red de distribución conectada a la primera, conforme a lo que se establece en el apartado 2.a) del anexo III. En los territorios no peninsulares dicho valor será de 0,5 MW. Las potencias consideradas en el cómputo estarán referidas a capacidad de acceso y no a potencia instalada. No obstante, el cómputo solo se realizará cuando la capacidad de acceso de la solicitud objeto de estudio sea mayor de 500 kW (o mayor de 100 kW en los territorios no peninsulares).

5. Se fija en el 20 % el porcentaje de la potencia de cortocircuito del nudo de conexión como valor a superar por la suma de potencias a considerar para determinar la influencia en una red de distribución de la conexión en otra red de distribución conectada a la primera, conforme a lo que se establece en el apartado 2.b) del anexo III.

6. A los efectos de los apartados 3 y 4 de esta disposición, cuando varias solicitudes puedan considerarse como una agrupación conforme a la definición del artículo 7 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la capacidad de acceso de cada solicitud se entenderá referida a la suma total de las capacidades de acceso de las solicitudes de la agrupación a la que pertenece.

Disposición transitoria primera. *Cumplimiento de obligaciones por parte de los titulares y gestores de redes sobre los valores de la capacidad de acceso disponible.*

La Resolución de esta Comisión por la cual se aprueben las especificaciones de detalle a las que se refiere el artículo 13 establecerá un plazo, no inferior a los tres meses a contar desde la entrada en vigor del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, fijados por su disposición transitoria sexta.1, dentro del cual los gestores de las redes de transporte y distribución darán cumplimiento a las obligaciones de publicación de información sobre los valores de capacidad de acceso disponible, ocupada y correspondiente a solicitudes pendientes de resolución, según lo previsto en el artículo 12 y conforme a los criterios de evaluación de la capacidad de acceso establecidos en el anexo I de esta Circular.

Disposición transitoria segunda. *Aplicabilidad de algunos artículos.*

El artículo 12 bis.2.f) no será de aplicación en tanto no se determine por la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia la cuantía de los pagos por estudios de acceso y conexión de acuerdo con lo previsto en el artículo 14.9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

A estos efectos, los gestores de las redes de transporte y distribución deberán remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia la información necesaria para establecer las condiciones económicas de los estudios de acceso y conexión de acuerdo con los formatos y nivel de desglose que ésta determine.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

Esta circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Criterios para evaluar la capacidad de acceso

1. Para determinar la capacidad de acceso de una instalación de generación de electricidad a una red en un punto de conexión, debe realizarse un estudio específico en dicho punto de conexión. Dicho estudio tendrá una validez de 12 meses desde su finalización y puede determinar distintas capacidades de acceso en función de la tecnología de las instalaciones de generación de electricidad solicitantes de los permisos, así como, en su caso, la hibridación de instalaciones de generación y las unidades de almacenamiento. El estudio se realizará teniendo en cuenta lo siguiente:

a) Las instalaciones de generación y consumo conectadas, o con permisos de acceso y de conexión vigentes, tanto en ese punto de conexión, como en los restantes nudos de esa red u otras redes con influencia en dicho punto de conexión; dicha influencia será determinada mediante las correspondientes especificaciones de detalle a las que se refiere el artículo 13.

b) Las hipótesis de generación y consumo incluidas en la planificación vigente con influencia en ese punto de conexión, así como las instalaciones de la red de transporte y distribución existentes y planificadas con influencia en ese punto de conexión. Dentro del ámbito temporal del horizonte de planificación, se considerarán las posibles variaciones en el consumo y en la generación de instalaciones existentes. La referida planificación será la conforme a:

i) La planificación vigente de la red de transporte aprobada por la Administración General del Estado.

ii) Los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado.

c) Las instalaciones de generación de electricidad cuya solicitud de permiso de acceso y de conexión tenga prelación sobre la solicitud a evaluar según los criterios establecidos en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, tanto en ese punto de conexión como en los restantes nudos de esa red con influencia en dicho punto de conexión.

d) El patrón de funcionamiento de las instalaciones mencionadas en los párrafos anteriores en lo relativo a las pautas de generación y consumo y, en particular, el consumo mínimo simultáneo previsto.

2. Las condiciones en las que debe valorarse la capacidad de acceso de las redes son las siguientes:

a) En condiciones de disponibilidad total de red, cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento establecidos para esta situación.

b) En condiciones de indisponibilidad de red establecidas en los correspondientes procedimientos de operación, cumpliendo los requisitos de tensión establecidos en los

mismos, sin sobrecargas que no pudieran ser soslayadas con mecanismos automáticos de teledisparo o reducción de carga de grupos generadores.

c) En regímenes transitorios, cumpliendo las condiciones de seguridad, regularidad y calidad aceptables relativas al comportamiento dinámico.

3. A efectos del estudio mencionado en el punto 1 del presente anexo, para evaluar la potencia máxima disponible en cada punto de la red de distribución, se considerarán las siguientes referencias:

a) La potencia máxima a inyectar en el punto de conexión de una línea se determinará como un porcentaje de la capacidad de transporte de la línea en dicho punto, definida como capacidad térmica de diseño de la línea en la cabecera de la subestación, teniendo en cuenta las instalaciones de generación de electricidad y consumo conforme al punto 1 de este anexo. Dicho porcentaje será establecido por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

b) En el caso de que el punto de conexión sea en una subestación o centro de transformación, la potencia máxima a inyectar en dicho punto se determinará como un porcentaje de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión teniendo en cuenta las instalaciones de generación de electricidad y consumo conforme al punto 1 de este anexo. Dicho porcentaje será establecido por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

4. A efectos del estudio mencionado en el punto 1 del presente anexo, con carácter general, el análisis realizado incorporará, criterios asociados a la potencia de cortocircuito y a la estabilidad estática y dinámica de la red. En concreto, para determinar la capacidad máxima de acceso para los módulos de parque eléctrico a redes de tensión superior a 1 kV, la potencia máxima disponible en lo relativo al criterio de potencia de cortocircuito se calculará mediante la determinación del índice ponderado (WSCR) basado en la potencia de cortocircuito del nudo solicitado, teniendo en cuenta los nudos eléctricamente próximos en su zona de influencia. La metodología para el cálculo de dicho índice será la siguiente:

$$WSCR = \frac{\sum_i^N Scc_i \cdot P_{MPE_i}}{\left(\sum_i^N P_{MPE_i}\right)^2}$$

Donde:

WSCR: *Weighted Short Circuit Ratio*: relación ponderada entre la suma de potencias de cortocircuito del conjunto de nudos de la zona de influencia y la suma de capacidades máximas de módulos de parque eléctrico conectados o con permiso de acceso otorgado a estos nudos de influencia. Este parámetro tomará un valor mínimo que será definido por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Scc_i: Potencia de cortocircuito trifásica del nudo i de la zona de influencia eléctrica con la red planificada y la generación prevista en el horizonte del estudio. El valor de Scc necesario para determinar el índice WSCR se tendrá en consideración un escenario referido al horizonte de planificación y calculado sobre un percentil de Scc en escenario de generación síncrona mínima, evitando situaciones de descargos, incidentes o maniobras topológicas que no representen la característica habitual de red.

$PMPE_i$: Capacidad máxima de módulos de parque eléctrico conectados o con permiso de acceso otorgado al nudo i de la zona de influencia eléctrica.

N: Número de nudos que constituyen la zona de influencia eléctrica, entendida como el conjunto de nudos eléctricamente próximos sobre los que la tensión de un nudo particular tiene un cierto impacto en la tensión del resto de nudos.

5. Lo previsto en el presente anexo es igualmente de aplicación a la evaluación de la capacidad de acceso de una instalación de producción asociada a una modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes, de acuerdo con lo previsto en el artículo 9.1.b)

de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. A los efectos de determinación de la potencia máxima disponible de conexión recogida en este apartado, se considerará nula la potencia de las instalaciones de generación de los consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo sin excedentes.

6. La capacidad de acceso desde el punto de vista de demanda de las instalaciones de almacenamiento se determinará según los criterios establecidos en los anexos III y V de la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de consumo de energía eléctrica.

ANEXO II

Criterios para evaluar la viabilidad de conexión

1. La viabilidad de conexión viene determinada por el cumplimiento de las condiciones técnicas y de seguridad aplicables al acoplamiento eléctrico de las instalaciones o agrupación de instalaciones de generación de electricidad que solicitan el permiso de acceso y de conexión. La conexión será considerada no viable, y por tanto el permiso de conexión será denegado, si se da alguna de las siguientes circunstancias:

a) Imposibilidad técnica, ya sea por no existir la instalación de red donde se solicita el punto de conexión, o no estar contemplada en la planificación vigente de la red de transporte o en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado, ya sea por falta de espacio físico adecuado para ubicar las instalaciones necesarias.

b) Amenaza a la protección de la salubridad, la seguridad de las personas o cosas o del medio ambiente.

c) Incumplimiento por el solicitante de los requisitos de conexión establecidos en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, en el Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, por el que establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua, o en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas y sin perjuicio de las exenciones y los regímenes transitorios en ellos previstos.

ANEXO III

Criterios para determinar la influencia de productores en otra red distinta a la que se solicite los permisos a los efectos de establecer la necesidad del correspondiente informe de aceptabilidad

1. La solicitud de permisos de acceso y conexión por parte de un productor a un punto de la red de distribución que está directamente conectada a la red de transporte tiene influencia en dicha red cuando la suma de la capacidad de acceso solicitada, de la potencia existente y de la potencia con permisos de acceso y conexión ya concedidos con afección al mismo nudo de la red de transporte sea superior a determinado límite de potencia que se establecerá por Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. La solicitud de permisos de acceso y conexión por parte de un productor a un punto de la red de distribución tiene influencia en la red de distribución a la que está conectada la primera cuando concurre alguna de las siguientes condiciones:

a) La suma de la capacidad de acceso solicitada, de la potencia existente y de la potencia con permisos de acceso y conexión ya concedidos con afección al mismo nudo de la red de distribución a la que se conecta sea superior a determinado límite de potencia que se establecerá por Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. A los efectos de este apartado, se considerarán solo las instalaciones conectadas a tensión superior a 1 kV.

b) La suma de la capacidad de acceso solicitada, de la potencia existente y de la potencia con permisos de acceso y conexión ya concedidos es mayor del porcentaje de la potencia de cortocircuito del nudo de conexión entre ambas redes de distribución que se determine por Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. A los efectos de este apartado, se considerarán solo las instalaciones conectadas a tensión superior a 1 kV.

§ 98

Circular 1/2024, de 27 de septiembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 246, de 11 de octubre de 2024
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2024-20760

El artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece las disposiciones generales para el acceso y la conexión a las redes eléctricas, definiendo los conceptos de derecho de acceso, derecho de conexión a un punto de la red, permiso de acceso y permiso de conexión a un punto de la red.

El artículo 33.11, según redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que «la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante Circular la metodología y las condiciones de acceso y conexión que comprenderá: el contenido de las solicitudes y permisos, los criterios económicos, los criterios para la evaluación de la capacidad, los motivos para la denegación, el contenido mínimo de los contratos y la obligación de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión».

Como desarrollo del citado artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se aprobaron el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.

Con fecha 30 de diciembre de 2021 se publicó la Orden TED/1494/2021, de 22 de diciembre, que establece orientaciones de política energética relacionadas con la circular por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de consumo de energía eléctrica. Esta orden destaca la necesidad de que la circular establezca los criterios económicos y criterios para la evaluación de capacidad que favorezcan el acceso de aquellas demandas que ayuden a dotar de una mayor flexibilidad al sistema eléctrico. Además, se establece que los criterios económicos y técnicos para la evaluación de la capacidad, así como el contenido de las solicitudes sean proporcionales a la potencia demandada por el consumidor y nivel de tensión a la que este se conecta.

Por otro lado, la citada orden establece que, con el objetivo de fomentar el autoconsumo y el despliegue de los puntos de recarga para el vehículo eléctrico, la presente circular debe incluir obligaciones de publicidad de la información relevante sobre acceso y la conexión a la

red, para permitir que los potenciales promotores de este tipo de instalaciones tomen decisiones informadas en relación con su conexión efectiva a la red.

En cumplimiento de la habilitación competencial mencionada, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia regula en esta circular la metodología y las condiciones de acceso y conexión, de manera coherente con el desarrollo reglamentario establecido en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, tal y como se prevé en el mencionado artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Finalmente, el Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía, ha supuesto cambios importantes en el procedimiento de otorgamiento de los permisos de acceso y conexión para la demanda.

En este contexto la presente circular establece el régimen aplicable a los sujetos obligados a solicitar permisos de acceso y conexión que vayan a demandar energía eléctrica de la red, de forma coherente con lo establecido en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

En virtud de lo anterior, esta circular no es de aplicación a los sujetos exentos de la obligación de obtención de permisos de acceso y conexión para conectarse a las redes de acuerdo con lo establecido en el artículo 17 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

Asimismo, el citado Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, establece que las solicitudes para acceso y conexión a la red de transporte o distribución de instalaciones de almacenamiento que puedan verter energía en las redes de transporte y distribución, se considerarán como solicitudes para el acceso de instalaciones de generación de electricidad, sin perjuicio de los criterios técnicos de acceso que deban ser tenidos en cuenta para este tipo de instalaciones, como consecuencia de su condición de instalaciones que, en determinados momentos, se comportan como instalaciones de demanda. La presente circular regula las condiciones a tener en cuenta en la evaluación de la capacidad de acceso y conexión de las instalaciones de almacenamiento desde un punto de vista de la demanda.

La circular se asienta sobre el principio del derecho de acceso de terceros, impidiendo la discriminación entre usuarios y favoreciendo la cooperación y coordinación entre gestores y titulares de las redes de transporte y distribución, de un lado, y los consumidores, de otro.

Adicionalmente la circular promueve mejorar la eficiencia en el proceso de acceso y conexión a las redes eléctricas, mediante la estructuración, simplificación y homogeneización de la información que los solicitantes deben presentar. Esto garantizará un mejor tratamiento de la información, agilizará la tramitación de las solicitudes y fomentará la transparencia a los gestores y titulares de las redes.

Igualmente, la circular busca dotar al marco normativo vigente de un tratamiento homogéneo, con principios claros y bien definidos en al acceso y la conexión a las redes de electricidad para distribuidores y consumidores, fomentando la seguridad del sistema y la calidad de servicio. De esta forma, se pretende maximizar la utilización de las redes ya existentes, con optimización del aprovechamiento de las instalaciones de conexión, facilitando de este modo el desarrollo racional de las redes y minimizando los posibles impactos ambientales.

Esta circular además supone un cambio de paradigma; la normativa del sector eléctrico hasta este momento se ha desarrollado sobre la base de que el suministro a consumidores ha de garantizarse en todo momento. Desde la entrada en vigor de esta circular, algunas instalaciones de demanda podrán optar por acogerse a un acceso flexible, lo que redundará en beneficios para el sistema, manteniéndose en cualquier caso la opción de acceder a las redes con total garantía de suministro para cualquier consumidor convencional como se venía haciendo hasta ahora.

Con el fin de maximizar la transparencia en el proceso, los gestores de redes deberán mantener accesible y actualizada en su página web la información detallada sobre las capacidades disponibles.

Asimismo, con el objetivo de habilitar el desarrollo de las nuevas figuras que necesariamente deben acompañar al despliegue de energías renovables y para la implementación, entre otras de la gestión activa de la demanda, la presente circular se aplica a los titulares de nuevas figuras que puedan surgir como desarrollo de las normativas

estatales o comunitarias, recogidas dentro de los sujetos participantes en el suministro definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En este sentido se han incluido expresamente las instalaciones de almacenamiento y las redes de distribución de energía eléctrica cerradas reguladas en el Real Decreto 314/2023, de 25 de abril, por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas.

Los anexos de la circular comprenden los criterios técnicos necesarios para establecer la información mínima a requerir en las solicitudes de acceso y de conexión de forma que se garantice la oportunidad, proporcionalidad y la calidad de ésta; los criterios para evaluar la capacidad de acceso, la viabilidad de conexión y determinar la influencia de la instalación de demanda en otra red distinta de aquélla a la cual se conecta. En la determinación de dichos criterios, así como en las especificaciones de detalle que puedan concretar determinados aspectos de su definición, se toma en consideración la progresiva digitalización de las redes que permite maximizar su utilización de forma segura, cumpliendo con los estándares de calidad de suministro.

Asimismo, con el fin de contribuir al cumplimento de los objetivos de política energética relativos a la penetración del autoconsumo y al despliegue de puntos de recarga para vehículo eléctrico, se modifica la Circular 1/2021, de 20 de enero, para regular la obligación de publicidad de la información relevante en el procedimiento de acceso y conexión a la red de estas instalaciones mediante la integración de este tipo de expedientes en la plataforma web dedicada a la gestión de solicitudes de permisos de acceso y conexión de la demanda.

La presente circular se adecúa a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, dado que responde a los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia. Esta circular es el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue.

En particular, se cumplen los principios de necesidad y eficacia, dado que la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que deberán aprobarse mediante circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la metodología y las condiciones de acceso y conexión a las redes, elementos que constituyen el objeto de esta norma.

Asimismo, se cumple el principio de proporcionalidad al llevar a cabo el desarrollo normativo de la metodología y condiciones del acceso y conexión de las instalaciones de demanda (los aspectos atribuidos a esta Comisión en materia de acceso y conexión) previendo las actuaciones que son necesarias para asegurar tanto el derecho de acceso como el derecho de conexión, así como la seguridad de las redes. Se entiende satisfecho también el principio de seguridad jurídica, dado que la circular es coherente con el resto del ordenamiento jurídico, nacional y de la Unión Europea.

Esta circular cumple el principio de transparencia en la medida en que su propuesta se sometió a trámite de audiencia, tanto al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico como a través del Consejo Consultivo de Electricidad, así como mediante la publicación en la página web de este organismo, describiendo en su preámbulo y en su memoria los objetivos que se persiguen. Finalmente, el principio de eficiencia se cumplirá en la medida en que no se introducen cargas administrativas innecesarias.

Esta circular desplaza las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban la metodología y condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución en materia de demanda de energía eléctrica. Dado que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerce esta competencia por primera vez, la circular no incluye una disposición derogatoria.

Por todo lo anterior, de conformidad con lo establecido en los apartados 2 y 11 del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y del apartado 1.f) del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia, y de acuerdo con el dictamen del Consejo de Estado, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión de 27 de septiembre de 2024, ha acordado emitir la presente circular.

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Esta circular tiene por objeto establecer la metodología y las condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución por parte de las instalaciones que vayan a demandar energía eléctrica de la red a la que se conecten y que, en virtud de lo establecido en Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, tengan la obligación de obtener permisos de acceso y conexión a la red para poder conectarse a dichas redes.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Esta circular es de aplicación a los sujetos que participan en la solicitud y otorgamiento de los permisos de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, asociada a la demanda de energía, siendo éstos los siguientes:

a) Los solicitantes de los permisos de acceso y conexión que podrán ser:

i) Los consumidores de energía eléctrica que, en virtud del artículo 17.2 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, no están exentos de la obtención de permisos de acceso y conexión.

ii) Los titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica que soliciten permisos de acceso y conexión a las redes de otro distribuidor o transportista.

iii) Los sujetos a los que se les atribuya derecho de acceso en desarrollo de la normativa estatal o europea definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, así como aquellos para los que se contemple en la normativa la posibilidad de solicitar y ostentar permisos de acceso y conexión desde la perspectiva de la demanda.

b) Los otorgantes y tramitadores de los permisos: Los titulares de redes de transporte y de distribución de energía eléctrica, así como los gestores de dichas redes.

2. Esta circular es de aplicación tanto respecto de la solicitud inicial de acceso como también respecto de las solicitudes de incremento de potencia o de modificación de los permisos de acceso y conexión de instalaciones con permisos en vigor.

3. Asimismo esta circular es de aplicación a los titulares de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas, que actúan tanto como solicitantes como tramitadores y otorgantes de los permisos, con las particularidades reguladas en el Real Decreto 314/2023, de 25 de abril, por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas.

Artículo 3. *Tipos de capacidad de acceso.*

1. La definición de la capacidad de acceso está regulada en el artículo 2 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

2. Para determinar la capacidad de acceso de una instalación de demanda a la red en un punto de conexión, debe realizarse un estudio específico que determine la potencia activa máxima disponible en dicho punto de conexión. Atendiendo a los criterios para evaluar la capacidad de acceso se distinguen dos tipos de acceso:

a) La capacidad de acceso firme u ordinaria es la potencia activa máxima que puede ser atendida con garantía de suministro durante todas las horas del año. La capacidad de acceso firme se obtiene como resultado de la evaluación de la capacidad de acceso según lo establecido en esta circular.

b) La capacidad de acceso flexible es aquélla en la que los requisitos correspondientes a la potencia firme u ordinaria no se cumplen en su totalidad, porque no se garantiza el suministro en todas las horas del año, dado que no se cumple algún criterio específico como resultado del análisis de la capacidad, según lo establecido en esta circular.

Para poder conceder una capacidad de acceso flexible, el estudio de capacidad tiene que concluir que la instalación tiene una expectativa de poder consumir al menos un porcentaje de horas al año. Este porcentaje se determinará en las especificaciones de

detalle previstas en el artículo 18. Si el estudio de capacidad concluye que la instalación no va a poder consumir por encima del porcentaje establecido se resolverá que no existe capacidad de acceso flexible.

Podrán existir diferentes tipologías de capacidad de acceso flexible que serán aprobadas en las especificaciones de detalle previstas en el artículo 18, previa audiencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y de acuerdo con las orientaciones de política energética reguladas en la Orden TED/1494/2021, de 22 de diciembre, por la que se establecen las orientaciones de política energética en relación con el acceso y conexión a la red de instalaciones de demanda.

En determinadas tipologías de solicitudes o instalaciones, por su naturaleza o condicionamiento tecnológico:

a. La capacidad de acceso firme solicitada podrá ser cero.
b. Se podrá exigir un mínimo de capacidad de acceso firme.

No podrán solicitar ni obtener capacidad de acceso flexible los suministros que, de acuerdo con la normativa aplicable, deban estar garantizados.

La solicitud de capacidad de acceso flexible será de carácter voluntario para el solicitante.

CAPÍTULO II

Solicitud de los permisos de acceso y de conexión

Artículo 4. *Contenido de la solicitud de acceso y de conexión.*

1. Los modelos de solicitudes de nuevos permisos de acceso y conexión o modificación de los existentes estarán disponibles en la página web del gestor de la red de transporte y distribución y en la plataforma de gestión y seguimiento regulada en el capítulo V.

Dichos modelos podrán estar sujetos a modificaciones por lo que cada versión deberá identificar, de forma claramente visible, el periodo durante el cual es o ha sido de aplicación. Los gestores mantendrán accesible el histórico de modelos de solicitud durante al menos siete años.

2. El contenido de la solicitud y su información técnica asociada es la establecida en el anexo I con carácter general, y en el anexo II, en el caso de que la solicitud se pueda acoger al procedimiento abreviado.

3. El solicitante de un permiso de acceso y conexión podrá solicitar simultáneamente capacidad de acceso firme y capacidad de acceso flexible. En la solicitud se indicará la capacidad de acceso firme y la capacidad de acceso flexible solicitada.

CAPÍTULO III

Concesión y tramitación de permisos

Artículo 5. *Análisis de la solicitud.*

1. La admisión a trámite de las solicitudes de los permisos de acceso y de conexión, la evaluación de las solicitudes, los sujetos encargados de su evaluación y los plazos a cumplir son los establecidos en los artículos 10, 11, 13 y 20 quater.8 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

El gestor de la red será el responsable de remitir al titular de la red la solicitud, para que sea analizada la viabilidad de conexión.

2. Los criterios de evaluación de la solicitud son:

a) Los criterios para evaluar si una solicitud de acceso y conexión a la red tiene influencia en una red distinta de aquélla a la que se pretende conectar son los establecidos en el anexo V.

En los casos en los que exista influencia, el gestor de la red a la que se solicita el acceso consultará al gestor de la red aguas arriba indicando la fecha de admisión a trámite para que

sea considerada a los efectos de la prelación temporal en la evaluación de aceptabilidad y remitiéndole la siguiente información técnica necesaria para evaluar la solicitud:

i. Tensión nominal del punto de conexión del solicitante.
ii. Capacidad solicitada firme y flexible.
iii. Distancia física desde la instalación de demanda al punto frontera Distribución-Distribución o Transporte-Distribución.
iv. Tipo de consumo.
v. En el caso de influencia en la red de transporte, nudo de conexión de la red de distribución.

El informe de aceptabilidad del gestor aguas arriba deberá especificar si existe capacidad de acceso suficiente o no, según los criterios establecidos en el anexo III.

b) Los criterios para evaluar la existencia o no de capacidad de acceso son los establecidos en el anexo III y, en su caso, el informe de aceptabilidad anterior. En caso de que el informe de aceptabilidad no sea favorable se deberá denegar el acceso.

c) Los criterios para evaluar la viabilidad de la conexión son los establecidos en el anexo IV. Asimismo, según el artículo 12.4 del Real Decreto 1183/2000, de 29 de diciembre, el titular de la red a la cual se solicita el permiso de conexión deberá elaborar un presupuesto económico destinado al cumplimiento de las condiciones técnicas y a la realización de cualquier acción necesaria para hacer efectiva la conexión física, con el alcance recogido en el artículo 6.2.a).

3. Los gestores y titulares de la red de distribución podrán analizar soluciones de acceso y conexión que tengan en cuenta otras solicitudes, cuando esto pueda suponer una solución más eficiente y de menor coste para el sistema y para los interesados, siempre y cuando se respete el criterio de prelación y los plazos establecidos en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre. No obstante, esta posibilidad debe subordinarse en todos los casos al previo acuerdo entre las partes, que se verían obligadas a compartir instalaciones de conexión a la red, sin perjuicio de su posterior cesión.

4. El resultado del análisis de la solicitud será el regulado en el artículo 11.6 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre. A estos efectos, el gestor de la red que ha recibido la solicitud remitirá la propuesta previa o la denegación de la solicitud, según corresponda.

Artículo 6. *Contenido de la propuesta previa.*

La propuesta previa determina la existencia de capacidad de acceso, así como la viabilidad de la conexión, por lo que no puede estar sujeta a modificaciones una vez aceptada.

La propuesta previa debe incluir:

1. Desde el punto de vista técnico:

Las condiciones técnicas que debe presentar el gestor de la red al solicitante serán acordes con lo dispuesto en los apartados 1 y 3 del artículo 12 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre. Se incluirá como condiciones técnicas la siguiente información:

a) Capacidad de acceso distinguiendo entre capacidad de acceso firme y flexible.

Cuando no exista capacidad de acceso en las condiciones solicitadas el gestor de la red elaborará la propuesta previa con la mejor solución con base en:

i. Capacidad firme alternativa: la potencia máxima admisible que puede ser atendida con garantía de suministro.
ii. Capacidad flexible disponible cuando el solicitante lo haya pedido.

Cuando la propuesta previa contemple la concesión de un permiso de acceso flexible, el gestor de la red remitirá los resultados del estudio de capacidad de acceso para que el solicitante conozca las posibles restricciones de demanda, aportando información sobre el perfil y recurrencia de congestiones (horas del día, porcentaje de días, etc.).

Cuando no se conceda la capacidad de acceso solicitada, el gestor de la red remitirá justificación de la no existencia de capacidad de acceso o viabilidad de la conexión en las condiciones solicitadas, conteniendo los datos, referencias y cálculos considerados para

soportar adecuadamente esta circunstancia. La extensión y el nivel de detalle deberá atender al principio de proporcionalidad aportando la misma información para instalaciones de igual tipología y capacidad solicitada.

b) Punto de conexión en el que se deberá conectar a la red, quedando identificado de manera inequívoca.

Para ello, en los casos en que el punto de conexión propuesto sea en redes de tensión igual o superior a 1 kV, se detallará el identificador del elemento a través del que se efectúa la conexión. Dicho identificador:

i. En el caso de las instalaciones de red no existentes se corresponderá con:

a) El identificador único de la instalación proyectada incluido en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado.

b) El Código de Instalación Planificada, correspondiente a los Bloques 1 y 2 del CUAR (Código Único de Activo Regulado) conforme a la Circular 1/2015, de 22 de julio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluido dentro de la información de la planificación de la Red de Transporte vigente.

ii. En el caso de las instalaciones de red existentes, se corresponderá con el identificador único del código de instalación que se incluye en la declaración efectuada por las empresas transportistas o distribuidoras, a través de la Circular informativa 4/2021, de 5 de mayo, y la Circular informativa 8/2021, de 1 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, respectivamente.

c) Parámetros técnicos que caractericen el punto de conexión, entre los que se incluirá al menos los siguientes:

i. Nivel de tensión del punto de conexión de la instalación de demanda.

ii. Ubicación, incluyendo denominación y coordenadas UTM en red existente y aproximada en red no existente.

iii. Potencia de cortocircuito máxima de diseño, que permita el diseño de las instalaciones de conexión a la red de forma que los equipos eléctricos estén diseñados para soportar las intensidades de diseño, y configuración de las protecciones necesarias.

iv. Potencia de cortocircuito mínima habitual (asociada a situaciones de demanda mínima en configuración de red con maniobra habitual) para el cálculo de las variaciones de tensión permitidas en dicho punto de conexión.

v. Requerimientos técnicos y restricciones necesarias en el punto de conexión, para garantizar que no se introduzcan distorsiones que puedan afectar a la calidad de servicio, atendiendo a lo dispuesto en los artículos 29 o 110 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, según corresponda.

vi. Dispositivos de control necesarios asociados al permiso de acceso flexible, en su caso.

d) Pliego de condiciones técnicas de los trabajos necesarios para conectarse a la red, y en particular, la solución de alimentación eléctrica para la conexión a la red de distribución o de transporte y el detalle de las actuaciones a realizar en la red de transporte o distribución que deban ser sufragadas por el solicitante de los permisos de acceso y conexión, conforme a lo establecido en el artículo 25.3.a) del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, y calendario orientativo de ejecución.

e) Cuando la solicitud de acceso y conexión que se realice a la red de distribución no ocupe toda la potencia disponible en una posición de una subestación eléctrica o en la celda de conexión a un centro de transformación se informará al solicitante que:

– La posición o celda de conexión a la red de distribución deberá ser financiada por el solicitante y cedida al distribuidor en todos los casos con independencia del número de consumidores que se conecten a esa posición o celda en virtud de lo regulado en el artículo 25.5 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

– Todas las instalaciones necesarias hasta el punto de conexión que sirvan para atender el suministro de más de un consumidor deberán ser cedidas al distribuidor en virtud de lo establecido en el artículo 39 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Asimismo, se le informará de que estas instalaciones serán susceptibles de tener un convenio de resarcimiento en los términos previstos en la normativa de aplicación.

f) Aquellas situaciones en las que, de conformidad con lo previsto en el artículo 33.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el derecho de acceso del sujeto en el punto de conexión propuesto puede ser restringido temporalmente, en particular aquellas que, en su caso, puedan derivarse de condiciones de operación o de necesidades de mantenimiento y desarrollo de la red.

2. Desde el punto de vista económico:

Las condiciones económicas que debe presentar el gestor de la red al solicitante serán acordes a lo dispuesto en los apartados 4 al 8 del artículo 12 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre. Se incluirá como condiciones económicas la siguiente información:

a) Presupuesto económico: el presupuesto económico señalará los importes que deban ser sufragados por el solicitante de los permisos de acceso y conexión, incluyendo todos los costes necesarios para la conexión de las instalaciones objeto de la solicitud de acceso y conexión.

El presupuesto económico deberá ser conforme a lo establecido en el artículo 25.3.b) del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

El presupuesto deberá estar desglosado por unidades técnicas individuales, debiendo aparecer detallada para cada una de ellas, su cuantificación económica (coste a asumir por el solicitante), mano de obra y material (número de unidades).

En el caso de los permisos de acceso flexibles, el presupuesto económico deberá recoger el coste de los refuerzos de la red existente que les corresponda, atendiendo a la regulación vigente sobre el sujeto sobre el que recae la obligatoriedad de sufragar los refuerzos en la red, necesarios para alcanzar la capacidad de acceso firme solicitada y el porcentaje mínimo de horas del año definido en el artículo 3.2.b) de la circular.

b) En las redes de distribución, cuando el solicitante haya pedido expresamente, en la tramitación de la solicitud, que el presupuesto económico incluya también las instalaciones que, de conformidad con la normativa en vigor, el titular de la red no tenga obligación de desarrollar, éstas deberán venir recogidas en un presupuesto separado. Dentro de estas instalaciones se incluirán los costes de los dispositivos de la instalación de demanda que permitan gestionar la capacidad de acceso flexible, debiendo ser todos ellos asumidos por los propios solicitantes.

El presupuesto deberá estar desglosado por unidades técnicas individuales, debiendo aparecer detallada para cada una de ellas, su cuantificación económica (coste a asumir por el solicitante), mano de obra y material (número de unidades).

c) Documento de acuerdo de pago para firma, definido en el artículo 14.9 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, en su caso.

d) En su caso, indicación expresa de la existencia de convenios de resarcimiento que afecten a las instalaciones que intervienen en la solución técnica propuesta. En estos casos se indicará la identidad, la fecha de vencimiento, el desglose de los elementos de la red en ellos incluidos, necesarios para efectuar la conexión en el punto concedido y el detalle de las cuantías económicas que serían de aplicación al solicitante, conforme al artículo 25.5 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre. También se informará de la existencia de instalaciones que vayan a ser sufragadas por otro titular de permisos o hayan sido sufragadas por un tercero y que puedan ser objeto de subscripción de un convenio de resarcimiento.

Artículo 7. *Contenido de los permisos de acceso y conexión.*

1. El contenido mínimo de los permisos de acceso y conexión regulados en el artículo 15 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, deberá ser el siguiente:

a) Capacidad de acceso firme otorgada.

b) Capacidad de acceso flexible otorgada.

c) Ubicación precisa del punto de conexión definitivo incluyendo denominación y coordenadas UTM en red existente y aproximada en red no existente.

d) Nivel de tensión del punto de conexión.

e) Parámetros técnicos necesarios para garantizar las condiciones de calidad de suministro en la red a la que se conecta.

f) Condiciones técnicas del punto de conexión.

g) Condiciones económicas de conexión.

En relación con las instalaciones conectadas a la red de distribución:

En el caso de que el solicitante tenga que ejecutar a su costa instalaciones susceptibles de aplicar un convenio de resarcimiento en los términos previstos en la normativa reglamentaria de aplicación, se indicarán expresamente y de manera separada dichas instalaciones, indicando que estarán sujetas a posible resarcimiento si se abre al uso de terceros.

En el caso de que el solicitante vaya a conectarse a alguna instalación susceptible de resarcimiento se le indicará dicha circunstancia y la información económica que obrase en poder del gestor de la red.

h) Fecha de emisión de los permisos. Se considerará esta fecha como la de concesión de los permisos a efectos del cómputo de plazos para su caducidad.

i) Caducidad de los permisos, en su caso.

j) En los casos de solicitudes de aumento de potencia en suministros con contrato de acceso, el Código Universal de Punto de Suministro (CUPS).

k) Memoria técnica descriptiva de la instalación del punto de suministro eléctrico, que incluya la información reflejada en el contenido de la solicitud establecida en el anexo I o enlace a dicha documentación.

l) Identificación de las garantías económicas constituidas ante la administración correspondiente relacionadas con el proyecto al que se otorga el acceso.

m) Causas de revocación.

En relación con el contenido de los permisos, el gestor de la red determinará el contenido del apartado a), b), h), i), j) y l), en su caso. El resto de los apartados serán determinados por el titular de la red.

2. Adicionalmente a lo anterior, los permisos de capacidad de acceso flexible incluirán la siguiente información determinada por el gestor de la red:

a) Mención expresa del porcentaje de funcionamiento previsto.

b) Las condiciones de congestiones físicas de la red en las que se limitará el acceso.

c) El tiempo de preaviso de la limitación de consumo de potencia activa de la red, que podrá ser en tiempo real, minutos, horas, semanas, meses o anual.

d) Tiempos de respuesta a los requerimientos de reducción de potencia.

e) Requisitos técnicos de la instalación que dependerán, entre otros, del tiempo de preaviso y de respuesta definidos en los puntos c y d.

f) Los requisitos de intercambio de información en tiempo real con el gestor de la red, seguimiento de consignas, posibilidad de operación remota o la habilitación para participar en mecanismos de reducción de potencia u otros que se establezcan. Estos requisitos dependerán del tipo de permiso de acceso flexible que se defina.

g) Prelación de operación del sistema cuando haya varios sujetos con permisos flexibles o referencia a la normativa aplicable.

Los puntos anteriores serán definidos para cada tipología de permiso de acceso flexible en las especificaciones de detalle previstas en el artículo 18.

3. Los permisos de acceso y conexión deberán hacer referencia inequívoca al documento de propuesta previa cuya aceptación desencadena la emisión del correspondiente permiso.

4. Las condiciones técnicas y/o económicas ligadas al punto de conexión para el suministro no podrán ser más restrictivas o exigentes que las incluidas en el contenido de la propuesta previa.

Artículo 8. *Denegación y revocación de los permisos.*

1. En el caso en el que la solicitud sea denegada, el gestor de la red deberá comunicar el resultado al solicitante incluyendo:

a) Las causas de la denegación. Los motivos de denegación de los permisos de acceso y conexión serán los siguientes:

i. El permiso de acceso solo podrá ser denegado por la falta de capacidad de acceso. Esta denegación deberá ser motivada con base en los criterios establecidos en el anexo III.

ii. El permiso de conexión a un punto de la red solo podrá ser denegado si el titular de la red justifica la inviabilidad de la conexión con base en los criterios establecidos en el anexo IV.

b) Una memoria justificativa, conteniendo los datos, referencias y cálculos considerados para soportar adecuadamente las causas de la denegación.

La extensión y el nivel de detalle de la citada memoria deberá atender al principio de proporcionalidad, aportando la misma información para instalaciones de igual tipología y capacidad solicitada.

2. Los permisos de acceso y de conexión podrán ser revocados por el incumplimiento de las condiciones técnicas o económicas explicitadas en los permisos de acceso y de conexión y por las causas indicadas en la normativa vigente.

En el caso de los permisos de acceso y de conexión con capacidad firme y flexible se podría mantener exclusivamente el permiso por la parte de capacidad de acceso, firme o flexible concedida, sobre el que no existiera tal incumplimiento.

Artículo 9. *Conflictos y discrepancias.*

1. Los procedimientos y plazos para la resolución de conflictos de acceso y discrepancias de conexión en relación con cualquier fase del procedimiento de obtención de los permisos de acceso y de conexión a un punto de la red serán los previstos en los artículos 33.3 y 33.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y el artículo 29 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

2. El citado conflicto o discrepancia podrá presentarse aun cuando el resultado del análisis de la solicitud emitido por el gestor de la red haya sido favorable. En particular, podrá presentarse cuando existan discrepancias relativas a las condiciones económicas incluidas en el citado análisis.

CAPÍTULO IV

Actuaciones tras la obtención de los permisos de acceso y de conexión

Artículo 10. *Contenido del contrato de encargo del proyecto.*

1. El contenido del contrato de encargo de proyecto regulado en el artículo 25 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, será el siguiente:

a) Identificación del titular del permiso de acceso y conexión.

b) Identificación de la empresa titular de la red en la que se encuentra el punto de conexión de la instalación.

c) Memoria descriptiva de actuaciones que deban ser realizadas por el titular de la red. La extensión y el nivel de detalle de la citada memoria deberá ser suficiente para garantizar la inequívoca comprensión del alcance de los trabajos que debe sufragar el titular de los permisos de acceso y conexión.

d) Planos y esquemas unifilares de las actuaciones. El detalle de éstos deberá corresponderse como mínimo con el nivel de detalle de la memoria establecida en el apartado c).

e) Presupuesto económico pormenorizado de las actuaciones. Dicho presupuesto deberá estar desglosado por unidades técnicas individuales con cuantificaciones económicas y materiales y deberá incluir tanto los costes constructivos como aquellos otros costes correspondientes a las actuaciones o mano de obra necesaria para la conexión de las instalaciones. Las unidades técnicas deberán corresponderse con el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos correspondientes a refuerzos, adecuaciones, adaptaciones o reformas de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, necesarios para incorporar a las nuevas instalaciones.

f) Acreditación del pago previsto en el artículo 25.1 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, así como las cuantías y calendario de pago del 90 % restante según se indica en el artículo 25.4 del citado real decreto.

g) Pliego detallado de las condiciones técnicas de las instalaciones del proyecto.

h) Programa de ejecución del proyecto, incluyendo un calendario.

En aquellos casos en los que pudieran existir condicionantes externos que pudieran afectar al programa de ejecución y retrasar los plazos habituales, éstos deberán identificarse dentro del programa de ejecución.

2. El proyecto de las instalaciones de nueva extensión de red que sean llevadas a cabo por una empresa instaladora conforme al artículo 25.5 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, tendrá el contenido que se recoge en los apartados a, b, c, d y g del apartado anterior de este artículo. Este proyecto contendrá un programa de ejecución estimado de las instalaciones. El proyecto de las instalaciones de conexión a la red de transporte tendrá el contenido que se recoge en los apartados a, b, c, d y g del apartado anterior de este artículo y un programa de ejecución estimado.

Artículo 11. *Contenido del contrato técnico de acceso.*

El contenido del contrato técnico de acceso regulado en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, será el siguiente:

a. Identificación del usuario y del representante, en su caso, que firma el contrato.

b. Identificación de la empresa titular de la red en la que se encuentra el punto de conexión de la instalación recogido en los permisos de acceso y de conexión emitidos. En el caso de conexiones a la red de distribución se indicará expresamente el código del distribuidor asignado en el Registro Administrativo de Distribuidores previsto en el artículo 39 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

c. En el caso de conexión a la red de distribución: punto de conexión a la red y punto de medida indicando, al menos, las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.

d. Capacidad de acceso reflejada en el permiso de acceso y conexión indicando la capacidad de acceso firme y flexible.

e. En el caso de conexión a la red de distribución: potencia máxima de diseño de la instalación de demanda. A esos efectos, el titular de una nueva instalación de consumo aportará, en su caso, el Certificado de Instalación emitido por el instalador o empresa instaladora autorizada de conformidad con el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

f. Condiciones de acceso a las instalaciones y responsabilidades derivadas.

g. Sometimiento a la normativa aplicable sobre condiciones técnicas de conexión e intercambios de información y de calidad de servicio.

h. Condiciones específicas de restricción temporal del servicio, en su caso y ventanas de mantenimiento.

i. En el caso de disponer de un permiso de acceso flexible se hará referencia a las condiciones de acceso establecidas en los referidos permisos de acceso flexible.

j. Duración del contrato y condiciones de renovación.

k. Causas de rescisión o modificación del contrato, conforme a la normativa de aplicación establecida.

Artículo 12. *Tramitación de la conexión a la red y puesta en servicio.*

1. Se podrá efectuar la conexión a la red cuando se disponga de los contratos, autorizaciones administrativas y notificaciones que sean de aplicación según la normativa vigente, y siempre y cuando el permiso de acceso y conexión se encuentre en vigor.

2. Asimismo con carácter previo a la conexión el solicitante remitirá los esquemas unifilares de la instalación objeto de los permisos y características de los dispositivos de maniobra y protección necesarios para la solución de alimentación eléctrica del nuevo suministro eléctrico.

3. En el orden técnico, en relación con la documentación y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas del titular del permiso de acceso y conexión relacionadas con la demanda eléctrica, así como de sus verificaciones e inspecciones, se estará a lo dispuesto en la normativa vigente de seguridad industrial que afecta a dichas instalaciones, según corresponda y en particular:

a) Para instalaciones de alta tensión, se estará a lo establecido en los artículos 14, 20 y 21 y en las ITC-RAT 22 e ITC-RAT 23 del Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

b) Para instalaciones de líneas de alta tensión, se estará a lo establecido en los artículos 15, 20 y 21 y en las ITC-LAT 04 e ITC-LAT 05 del Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

c) Para instalaciones de baja tensión, se estará a lo establecido en los artículos 14, 18 y 21 y en las ITC-BT 04 e ITC-BT 05 del Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51.

4. La puesta en servicio de una instalación, asimismo, conlleva la instalación de los equipos de medida y protección, la verificación de la capacidad de cumplimiento de los requisitos establecidos para cada tipología de acceso flexible y la energización de la instalación eléctrica.

Las instalaciones de demanda incluidas dentro del ámbito de aplicación de los reglamentos europeos por los que se definen los códigos de red de conexión, cumplirán con los requisitos de conexión establecidos en los mismos así como con lo establecido en la normativa nacional para su implementación.

5. En caso de disconformidad con las deficiencias comunicadas, el titular de del permiso de acceso y conexión o el titular de la red podrán solicitar al órgano de la administración competente, de acuerdo con los criterios recogidos en el artículo 33.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la resolución de las discrepancias y, en su caso, la realización de las inspecciones necesarias.

CAPÍTULO V

Transparencia y procedimiento de desarrollo

Artículo 13. *Plataforma de gestión y seguimiento de los expedientes de permisos de acceso y conexión.*

1. Las plataformas web establecidas en el artículo 5.3. del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, tendrán el contenido mínimo previsto en los artículos 14, 15, 16 y 17.

2. La tramitación a través de la plataforma de las solicitudes de distribuidores aguas abajo se realizará de manera diferenciada a las del resto de las solicitudes de demanda a través de un acceso propio o apartado específico para distribuidores.

3. Los gestores de redes de distribución podrán dar cumplimiento a lo previsto en este artículo mediante una plataforma gratuita de publicación conjunta, accesible desde cada una de las plataformas web de los gestores que compartan dicha plataforma, en cuyo caso, a la información enumerada en los artículos 14, 15, 16 y 17 deberá añadirse la red de distribución concreta en la que se ubica el nudo en cuestión.

Si se opta por la publicación a través de plataformas conjuntas, la responsabilidad última de la veracidad de la información publicada, así como de su actualización en tiempo y forma, será de la empresa gestora de las redes de distribución de la capacidad en cuestión, sin que pueda traspasarse la obligación o responsabilidad al titular de dicha plataforma de publicación.

4. El incumplimiento de estas obligaciones de información podrá ser sancionado de acuerdo con lo dispuesto en el título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá modificar mediante resolución el contenido de la plataforma web regulado en este capítulo.

Artículo 14. *Información de expedientes para infraestructuras de recarga de vehículo eléctrico.*

1. Las plataformas web reguladas en el artículo 13 estarán dotadas de la capacidad y herramientas necesarias para facilitar la gestión íntegra de los expedientes de acceso a la red para infraestructura de recarga de vehículo eléctrico, incluso los expedientes que no tengan que solicitar el permiso de acceso y conexión.

El contenido mínimo de la plataforma, que será regulado por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia, será el necesario para facilitar la gestión íntegra de estos expedientes en las siguientes fases:

a) Solicitud de permiso de acceso y conexión o indicación de instalaciones exentas.
b) Información de la fase de ejecución.
c) Legalización.
d) Verificaciones del distribuidor.
e) Notificaciones operacionales.

Artículo 15. *Gestión de los expedientes de otorgamiento de los permisos de acceso y conexión de las instalaciones de demanda.*

Las plataformas a la que se refiere el artículo 13 permitirán la tramitación del procedimiento de otorgamiento de los permisos de acceso y conexión y deberán contener la siguiente información:

1. Todas y cada una de las fases de tramitación del expediente podrán ser visualizadas de forma ordenada permitiendo la coordinación completa del procedimiento de otorgamiento de los permisos de acceso y conexión. En particular deberá recoger las siguientes fases:

a) Presentación de solicitud.
b) Recepción de la solicitud.
c) Información sobre si se va a seguir el procedimiento normal o el abreviado.
d) Fase de subsanación.
e) Admisión o no admisión a trámite de la solicitud.
f) Fase de análisis de la solicitud. Determinación de afección a red de aguas arriba y remisión, en su caso, al gestor aguas arriba.
g) En su caso, notificación de la suspensión del procedimiento, en virtud de lo establecido en el artículo 20 quater.1.c) del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, y posibilidad de desistimiento.
h) Resultado del análisis de la solicitud por el gestor de la red con la aceptación o denegación de la solicitud.
i) Propuesta previa al solicitante. Solicitud de revisión de la propuesta previa, en su caso.
j) Aceptación o no de la propuesta previa por el solicitante. Cuando corresponda, firma del acuerdo de pago regulado en el artículo 14.9 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.
k) Emisión del permiso de acceso y conexión por el gestor de la red.
l) Acreditación, en su caso, del pago del valor de la inversión de las actuaciones en la red regulado en el artículo 25.1 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.
m) Formalización, en su caso, del contrato de encargo de proyecto:

i. Solicitud del contrato de encargo.
ii. Recepción del contrato de encargo.
iii. Aceptación del contrato de encargo.
iv. Ejecución del contrato de encargo. Fecha de inicio prevista, fecha fin prevista, fecha real de inicio y fecha real finalización.
v. Ejecución del resto de pagos adicionales.

n) Para solicitudes en redes de distribución, en el caso de desarrollar instalaciones de nueva extensión de red, por empresa instaladora habilitada:

i. Envío de proyecto de las instalaciones a desarrollar al titular de red por parte del usuario o su representante, junto con su programa de ejecución.
ii. Recepción del proyecto.
iii. Fase de subsanación.
iv. Aceptación del proyecto.
v. Ejecución del proyecto.
vi. Finalización del proyecto.
vii. Verificación de las instalaciones de nueva extensión de red.
viii. Fase de subsanación.
ix. Aceptación de la ejecución del proyecto.
x. Firma de documentación de formalización de la cesión.

ñ) En el caso de que las instalaciones de nueva extensión de red sean desarrollas por la empresa distribuidora les será de aplicación las letras i, v, vi, vii, y x.
o) Formalización, en su caso, del contrato técnico de acceso.
p) Para solicitudes en redes de distribución, información sobre convenios de resarcimiento.

i. Indicar las instalaciones que podrán ser susceptibles de resarcimiento.
ii. Firma, en su caso, del convenio de resarcimiento.

2. Sujeto encargado de la realización de cada una de las fases anteriores, se explicitará, de forma clara y concisa, quién realiza la misma, los plazos que resulten de aplicación y la información concreta que debe aportarse en cada una de dichas fases y la fecha prevista y real de ejecución.
3. Canal que permita al solicitante la posibilidad de realizar una solicitud de información sobre el estado del expediente, que garantice la comunicación ágil con el gestor de la red en cualquier momento de la tramitación del expediente. Estas solicitudes y respuestas deben quedar registradas y etiquetadas con la fecha y hora y el contenido de éstas.
4. Apartado de preguntas frecuentes, quejas, reclamaciones e incidencias en relación con los expedientes de los permisos de acceso y conexión a la red de dichas instalaciones. Se habilitará un canal de comunicación específico para cada una de las siguientes fases de tramitación del expediente donde quedarán registradas todas las comunicaciones que se produzcan entre las partes:

a) Solicitud de los permisos de acceso y conexión.
b) Concesión y tramitación de los permisos de acceso y conexión.
c) Desarrollo de instalaciones de nueva extensión/refuerzos de red.
d) Conexión a red.

5. La plataforma web permitirá descargar en formato electrónico el estado de la totalidad de los expedientes de un mismo titular.
6. Antes del 31 de enero de cada año, los gestores de la red de transporte y de distribución remitirán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la relación de solicitudes de acceso y conexión denegadas el año anterior por subestación eléctrica, agregadas por tipología de solicitud (consumidor industrial, puntos de recarga, instalación de almacenamiento, puertos y otros que se establezcan por resolución), potencias solicitadas y causas de denegación. Esta información se publicará en la plataforma web del artículo 13 y se comunicará a las Comunidades Autónomas y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
El contenido y el formato para la presentación de dicha información se establecerá por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia.

Artículo 16. *Publicación de la información sobre la capacidad de acceso de los nudos.*

1. En virtud de lo previsto en el artículo 33.9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en el artículo 5.4 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, los gestores de las redes de transporte y distribución deberán mantener un registro en relación con las subestaciones que operan, en cada una de sus barras de tensión superior a 1 kV y publicar en su página web la siguiente información relativa a cada una de dichas barras:

a) Denominación.
b) Georreferenciación.
c) Provincia.
d) Nivel de tensión.
e) Capacidad total de acceso firme de demanda en dicho nudo.
f) Capacidad de acceso de demanda ocupada, teniendo en cuenta la capacidad conectada, con permisos en vigor y con estudio de capacidad favorable.
g) Capacidad de acceso de demanda de solicitudes admitidas a trámite y pendientes de evaluación de capacidad.
h) Capacidad disponible en dicho nudo.
i) Capacidad de almacenamiento correspondiente a la potencia máxima que puede ser absorbida de la red en el punto de conexión aplicando un perfil específico para estas instalaciones.

Esta información deberá ser actualizada al menos una vez cada mes.

2. Las referencias a la capacidad de acceso se referirán a capacidad de acceso firme y no perturbadora a efectos de la calidad de onda. La capacidad de acceso flexible podrá ser publicada en los términos que se establezcan en las especificaciones de detalle. Las especificaciones de detalle previstas en el artículo 18 concretarán el procedimiento a seguir para determinar las diferentes capacidades de acceso de este artículo.

3. En el caso de subestaciones de tensión superior a 66 kV, las capacidades especificadas en los apartados e), f), g), h) e i) del apartado 1 deberán estar desagregadas por posición de conexión indicando, si lo tuviera, su uso. Esta información deberá ser actualizada al menos una vez cada mes.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá, mediante resolución, previo trámite de audiencia, modificar los umbrales de tensión y la información a facilitar referida en este artículo.

Artículo 17. *Información adicional sobre el acceso y conexión a la red.*

1. Por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia, se aprobará la información adicional relacionada con los procesos de acceso y conexión a la red que se deberán facilitar en las plataformas a las que se refiere el artículo 13.

2. Sin perjuicio de lo anterior, las plataformas deberán contener la siguiente información adicional:

a) Potencia de cortocircuito en puntos frontera Distribución-Distribución y Transporte-Distribución.
b) Umbrales de potencia a conectar según el nivel de tensión.
c) Información indicativa y no vinculante sobre acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender el suministro hasta la conexión y puesta en servicio que no estén recogidos en los artículos 15 y 16 de esta circular:

i. Indicación de instalaciones que estén exentas de solicitar permiso de acceso y conexión.
ii. Indicación de instalaciones que se pueden acoger al procedimiento abreviado. A estos efectos se podrá desarrollar un formulario que detecte si el solicitante puede acogerse o no a dicho procedimiento.
iii. Notificaciones necesarias dentro del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas y la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
iv. Información sobre las instalaciones exentas de suscribir el contrato técnico de acceso.
v. Necesidad de cumplir con los requisitos de seguridad industrial, concretamente y según corresponda se estará a lo dispuesto en el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto y el Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero.

vi. Indicaciones sobre los equipos de medida y configuraciones de medida. Normativa, definición de punto frontera, tipo de punto frontera, características de los equipos y en su caso, inspección y verificación y alta en el sistema de medidas.

vii. Enlace web a los procedimientos de operación vigentes y de aplicación para las instalaciones con conexión a la red de transporte.

viii. Especificaciones particulares y proyectos tipo de las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica aprobadas y publicadas dentro del ámbito normativo de seguridad industrial.

ix. Enlace web a las últimas guías aprobadas por el IDAE en materia de acceso y conexión.

d) Enlace a los planes de inversión con informe favorable de las comunidades autónomas siempre y cuando sean públicos y planes aprobados por la Administración General del Estado.

Artículo 18. *Procedimiento de aprobación de especificaciones de detalle.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución aquellas especificaciones de detalle que puedan resultar necesarias para desarrollar la metodología y condiciones del acceso y conexión a las redes de transporte y distribución establecidas por esta circular, incluidas aquellas que puedan resultar necesarias para adaptar los criterios establecidos en los anexos a las particularidades de las redes de transporte y distribución y de la nueva demanda.

2. Cuando en el marco de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sea necesario aprobar o modificar las citadas especificaciones de detalle, se aplicará el siguiente procedimiento:

a) La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia constituirá un grupo de trabajo definiendo su composición y funcionamiento.

b) El gestor de la red de transporte y los gestores de las redes de distribución a partir de las conclusiones del grupo de trabajo elaborarán sendas propuestas de especificaciones de detalle aplicables respectivamente a las redes de transporte y de distribución.

c) El gestor de la red de transporte y los gestores de las redes de distribución consultarán a los sujetos y agentes afectados sobre sus propuestas, durante un periodo no inferior a un mes, salvo que un plazo menor esté debidamente justificado por razones de urgencia.

d) El gestor de la red de transporte y los gestores de las redes de distribución remitirán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de oficio o a su requerimiento, las propuestas necesarias para la implementación de las especificaciones de detalle incluyendo una memoria justificativa debidamente razonada de la inclusión o no de los puntos de vista de las respectivas consultas a las que se refiere el apartado anterior. El gestor de la red de transporte y los gestores de las redes de distribución deberán publicar sus respectivas propuestas y memorias justificativas en su página web.

e) En el caso de que las propuestas de los gestores de la red no reúnan las condiciones necesarias para su aprobación, o cuando esté debidamente justificado, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá iniciar un procedimiento a efectos de elaborar una nueva propuesta contando con la participación de los distintos agentes involucrados.

f) La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia desarrollará la propuesta de las especificaciones de detalle que remitirá al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para que, en el marco de sus competencias, pueda emitir informe en los términos previstos en el artículo 80.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

g) Las especificaciones de detalle serán aprobadas mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia. Las resoluciones que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en virtud de este artículo se publicarán en el «Boletín Oficial del Estado» de acuerdo con lo establecido en el último párrafo del artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web las resoluciones aprobadas en virtud del presente artículo que se encuentren en vigor.

Disposición adicional primera. *Cómputo de plazos.*

A efectos del cómputo de plazos de la presente circular, se estará a lo previsto en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

Disposición adicional segunda. *Nuevos modelos de demanda.*

Con carácter general, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá aprobar, mediante resolución, de acuerdo con el artículo 18, nuevas especificaciones de detalle o requerimientos para nuevos modelos de demanda que puedan surgir como desarrollo de las normativas estatales o comunitarias, siempre que se justifique la necesidad de su inclusión por sus especiales características técnicas y se establezcan como sujetos participantes en el suministro definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Disposición adicional tercera. *Procedimientos de operación del sistema.*

El Operador del Sistema revisará en el plazo de seis meses desde la entrada en vigor de las especificaciones de detalle previstas en el artículo 18, los procedimientos de operación del sistema y remitirá, en su caso, propuesta para su adaptación al contenido de esta circular.

Disposición adicional cuarta. *Procedimiento de operación de distribución.*

En el plazo máximo de seis meses desde la entrada en vigor de la presente Circular, los gestores de las redes presentarán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las propuestas necesarias para la elaboración de un procedimiento de operación de distribución con objeto de flexibilizar la operación de dichas redes y solucionar las congestiones existentes mediante las herramientas necesarias para ello.

Disposición transitoria primera. *Permisos de acceso y conexión flexible.*

No se podrán solicitar ni conceder permisos de capacidad de acceso flexible hasta que no se apruebe por resolución de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia el desarrollo normativo que permita su completa aplicación.

Disposición transitoria segunda. *Solicitudes de permiso de acceso y conexión a la red.*

Los criterios para evaluar la existencia o no de capacidad de acceso, la viabilidad del punto de conexión y la influencia en la red de aguas arriba de las solicitudes que se realicen antes de la aplicación de las especificaciones de detalle reguladas en el artículo 18, serán los criterios técnicos de seguridad, regularidad, calidad de suministro y de sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico, según se establece en el artículo 33.2 de la Ley del Sector Eléctrico, utilizados a la entrada en vigor de esta circular.

Disposición final primera. *Modificación de la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.*

La Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, queda modificada como sigue:

1. Se suprime el apartado c) del artículo 3.2.
2. Se modifica el artículo 3.2.d.v) con la siguiente dicción:

«v) En el caso de disponer de elementos de acumulación de energía eléctrica, descripción de dichos elementos, incluida su capacidad de almacenamiento. Asimismo, se deberá indicar expresamente si la configuración de la instalación para la que se solicitan los permisos permite el consumo de energía eléctrica de la red.»

3. Se añade un apartado 9 en el artículo 6 con la siguiente redacción:

«9. En el caso de instalaciones de almacenamiento la solicitud incluirá también la información pertinente desde el punto de vista de la demanda de acuerdo con la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica.»

4. Se añade un apartado 2 en el artículo 7, con la siguiente redacción:

«2. En el caso de instalaciones de almacenamiento, los permisos de acceso y conexión de la demanda reflejarán las condiciones correspondientes a la demanda de estas instalaciones de acuerdo con la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica.»

5. Se modifica el apartado 1.d) del artículo 12, que queda redactado como sigue:

«1.d) Capacidad de acceso disponible, desagregada por posición de conexión. Adicionalmente, se especificará la capacidad de acceso disponible para instalaciones de almacenamiento *stand-alone*, es decir, aquellas no asociadas a ninguna tecnología de generación de energía eléctrica.

Dicha capacidad será publicada en el plazo máximo establecido en la resolución de la CNMC que fije las condiciones para realizar los cálculos de dicha capacidad de acceso.»

6. Se añade un artículo 12 bis que queda redactado como sigue:

«Artículo 12 bis. *Información de expedientes para instalaciones de autoconsumo.*

1. Las plataformas web reguladas en el artículo 5.3 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, estarán dotadas de la capacidad y herramientas necesarias para facilitar la gestión íntegra de los expedientes de acceso a la red para instalaciones de autoconsumo, incluso los que no tienen que solicitar el permiso de acceso y conexión.

El contenido mínimo para facilitar la gestión íntegra de estos expedientes, que será regulado por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia, será el necesario para facilitar la gestión íntegra de estos expedientes en las siguientes fases:

a) Solicitud de permiso de acceso y conexión o indicación de instalaciones exentas.
b) Información de la fase de ejecución.
c) Legalización.
d) Verificaciones del distribuidor.
e) Notificaciones operacionales.

2. Para las instalaciones de autoconsumo que deben solicitar permiso de acceso y conexión de generación en relación con los subapartados a) y b) del apartado anterior, la plataforma incluirá todas y cada una de las fases de tramitación del expediente que podrán ser visualizadas de forma ordenada permitiendo la coordinación completa del expediente recogiendo los siguientes pasos:

a) Presentación de solicitud.
b) Recepción de la solicitud.
c) Información sobre si se va a seguir el procedimiento normal o el abreviado.
d) Fase de subsanación.
e) Admisión o no admisión a trámite de la solicitud.

f) Pago de los estudios de acceso y conexión.

g) Fase de análisis de la solicitud.

h) Resultado del análisis de la solicitud por el gestor de la red con la aceptación o denegación de la solicitud.

i) Propuesta previa al solicitante. Solicitud de revisión de la propuesta previa, en su caso.

j) Aceptación o no de la propuesta previa por el solicitante. Cuando corresponda, firma del acuerdo de pago regulado en el artículo 14.9 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

k) Emisión del permiso de acceso y conexión por el gestor de la red.

l) Acreditación, en su caso, del pago del valor de la inversión de las actuaciones en la red regulado en el artículo 25.1 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

m) Formalización, en su caso, del contrato de encargo de proyecto:

i. Solicitud del contrato de encargo.

ii. Recepción del contrato de encargo.

iii. Aceptación del contrato de encargo.

iv. Ejecución del contrato de encargo. Fecha de inicio prevista, fecha fin prevista, fecha real de inicio y fecha real finalización.

v. Ejecución del resto de pagos adicionales.

n) En solicitudes a la red de distribución, en el caso de desarrollar instalaciones de nueva extensión de red, por empresa instaladora habilitada:

i. Envío de proyecto de las instalaciones a desarrollar al titular de red por parte del usuario o su representante, junto con su programa de ejecución.

ii. Recepción del proyecto.

iii. Fase de subsanación.

iv. Aceptación del proyecto.

v. Ejecución del proyecto.

vi. Finalización del proyecto.

vii. Verificación de las instalaciones de nueva extensión de red.

viii. Fase de subsanación.

ix. Aceptación de la ejecución del proyecto.

x. Firma de documentación de formalización de la cesión.

o) En el caso de que las instalaciones de nueva extensión de red sean desarrollas por la empresa distribuidora les será de aplicación las letras i, v, vi, vii, y x.

p) Formalización, en su caso, del contrato técnico de acceso.

3. En cada una de las fases se incluirá una breve explicación de las actuaciones a efectuar, el sujeto encargado de la realización, los plazos que resulten de aplicación y la información concreta que debe aportarse y la fecha prevista y real de ejecución.

4. La plataforma dispondrá de un canal que permita al solicitante la posibilidad de realizar una solicitud de información sobre el estado del expediente, que garantice la comunicación ágil con el gestor de la red en cualquier momento de la tramitación del expediente. Estas solicitudes y respuestas deben quedar registradas y etiquetadas con la fecha y hora y el contenido.

5. La información adicional regulada en el artículo 17.2.c) de la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica, estará también disponible, de manera diferenciada para las instalaciones de autoconsumo.»

7. Se modifica el apartado 2 del artículo 13, que queda redactado como sigue:

«2. Cuando en el marco de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sea necesario aprobar las citadas especificaciones de detalle, se aplicará el siguiente procedimiento:

a) A requerimiento de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y bajo su supervisión, el operador del sistema organizará un grupo de trabajo con la

participación de los sujetos y agentes interesados en el desarrollo de las propuestas que se efectúen en el marco de esta circular. Entre las partes interesadas deberá contarse con los gestores de las redes de transporte y distribución, además de los generadores y sus representantes.

Como consecuencia del grupo de trabajo, los gestores de las redes de transporte y distribución presentarán al operador del sistema las propuestas necesarias para la implementación de las especificaciones de detalle. Dichas propuestas serán publicadas por el operador del sistema en su página web durante un periodo no inferior a un mes, en el que los sujetos y agentes interesados podrán enviar los correspondientes comentarios.

b) El operador del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las propuestas resultantes incluyendo una memoria justificativa debidamente razonada de la inclusión o no de los comentarios recibidos.

c) En el caso de que la propuesta del operador no reúna las condiciones necesarias para su aprobación, o cuando esté debidamente justificado, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá iniciar un procedimiento a efectos de elaborar una nueva propuesta contando con la participación de los distintos agentes involucrados.

d) A partir de la información recogida en el apartado anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia enviará una propuesta de resolución al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para que, en el marco de sus competencias, pueda emitir informe en los términos previstos en el artículo 80.4 la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

e) Las especificaciones de detalle serán aprobadas mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia. La resolución que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en virtud de este artículo se publicará en el «Boletín Oficial del Estado» de acuerdo con lo establecido en el último párrafo del artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.»

8. Se modifican los apartados 3 y 4 de la disposición adicional segunda, y se introduce un nuevo apartado 6 en la misma disposición con la siguiente redacción:

«3. Se fija en 10 MW el valor a superar por la suma de potencias a considerar para determinar la influencia en la red de transporte de la conexión a la red de distribución, conforme a lo que se establece en el apartado 1 del anexo III. En los territorios no peninsulares dicho valor será de 1 MW. Las potencias consideradas en el cómputo estarán referidas a capacidad de acceso y no a potencia instalada. No obstante, el cómputo solo se realizará cuando la capacidad de acceso de la solicitud objeto de estudio sea mayor de 5 MW (o mayor de 0,5 MW en los territorios no peninsulares).

4. Se fija en 5 MW el valor a superar por la suma de potencias a considerar para determinar la influencia en una red de distribución de la conexión en otra red de distribución conectada a la primera, conforme a lo que se establece en el apartado 2.a) del anexo III. En los territorios no peninsulares dicho valor será de 0,5 MW. Las potencias consideradas en el cómputo estarán referidas a capacidad de acceso y no a potencia instalada. No obstante, el cómputo solo se realizará cuando la capacidad de acceso de la solicitud objeto de estudio sea mayor de 500 kW (o mayor de 100 kW en los territorios no peninsulares).

[…]

6. A los efectos de los apartados 3 y 4 de esta disposición, cuando varias solicitudes puedan considerarse como una agrupación conforme a la definición del artículo 7 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la capacidad de acceso de cada solicitud se entenderá referida a la suma total de las capacidades de acceso de las solicitudes de la agrupación a la que pertenece.»

9. Se añade un apartado 6 al anexo I con la siguiente dicción:

«6. La capacidad de acceso desde el punto de vista de demanda de las instalaciones de almacenamiento se determinará según los criterios establecidos en los anexos III y V de la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de consumo de energía eléctrica.»

10. Se añade una disposición transitoria segunda. Aplicabilidad de algunos artículos.

El artículo 12 bis.2.f) no será de aplicación en tanto no se determine por la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia la cuantía de los pagos por estudios de acceso y conexión de acuerdo con lo previsto en el artículo 14.9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

A estos efectos, los gestores de las redes de transporte y distribución deberán remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia la información necesaria para establecer las condiciones económicas de los estudios de acceso y conexión de acuerdo con los formatos y nivel de desglose que ésta determine.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

Esta circular entrará en vigor en el plazo de tres meses desde el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Los gestores de la red tendrán un plazo de diez meses desde la entrada en vigor de esta circular para adaptar los contenidos de las plataformas web definidas en el artículo 5.3 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, a lo regulado en el artículo 15 de esta circular.

Los gestores de la red tendrán un plazo de diez meses desde la entrada en vigor de esta circular para adaptar los contenidos de las plataformas web definidas en el artículo 5.3 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, a lo regulado en el artículo 12 bis.2 de la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.

La obligación de publicación de información del artículo 16 y 17 será efectiva desde el momento en que se establezca en las especificaciones de detalle.

ANEXO I

Contenido de la solicitud de acceso y conexión

1. El contenido de la solicitud de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución por parte de la demanda de energía eléctrica será:

a) Identificación del solicitante de forma unívoca. Como mínimo incluirá: nombre, apellidos y NIF o número de pasaporte, así como todos los datos de contacto necesarios para garantizar el proceso de notificaciones y comunicaciones.

A estos efectos se incluirá una dirección de correo electrónico a efectos de notificaciones en este proceso. Sólo para el caso de los solicitantes que sean personas físicas, en caso de no disponerse de una dirección de correo electrónico, deberá proporcionarse una dirección de correo postal física, incorporándose todos los datos de contacto necesarios para garantizar el proceso de notificaciones y comunicaciones.

En los casos en los que el solicitante sea una persona jurídica deberá requerirse adicionalmente a lo expuesto en el párrafo anterior, la razón social y el NIF de ésta.

b) Identificación del representante (si procede). En caso de que la solicitud se tramite a través de un representante, deberá aportarse la autorización del solicitante para que actúe en su representación, detallando su alcance. De igual forma se deberán incluir todos los datos necesarios para la identificación unívoca del representante, entre los que se incluirá, al menos: nombre, apellidos, NIF o número de pasaporte del representante, teléfono de contacto, así como una dirección de correo electrónico.

c) Capacidad de acceso firme y, en su caso, capacidad de acceso flexible solicitada.

d) Identificación de la ubicación de la instalación para la que se solicitan los permisos de acceso y conexión, indicando, la referencia catastral del emplazamiento con las salvedades

reguladas en el artículo 40.2 y 40.3 del Real Decreto Legislativo 1/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Catastro Inmobiliario. En los casos de solicitudes de aumento de potencia, con contrato económico de acceso (ATR) en vigor, el Código Universal de Punto de Suministro (CUPS).

e) Para las solicitudes de acceso y conexión a la red de distribución, campo específico para la solicitud o no del presupuesto económico de las instalaciones necesarias para realizar la conexión, sobre las que el titular de la red no tiene obligación de desarrollo. En este sentido, los modelos de solicitud deberán incluir un campo específico a completar por el solicitante, en el que, conforme a lo establecido en el artículo 12.7 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, el solicitante muestre, de manera inequívoca, su deseo o negativa a solicitar el presupuesto económico de las instalaciones que, de conformidad con la normativa en vigor, no tenga obligación de desarrollar el titular de la red.

Este campo deberá estar disponible, a su vez, en los modelos de respuesta a los requerimientos de subsanación, y deberá ser susceptible de modificación por parte del solicitante respecto de la solicitud inicial, siendo la última versión de información de este parámetro la que sea considerada válida.

f) Para los casos que no sean planeamientos urbanísticos, se entregará Memoria técnica descriptiva de la instalación del nuevo consumo eléctrico, que contenga, al menos, los siguientes elementos:

i) Identificación de la tipología de instalación del nuevo suministro eléctrico.

ii) Datos técnicos de la solicitud que incluyan el número de suministros, el uso final al que se destina, tipo de solicitud y potencia instalada unitaria por suministro. En el caso de disponer de elementos de acumulación de energía eléctrica, descripción de las características técnicas de dichos elementos, incluida su potencia y capacidad de almacenamiento. Número de puntos de recarga y su potencia unitaria, si procede. En todas las solicitudes de acceso de potencia superior a 20 MW y en todas aquellas en las que solicite capacidad de acceso flexible o acceso a la red de transporte se deberán aportar los perfiles de funcionamiento esperado de la instalación de demanda objeto de la solicitud. Para las solicitudes efectuadas a la red de transporte, potencia y energía consumida de la red (MW, MVAr y GWh). Programa de previsión en el horizonte de planificación en las situaciones horarias y estacionales significativas, así como energía estimada anual (GWh).

iii) En el caso de solicitudes de instalaciones de consumo que incorporen generación asociada, la capacidad de acceso solicitada por el consumo y la capacidad de acceso solicitada para generación, así como todos los datos asociados para su evaluación y definidos en la normativa aplicable. Igualmente, para estas solicitudes deberá incluirse un esquema unifilar simplificado con el que pueda comprobarse el cumplimiento de las condiciones aplicables en la normativa vigente a las instalaciones de autoconsumo.

iv) Propuesta de ubicación y definición del elemento frontera. En los casos de conexión a redes de baja tensión, se deberá remitir plano con propuesta de ubicación de la Caja General de Protección (CGP).

g) Para el caso de planteamientos urbanísticos de una o más parcelas se requerirá:

i) Plano de urbanización.

ii) Parámetros de la ordenación urbanística (fichas de planeamiento).

iii) Parámetros del sector (edificabilidad máxima del sector, superficie del sector, superficie computable del sector, índice de edificabilidad bruta del sector, densidad máxima de viviendas, reserva de vivienda protegida, reserva dotacional y zonas verdes, ratios W/m^2 industria, asignación de potencia y tensión por parcela).

iv) Parámetros de la parcela o edificación, indicando, como mínimo, tipo de consumo (viviendas, industria, comercial, dotacional, zonas verdes…), la asignación de potencia y el nivel de tensión propuesto de alimentación. Asimismo, se indicará si se requiere prever una potencia mínima para posible alimentación alternativa en BT. En el caso de viviendas se detallará el número de viviendas y su nivel de electrificación. En los casos de conexión a redes de baja tensión, plano con propuesta de ubicación de la Caja General de Protección (CGP).

v) Acreditación del agente urbanizador seleccionado dentro del planeamiento o responsable de la actuación urbanizadora.

vi) Para las solicitudes efectuadas a la red de transporte, potencia y energía consumida de la red (MW, MVAr y GWh). Programa de previsión en el horizonte de planificación en las situaciones horarias y estacionales significativas, así como energía estimada anual (GWh).

h) Plano con propuesta de ubicación y características de local/terreno para centro de transformación o centro de seccionamiento en aquellas solicitudes que sea previsible la necesidad de su instalación y cesión al gestor de la red de distribución.

i) Declaración responsable de que la instalación cumplirá con la normativa de calidad de la onda.

j) Contrato de propiedad o de arrendamiento, o acuerdo de uso de la parcela donde se solicitan los permisos al gestor de la red al que realice la solicitud o precontrato que condicione la compra o el arrendamiento a la obtención del permiso de acceso.

k) En su caso, documento del órgano competente en el que se indique que la garantía económica regulada en el artículo 23 bis del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, está adecuadamente constituida. Asimismo, se remitirá copia del resguardo acreditativo de haber depositado adecuadamente la garantía económica con la información regulada en el citado artículo 23 bis.

l) En su caso, características técnicas de la instalación que hayan sido declaradas en el concurso y que hayan servido para obtener puntuación en el mismo.

m) Nivel de tensión del punto de conexión esperado a efectos de garantías.

2. El contenido de la solicitud de acceso y conexión a la red por parte de otro distribuidor y las redes de distribución cerradas será:

a) Identificación del solicitante y medio de contacto según lo indicado en el apartado 1.a) y 1.b).

b) Propuesta de nudo de la red en la que el solicitante pide permiso de acceso y conexión.

c) Las cargas máximas previstas en el punto de conexión en el punto frontera.

d) Demanda y generación esperada agregada con perfiles de funcionamiento con horizonte temporal de al menos tres años.

e) Motivo de la solicitud.

f) En el caso de las solicitudes destinadas a alimentar redes de distribución de energía eléctrica cerradas, se requerirá la autorización administrativa de la red de distribución cerrada de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 314/2023, de 25 de abril.

ANEXO II

Contenido de la solicitud de acceso y de conexión en el procedimiento abreviado

Las solicitudes de acceso y conexión que se puedan acoger al procedimiento abreviado tendrán la información que se detallada a continuación:

a. Identificación del solicitante y datos de contacto, conforme al detalle términos y condiciones establecidos en el anexo I apartado 1.a).

b. Identificación del representante (si procede), conforme al detalle, términos y condiciones establecidos en el anexo I apartado 1.b).

c. Capacidad de acceso firme y, en su caso, capacidad de acceso flexible solicitada.

d. Identificación de la instalación de consumo, conforme al detalle, términos y condiciones establecidos en el anexo I apartado 1.d).

e. En las solicitudes a la red de distribución, campo específico para solicitud de presupuesto económico de las instalaciones necesarias para realizar la conexión, sobre las que el titular de la red no tiene obligación de desarrollo, en los términos y condiciones establecidos en el anexo I apartado 1.e).

f. Datos técnicos de la solicitud, cuyo detalle, términos y condiciones máximos serán los establecidos en el anexo I apartado 1.f). Los gestores de la red podrán colgar de su red formularios técnicos para facilitar el envío de esta información.

ANEXO III

Criterios para evaluar la capacidad de acceso

La evaluación de la capacidad de acceso para instalaciones de demanda con conexión a la red se basará en el cumplimiento de los criterios técnicos de seguridad, regularidad, calidad del suministro del sistema eléctrico establecidos en la normativa vigente, así como de los criterios incluidos en el presente anexo y en las especificaciones de detalle reguladas en el artículo 18. A estos efectos se realizará un estudio específico que determine la potencia máxima disponible en dicho punto de conexión para una instalación concreta. Dicho estudio estará vinculado a la validez de la propuesta previa.

El estudio específico podrá determinar distintas capacidades de acceso en función de las instalaciones de demanda de electricidad solicitantes de los permisos.

En las especificaciones de detalle se podrán establecer criterios específicos para determinadas solicitudes, como las de almacenamiento.

1. Determinación del punto de conexión para evaluar la capacidad de acceso de la demanda en la red de distribución de electricidad.

La determinación del punto de conexión sobre el que realizar el estudio será establecida por el gestor de la red y deberá cumplir con los requisitos regulados en esta circular y sus anexos y/o especificaciones de detalle.

Para determinar la elección del punto de conexión sobre el que realizar el estudio de capacidad de acceso se considerarán los puntos de la red de distribución más próximos a la ubicación de la demanda a atender que puedan resultar viables conforme a la normativa vigente.

Se realizará el análisis en las redes con nivel de tensión igual o inferior de la zona en la que se ubica el suministro. En caso de no disponerse de capacidad, se ampliaría el análisis a redes con nivel de tensión superior, en orden estrictamente ascendente y se ampliará el ámbito zonal.

La zona en la que se deba efectuar el estudio se definirá en las especificaciones de detalle.

Cuando se trate de solicitudes de consumidores que solicitan conexión a puntos de tensión superior a 1 KV o puntos de recarga, se deberá dar alguna propuesta de punto de conexión, aunque se encuentre fuera de la zona de estudio, indicando los refuerzos de red necesarios y si existen en tramitación otras solicitudes de acceso y conexión con mejor orden de prelación.

Este apartado no será de aplicación a las solicitudes de un distribuidor aguas abajo a la red de distribución de electricidad de un distribuidor aguas arriba.

2. Datos de partida para evaluar la capacidad de acceso en las redes.

El estudio para determinar la capacidad de acceso a las redes se realizará teniendo en cuenta lo siguiente:

a) Las instalaciones de generación y demandas, incluidos los almacenamientos, conectadas o con permisos de acceso y de conexión vigentes, con capacidad de acceso firme o flexible, tanto en ese punto de conexión, como en los restantes nudos de esa red u otras redes con influencia en dicho punto de conexión. Dicha influencia será determinada atendiendo a lo dispuesto en las especificaciones de detalle.

b) Las instalaciones de generación y demanda, incluidos los almacenamientos, cuya solicitud de permiso de acceso y de conexión tenga prelación temporal sobre la solicitud a evaluar, según los criterios establecidos en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, tanto en ese punto de conexión como en los restantes nudos de esa red con influencia en dicho punto de conexión.

c) Las instalaciones de la red de transporte existente y planificada conforme a la planificación vigente de la red de transporte aprobada por la Administración General del Estado.

d) Las instalaciones de la red de distribución existente y planificada conforme a los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado.

3. Previsiones de funcionamiento para evaluar la capacidad de acceso a las redes tanto para las instalaciones existentes, con permisos concedidos y para la nueva solicitud serán definidas dentro de las especificaciones de detalle y deberán estar disponibles a través de las plataformas web del artículo 13 siendo visibles en el área que se determine dentro de dicha plataforma para la publicación de la capacidad disponible. Estos criterios contemplarán:

a) De acuerdo con la tipología de la solicitud del permiso de acceso y nivel de tensión se podrán aplicar técnicas de carácter probabilístico para realizar los estudios de capacidad de acceso a la red. Se deberá garantizar un tratamiento homogéneo de todas las solicitudes por parte de todos los gestores de la red.

b) Se podrán aplicar coeficientes de simultaneidad de red y/o patrones de funcionamiento en función de la naturaleza de la instalación, nivel de tensión de conexión, su impacto en la red y su condición de permiso de acceso firme o flexible. Para el cálculo de capacidad para los proyectos de autoconsumo y de almacenamiento, se efectuará un cálculo teniendo en cuenta sus patrones de funcionamiento.

c) Las hipótesis de generación y consumo tendrán en cuenta la mejor información disponible y serán concretadas en las especificaciones de detalle. Se considerarán las posibles variaciones en el consumo y en la generación de instalaciones existentes que se establezcan en las especificaciones de detalle, así como patrones de generación y consumo en función de la tipología de las instalaciones.

De acuerdo con la información anterior se establecerán las previsiones de demanda y generación por áreas geográficas y niveles de tensión.

4. Condiciones de red para evaluar la capacidad de acceso a las redes.

La determinación de la capacidad de acceso se valorará en función de la tipología del punto de conexión y de la operación de la red a la que se conecta, conforme a lo dispuesto en las correspondientes especificaciones de detalle.

Las condiciones de red en las que debe valorarse la capacidad de acceso de la red de serán:

a) En condiciones de disponibilidad total de red, cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento establecidos para esta situación.

b) En condiciones de indisponibilidad de red que supongan una pérdida de la calidad y seguridad en los suministros preexistentes, ya estén conectados o con permisos de conexión vigentes que no pudieran ser soslayadas con reducciones de energía suministrada a demandas con permisos de acceso flexible u otras figuras conectadas a dicha red en los términos que se establezcan en las especificaciones de detalle.

c) En regímenes transitorios, cumpliendo las condiciones de seguridad, regularidad y calidad aceptables relativas al comportamiento dinámico.

d) En otros regímenes que se establezcan.

El análisis realizado incorporará criterios asociados a la potencia de cortocircuito, así como a la estabilidad estática y dinámica de la red y calidad de la onda.

5. Especificidades para evaluar la capacidad de acceso de un distribuidor aguas abajo a la red de distribución de electricidad de un distribuidor aguas arriba.

Los gestores de las redes de distribución acordarán el punto de conexión para realizar el estudio específico para determinar la capacidad de acceso de una empresa distribuidora conectada aguas abajo.

A estos efectos, el distribuidor aguas abajo remitirá en su solicitud una propuesta de punto de conexión. La determinación del punto de conexión sobre el que realizar el estudio de capacidad de acceso tendrá en consideración los puntos de la red de distribución más próximos a la ubicación de la solicitud del distribuidor de aguas abajo que puedan resultar viables, conforme a la normativa vigente. En caso de discrepancia resolverá el órgano competente de la Administración.

El gestor de la red de distribución aguas arriba realizará el análisis en el punto de conexión solicitado y si no existiera capacidad en las redes con nivel de tensión igual o inferior de la zona en la que se ubica la solicitud. En caso de no disponerse de capacidad, se ampliaría el análisis a redes con nivel de tensión superior, en orden estrictamente

ascendente. Dicha falta de capacidad deberá justificarse de manera detallada, identificando las causas que restringen la misma.

No será una causa de denegación del acceso por parte de los gestores de la red de distribución aguas arriba que el distribuidor aguas abajo solicite el necesario refuerzo de sus redes para mejorar su calidad de servicio, siempre que éste último justifique mediante declaración responsable que no cumple con la obligación de mantener los niveles de calidad zonal asignados a aquellas zonas donde desarrolle su actividad o declare zonas donde tengan dificultad para el mantenimiento de la calidad exigible.

En las especificaciones de detalle se establecerán los criterios específicos para la evaluación de estas solicitudes.

6. Especificidades para evaluar la capacidad de acceso de un distribuidor aguas abajo a la red de transporte.

El estudio específico establecido en el presente anexo, que será desarrollado a través de las especificaciones de detalle.

7. Criterios de seguridad y funcionamiento para evaluación de las solicitudes de acceso a distribución.

El estudio específico establecido en el presente anexo, que será desarrollado a través de las especificaciones de detalle, deberá garantizar que la demanda máxima para la que se hace el estudio no producirá sobrecargas en las redes de transporte y distribución, según corresponda, ni que la tensión de la red a la que se conecta quede fuera de los límites reglamentarios en las condiciones de red definidas en el apartado 4.

En este sentido se tendrá en cuenta lo siguiente:

a) Para evaluar la capacidad máxima de acceso a un centro de transformación, se considerarán unos coeficientes de simultaneidad y un porcentaje máximo de la potencia nominal de la máquina que no se podrá rebasar, que se establecerá en las especificaciones de detalle atendiendo a los distintos niveles de tensión.

b) Para evaluar la capacidad máxima de acceso a una máquina de transformación conectada en una subestación de transformación, se considerarán los coeficientes de simultaneidad que se establecerán en las especificaciones de detalle todo ello sin rebasar un porcentaje máximo establecido por los rangos de tensión definidos en el artículo 3 del Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, de la potencia nominal de la máquina. Dichos valores estarán sustentados sobre la base de la operación actual de las instalaciones.

c) Para evaluar la capacidad máxima de acceso a una línea de transporte o distribución, se considerarán los correspondientes coeficientes de simultaneidad que se establecerán en las especificaciones de detalle, todo ello sin rebasar un porcentaje máximo establecido por los rangos de tensión definidos en el artículo 3 del Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero.

ANEXO IV

Criterios para evaluar la viabilidad de conexión

La viabilidad de conexión vendrá determinada por el cumplimiento de las condiciones técnicas y de seguridad aplicables al acoplamiento eléctrico de las instalaciones de demanda que solicitan el permiso de acceso y de conexión.

La conexión será considerada no viable, y por tanto el permiso de conexión será denegado, si se da alguna de las siguientes circunstancias:

1. Existe una imposibilidad técnica:

a. No existen instalaciones de red en las que la conexión pueda realizarse ni tampoco están previstas bien en la planificación vigente de la red de transporte bien en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado.

b. Cuando aun existiendo instalaciones de red en la que efectuar la conexión, o estando planificadas, hay falta de espacio físico que lo permita. En este sentido la falta de espacio físico irá referida a los siguientes casos:

i. Espacio físico adecuado. Cuando en el espacio de conexión disponible para ubicar las instalaciones eléctricas necesarias para la conexión no se puedan realizar nuevas

conexiones sin incumplir las distancias mínimas entre equipos establecidas por la normativa de seguridad industrial.

ii. Espacio físico en la subestación o en el centro de transformación:

– Cuando no hay posibilidad de ampliación de esta o se invade zona de afección de otras instalaciones de servicios públicos o privados.

– Cuando la ampliación pueda afectar a las condiciones normales de operación y/o mantenimiento o invadir el espacio físico de instalaciones eléctricas existentes que estén anexas.

– En subestaciones de transporte con configuraciones no preferentes, cuando aun existiendo instalaciones de red en la que efectuar la conexión, o estando planificadas, se comprometa la seguridad de suministro del resto de consumidores conectados al mismo nudo. A estos efectos se consideran configuraciones preferentes las reguladas en el PO 13.3.

2. Se compromete la seguridad de las instalaciones: La instalación de conexión pueda constituir una amenaza para las condiciones de seguridad de las personas y de las instalaciones, la salud de las personas o de las condiciones del medio ambiente.

3. Incumplimiento de normativa: el incumplimiento por el solicitante de los requisitos de conexión establecidos en los reglamentos europeos en los que se definen requisitos de conexión y en la normativa nacional de implementación que los desarrolle, o en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y la Orden TED/749/2020, de 16 de julio, en lo que respecta a las instalaciones de demanda, las instalaciones de distribución, las redes de distribución y las unidades de demanda incluidas dentro del ámbito de aplicación del reglamento citado, y sin perjuicio de las exenciones y los regímenes transitorios en ellos previstos.

4. En relación con las posiciones titularidad de los gestores de red destinadas a consumidores en subestaciones de distribución donde exista capacidad disponible, es decir, no esté cubierta toda la potencia de diseño con garantía de suministro y, por tanto, exista la posibilidad de conectar una instalación que alimente a más de un consumidor, las citadas posiciones se entenderán disponibles para terceros nuevos consumidores y no se podrá denegar la conexión a dicha posición. Dicha capacidad disponible deberá incluirse por parte de los gestores de la red dentro de la información a publicar establecida en el artículo 16. Ante la nueva conexión se adecuarán las instalaciones a la normativa vigente y se aplicarán las obligaciones de cesión al distribuidor previstas en el artículo 25.5 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, que se responsabilizará desde ese momento de su operación y mantenimiento.

ANEXO V

Criterios para determinar la influencia de las instalaciones de demanda en otra red distinta de la que se soliciten los permisos, a los efectos de establecer la necesidad del correspondiente informe de aceptabilidad

1. Se considerará que una solicitud de acceso y conexión tiene influencia en la red de transporte, cuando la solicitud se realice a una red de distribución de tensión igual o superior a 30 kV y además concurra al menos una de las siguientes condiciones, sin perjuicio de que se pueda definir un límite de potencia para determinar la influencia:

a) La capacidad de acceso solicitada sea superior al 10 % de la potencia de cortocircuito del nudo de conexión de la red de distribución a la red de transporte en situación de demanda horaria punta y valle.

b) La capacidad de acceso solicitada sea superior a un determinado límite que se establecerá mediante las correspondientes especificaciones de detalle y podrá ser revisado por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

c) La suma de la capacidad de acceso solicitada de la capacidad con permisos de acceso y conexión ya concedidos y vigentes y potencia asociada a los derechos de extensión vigentes con afección al mismo nudo de la red de transporte al que se conecta la red de distribución sea superior a la potencia del acceso del distribuidor a la red de transporte en la frontera entre distribución y transporte o la que se haya considerado en la

planificación vigente. A tal efecto, los gestores de las redes de distribución y transporte deberán acordar un adecuado mecanismo de información de dichos valores.

2. Se considerará que una solicitud de acceso y conexión tiene influencia en la red de distribución aguas arriba, cuando la solicitud se realice a una red de distribución de tensión superior a 1 kV y además concurra al menos una de las siguientes condiciones, sin perjuicio de que se pueda definir un límite de potencia para determinar la influencia:

a) La suma de la capacidad de acceso solicitada de la capacidad con permisos de acceso y conexión ya concedidos y vigentes y potencia asociada a los derechos de extensión vigentes, es mayor que el porcentaje de la potencia de cortocircuito del nudo de conexión entre ambas redes de distribución, que se determine mediante las correspondientes especificaciones de detalle y podrá ser revisado por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

b) La suma de la capacidad de acceso solicitada, de la capacidad con permisos de acceso y conexión ya concedidos y vigentes y potencia asociada a los derechos de extensión vigentes con afección al mismo nudo de la red de distribución a la que se conecta, sea superior a determinado límite de potencia que se establecerá mediante las correspondientes especificaciones de detalle y podrá ser revisado por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Dicho valor límite deberá ser coherente con la normativa vigente en particular lo dispuesto en el artículo 8 de la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre. A tal efecto, los gestores de las redes de distribución deberán acordar un adecuado mecanismo de información de dichos valores.

3. La determinación de los nudos con influencia significativa se realizará en las especificaciones de detalle.

§ 99

Resolución de 29 de octubre de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 266, de 3 de noviembre de 2014
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2014-11274

La Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

En su disposición adicional segunda.2 faculta a la Secretaría de Estado de Energía para aprobar el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control necesario para la prestación de este servicio.

A estos efectos dispone que el Operador del Sistema remita a la Dirección General de Política Energética y Minas en el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de la citada orden, una propuesta del citado procedimiento.

Atendiendo a lo anterior, con fecha 30 de diciembre de 2013, el Operador del Sistema remitió propuesta de resolución por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Esta «propuesta de desarrollo normativo del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre» fue objeto de informe por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha 13 de mayo de 2014 de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Teniendo en cuenta lo anterior, esta Secretaría de Estado, resuelve:

Primero. *Procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.*

La presente resolución aprueba el Procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad previsto en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, cuyo texto se inserta en la presente resolución.

Segundo. *Procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

De conformidad con la disposición transitoria primera de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, hasta que se establezcan condiciones específicas de aplicación para cada uno de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en estos sistemas seguirá resultando de aplicación la Resolución de 7 de noviembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de interrumpibilidad.

Tercero. *Modificación de la Resolución de 1 de agosto de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del procedimiento competitivo de subastas.*

Se modifica la Resolución de 1 de agosto de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y el modelo de adhesión al marco legal establecido para la participación de las subastas, en los términos siguientes:

Uno. El apartado 4.4.1.3) del anexo I queda redactado como sigue:

> «3) El administrador de la subasta calculará, una vez subastados los 50 primeros bloques de producto de 5 MW, el precio medio de referencia como la media aritmética de los precios de adjudicación de los mismos.
>
> Los grupos empresariales o en su caso personas físicas o jurídicas con uno o más puntos de suministro participantes en la subasta que no hayan resultado adjudicatarios de al menos 2 bloques de Producto de 5 MW para el conjunto de sus puntos de suministro en las primeras 50 subastas del producto de 5 MW, podrán alcanzar hasta un total de 2 bloques de producto de 5 MW, mediante una adjudicación directa, al citado precio medio de referencia.
>
> En aplicación de la opción anterior, un representante de cada grupo empresarial o en su caso un representante de la persona física o jurídica con uno o más puntos de suministro participante en la subasta determinará y comunicará, según el formato y procedimiento de comunicación definidos por el OS, los puntos de suministro a los que se asignarán los bloques de potencia de 5 MW al precio medio de referencia.»

Dos. En el apartado 4.4.2.4) del anexo I, se sustituye «grupo empresarial» por «grupo empresarial o en su caso persona física o jurídica con uno o más puntos de suministro participantes en la subasta».

Tres. En el apartado 7 del anexo I se sustituye «grupos empresariales» por «grupos empresariales o en su caso personas físicas o jurídicas con uno o más puntos de suministro».

Cuarto. *Publicación.*

La presente resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

Quinto. *Aplicabilidad.*

1. La presente resolución será de aplicación a partir del 1 de enero de 2016.

Hasta esa fecha será de aplicación lo dispuesto en la Resolución de 7 de noviembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de interrumpibilidad.

2. No obstante lo anterior, antes del 1 de enero de 2015 el Operador del Sistema y los proveedores del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad adaptarán sus equipos de medida, comunicación y control (EMCC) y sus sistemas de comunicaciones a lo indicado en los apartados Sexto.6.6 («Programación y ejecución de una orden de reducción de potencia») y Cuarto («Sistema de comunicaciones») del procedimiento que se aprueba por la presente resolución, respectivamente. En el caso de la adaptación a lo indicado en el

apartado cuarto («Sistema de comunicaciones»), hasta el 1 de enero de 2015 solo estará disponible la tecnología que se describe en el apartado cuarto. 4.3 b).

3. En el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2015, aquellos proveedores que dispongan del certificado de los nuevos equipos de medida, control y comunicaciones al que hace referencia el apartado Tercero. 3.5 del procedimiento aprobado por la presente resolución, podrán optar por la utilización de dichos nuevos equipos, o bien seguir utilizando los equipos que venían utilizando adaptados según lo dispuesto en el punto 2 anterior.

4. Lo dispuesto en el apartado tercero de esta resolución será de aplicación a partir del día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Sexto. *Eficacia.*

La presente resolución surtirá efectos a partir del día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

PROCEDIMIENTO DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN, EJECUCIÓN Y CONTROL DEL SERVICIO DE GESTIÓN DE LA DEMANDA DE INTERRUMPIBILIDAD REGULADO EN LA ORDEN IET/2013/2013, DE 31 DE OCTUBRE, POR LA QUE SE REGULA EL MECANISMO COMPETITIVO DE ASIGNACIÓN DEL SERVICIO DE GESTIÓN DE LA DEMANDA DE INTERRUMPIBILIDAD

Primero. *Estructura del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio.*

1. El sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad es el conjunto de equipos comunicados entre sí, pertenecientes al Operador del Sistema y a los proveedores del servicio, necesarios para la correcta aplicación del servicio gestión de la demanda de interrumpibilidad que se contempla en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

2. El sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (SCECI), está compuesto por los siguientes elementos:

a) Sistema de gestión del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad del Operador del Sistema (SG-SCECI), residente en sus centros de control.

b) Equipos de medida, comunicación y control (EMCC) residentes en las instalaciones de los proveedores del servicio, para la recepción, gestión y ejecución de las órdenes de reducción de potencia.

c) Sistema de comunicaciones entre el SG-SCECI del Operador del Sistema y los equipos EMCC de los proveedores del servicio.

d) Protocolo de Comunicación entre el SG-SCECI del Operador del Sistema, los equipos EMCC de los proveedores del servicio y, en su caso, los Sistemas de los Gestores de la red de Distribución (SGdD).

e) Relé de deslastre por subfrecuencia instalado de conformidad con lo establecido en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

Forma parte integrante de este sistema todo el «software» necesario para la correcta gestión del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, incluyendo los equipos y aplicaciones relacionados con la emisión y recepción de preavisos, ejecución de órdenes de reducción de potencia, y el control administrativo del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Segundo. *Sistema de Gestión del Operador del Sistema SG-SCECI.*

2.1 El Operador del Sistema deberá dotarse en sus centros de control de un sistema de información SG-SCECI capaz de gestionar las órdenes de reducción de potencia conforme a los criterios establecidos en el Procedimiento de Operación por el que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, transmitir estas órdenes a los equipos EMCC de los proveedores del servicio, y llevar a cabo su seguimiento y verificación.

El SG-SCECI se instalará con una configuración redundante en un centro de control principal y, además, en un centro de respaldo.

2.2 El SG-SCECI permitirá al Operador del Sistema gestionar de forma permanente toda la información recibida desde los equipos EMCC, manteniendo además actualizada la base de datos citada en el apartado Segundo.2.8 del presente procedimiento.

2.3 El SG-SCECI calculará, con la información de la base de datos del apartado Segundo.2.8, los potenciales de reducción de demanda en zonas o subconjuntos de proveedores del servicio que defina el Operador del Sistema, para su utilización en la gestión de órdenes de reducción de potencia.

2.4 El SG-SCECI se comunicará con los equipos EMCC, para todos los intercambios de información necesarios para el cumplimiento de sus funciones, mediante el Protocolo de Comunicación.

Las órdenes de reducción de potencia, su cambio o anulación, la señal de autorización de reconexión después de una actuación del relé de deslastre por subfrecuencia, y todas las solicitudes de información que se indiquen en el Protocolo de Comunicación, serán enviadas directamente desde el SG-SCECI a los equipos EMCC de los proveedores del servicio.

De igual forma, las señales de estado y acuse de recibo de las órdenes de reducción de potencia, su cambio o anulación, la potencia activa media cincominutal demandada registrada durante la ejecución de las órdenes de reducción de potencia, la potencia activa media cuarto horaria demandada y los valores de potencia instantánea activa y reactiva del proveedor del servicio, la comunicación de los periodos de indisponibilidad, los programas de consumo horario, el estado de los equipos EMCC y la activación del relé de deslastre, así como toda la información tanto de tipo estructural como de programación de las órdenes de reducción de potencia que se indiquen en el Protocolo de Comunicación, serán enviadas directamente desde los equipos EMCC de los proveedores del servicio al SG-SCECI.

2.5 El SG-SCECI comunicará mediante el Protocolo de Comunicación a los SGdD, en caso de que los gestores de la red de distribución así lo soliciten, la información relativa a las órdenes de reducción de potencia, su cambio o anulación y los registros de cada orden de reducción de potencia, correspondientes a los proveedores del servicio conectados en las áreas de distribución de su competencia.

2.6 El SG-SCECI deberá estar dotado de elementos de vigilancia y supervisión de las comunicaciones para facilitar la correcta toma de decisiones y aplicación de las órdenes de reducción de potencia.

2.7 El SG-SCECI dispondrá de un sitio Web, accesible únicamente por los proveedores del servicio, en el que se recogerá la siguiente información:

– Potencia activa instantánea demandada (Pinst).
– Potencia residual de referencia (Pmax).
– Programa de consumo horario (Progh).
– Potencial interrumpible (Pinst-Pmax).
– Potencia asignada en la subasta (Psub).
– Indisponibilidades previstas y aceptadas por el Operador del Sistema.

2.8 El SG-SCECI dispondrá de una base de datos en la que registrará toda la información relevante del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. Esta información incluye tanto la de tipo estructural de los proveedores del servicio, como la de los EMCC.

Esta base de datos y sus aplicaciones formarán parte de las herramientas del SG-SCECI que se utilicen para el control y la supervisión de las órdenes de reducción de potencia, así como para el seguimiento y la elaboración de los correspondientes informes y estadísticas.

2.9 El SG-SCECI dispondrá de los soportes informáticos necesarios para almacenar, durante al menos cinco años, toda la información relevante relativa a las aplicaciones del servicio de gestión de la demanda interrumpibilidad que el Operador del Sistema haya llevado a efecto.

Esta información podrá ser accesible, con respeto a los criterios de confidencialidad que reglamentariamente se establezcan, por parte de los proveedores del servicio.

Tercero. *Equipos de medida, control y comunicaciones (EMCC).*

3.1 Los proveedores del servicio deberán disponer de equipos de medida, control y comunicaciones (EMCC) para comunicar con los SG-SCECI instalados en los centros de control principal y de respaldo mediante el Protocolo de Comunicaciones, realizar todas las funciones necesarias para recibir del SG-SCECI y ejecutar las órdenes de reducción de potencia, su cambio y anulación, y captar y enviar al SG-SCECI la información necesaria para la supervisión de las órdenes de reducción de potencia y resto de información precisa para la verificación de la prestación del servicio. Todo ello de acuerdo con los requisitos de los artículos 9 y 10, según corresponda, de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

3.2 El EMCC incluye los contadores, excepto cuando estos sean compartidos con el Sistema de Medidas Eléctricas SIMEL, los convertidores necesarios para la captación de las medidas de potencia instantánea y el relé de deslastre por subfrecuencia. En su caso, también los equipos auxiliares de conversión y transformación de las medidas, así como la comunicación de estos equipos auxiliares con el equipo principal.

3.3 El EMCC y, en su caso, los equipos auxiliares del mismo, deberán estar conectados a un sistema de alimentación que, en caso de ausencia del suministro principal de energía, garantice su correcto funcionamiento durante al menos 4 horas.

3.4 El EMCC y, en su caso, los equipos auxiliares del mismo, deberán estar construidos e instalados de manera que sean precintables. El Operador del Sistema será responsable de la realización del precintado.

3.5 El EMCC y sus equipos auxiliares, así como su instalación, deberán ser certificados antes de su puesta en servicio y con periodicidad bianual, por el Operador del Sistema, que verificará si reúnen los requisitos que se establecen en la presente resolución y, en su caso, emitirá la certificación correspondiente a efectos de lo dispuesto en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre. El proceso de verificación y certificación será publicado en el sitio Web del Operador del Sistema.

3.6 El EMCC deberá estar dotado de los elementos necesarios para la captación de la información procedente de contadores de energía activa, y convertidores de potencia instantánea activa y reactiva.

3.7 El EMCC deberá estar dotado de los elementos necesarios para la captación de la actuación del relé de deslastre por subfrecuencia, su procesamiento y notificación al SG-SCECI.

3.8 El EMCC deberá recibir del SG-SCECI la autorización de reconexión del relé de deslastre por subfrecuencia, procesar dicha autorización y notificarla al proveedor del servicio.

3.9 El EMCC dispondrá de elementos de vigilancia de fallos en el funcionamiento del equipo y en su interfaz con el sistema de comunicaciones, así como de la funcionalidad necesaria para notificar al SG-SCECI cambios en los mismos, tan pronto como el EMCC recupere la situación de funcionamiento normal.

3.10 Especificaciones técnicas.

El EMCC deberá contar al menos con los siguientes elementos:

a) Una unidad de comunicación, que intercambie información con el resto de unidades del EMCC, implemente el Protocolo de Comunicación y actúe como interfaz con el Sistema de Comunicaciones. Cada EMCC se identificará en el Sistema de Comunicaciones con una IP única asignada por el Operador del Sistema.

b) Una unidad de tratamiento de órdenes de interrupción de potencia, que procese las órdenes de interrupción de potencia y la señal de autorización de reconexión del relé de deslastre por subfrecuencia recibidas de la unidad de comunicación, y las ponga a disposición del proveedor del servicio, para su utilización posterior.

c) Una unidad de tratamiento de la información de contadores de energía y medidas de potencia instantánea activa y reactiva, con los siguientes elementos:

1.º Maxímetro integrador de energía demandada con período de integración de quince minutos, que calculará y registrará de modo continuo la potencia activa media en cada uno de los periodos. El inicio de cada periodo de integración estará sincronizado con el de cada cuarto de hora del reloj local del EMCC.

2.º Maxímetro integrador de energía demandada con período de integración de cinco minutos, que calculará y registrará la potencia activa media en cada uno de los periodos. Este maxímetro se activará únicamente durante la ejecución de las órdenes de reducción de potencia. El inicio del primer periodo de integración se sincronizará con el instante de inicio de la orden de reducción de potencia. El último periodo de integración finalizará con el instante de finalización de la orden de reducción de potencia y por lo tanto su duración podrá ser inferior a cinco minutos.

3.º Procesador de medidas instantáneas de potencia activa y reactiva, que calculara y registrará su valor medio, en periodos de 4 segundos. Envío a la unidad de comunicaciones de la información al finalizar cada periodo.

d) Reloj interno con fecha y hora, en horario oficial, que se utilizará para etiquetar todos los eventos del EMCC y sincronizar los registros de los maxímetros de la letra c) anterior. Este reloj estará sincronizado con el reloj del SG-SCECI de acuerdo con el procedimiento descrito en la norma EN 60870-5-104 que se deberá implementar en el Protocolo de Comunicación. El proceso de sincronización se realizará de forma continua, salvo durante los periodos correspondientes a una orden de reducción de potencia, con la periodicidad que se indique en el Protocolo de Comunicación.

e) Sistema de impresión en soporte cinta de papel que registrará, al menos, parada y arranque del EMCC, fallo del EMCC, valores en cada periodo de los maxímetros que se indican en la letra c) anterior, recepción, ejecución, modificación y anulación de las órdenes de reducción de potencia, activación del relé de deslastre de subfrecuencia, recepción de la señal de autorización de la reconexión del relé de deslastre de subfrecuencia y estado de la comunicación entre el EMCC y el SG-SCECI.

Los registros en cinta de papel llevarán impresa la hora, minuto, segundo y fecha en que se producen así como el Código Universal de Punto de Suministro (CUPS) que identifique al proveedor del servicio.

El sistema de impresión podrá ser complementado o reemplazado por una tarjeta de memoria no volátil removible (Compact Flash). El procedimiento de grabación de los registros deberá garantizar la integridad y no repudio de la información, y deberá ser aprobado por el Operador del sistema.

El cambio de papel y el de la tarjeta de memoria deberán poder realizarse sin necesidad de desprecintar el EMCC.

f) Panel o indicadores de salida luminosos claramente visible e identificables, con la siguiente información:

1.º Indicador de la opción de ejecución. Esta indicación estará activada permanentemente.

2.º Indicador de cambio de orden de reducción de potencia. Esta indicación se activará al recibir el cambio de orden de reducción y permanecerá activada cinco minutos.

3.º Indicador de anulación de orden de reducción de potencia. Esta indicación se activará al recibir la anulación de la orden de reducción y permanecerá activada cinco minutos.

4.º Indicador del periodo tarifario, P1 a P6, de entre los definidos en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, que corresponda a hora y día en curso.

5.º Indicador de mal funcionamiento o error del EMCC.

6.º Indicador de pérdida de comunicación entre el EMCC y el SG-SCECI.

7.º Indicador de activación de los contactos de salida para uso externo del apartado g) siguiente.

8.º Cuatro últimos valores del maxímetro integrador de energía demandada con periodo de integración de quince minutos.

9.º Medida de potencia activa instantánea demandada y, en su caso, generada.

g) Contactos se salida, libres de potencial, claramente identificados, para uso externo al EMCC:

1.º Un contacto de salida de relé normalmente abierto (N/A), por cada una de las opciones de ejecución de potencia definidas en la Orden Ministerial IET/2013/2013, de 31 de

octubre. Este contacto deberá permanecer cerrado desde el instante de recepción de una orden de reducción de potencia, hasta su finalización, modificación o anulación.

2.º Un contacto de salida de relé normalmente abierto (N/A), que deberá permanecer cerrado mientras dure la ejecución de una orden de reducción de potencia.

3.º Un contacto de salida de relé normalmente abierto (N/A), por cada Identificador de la Potencia residual que aplique, Pmax, según lo previsto en el apartado 10.3.b) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

Este contacto deberá permanecer cerrado durante el periodo o periodos de la orden de reducción de potencia para los cuales aplique la Potencia Residual correspondiente a dicho Identificador.

4.º Un contacto de salida de relé normalmente abierto (N/A), que deberá cerrarse, y permanecer cerrado durante cinco minutos, al recibir la señal de autorización de la reconexión del relé de deslastre por subfrecuencia.

5.º Un contacto de salida de relé normalmente cerrado (N/C), que deberá permanecer abierto cuando el equipo EMCC del proveedor del servicio no tenga conexión con el SG-SCECI.

6.º Un contacto de salida de relé normalmente cerrado (N/C), que deberá permanecer abierto cuando el equipo EMCC tenga algún fallo que imposibilite su correcto funcionamiento.

7.º Un mínimo de 5 contactos de salida de reserva.

h) Entradas digitales al equipo EMCC.

El EMCC dispondrá, al menos, de las siguientes entradas accesibles externamente con aislamiento de potencial, para captar la siguiente información:

1.º Activación del relé de deslastre por subfrecuencia.

2.º Cinco entradas de reserva.

i) Bus de comunicaciones.

El EMCC dispondrá de un bus de comunicaciones accesible a través de una interfaz Ethernet con conector RJ45 o puerto serie RS232/RS485, que utilizará alguno de los siguientes protocolos de comunicación: MODBUS RTU, MODBUS TCP, EN 60870-5-102, para la adquisición de la siguiente información:

1.º Contadores de energía activa demandada por la instalación del consumidor.

2.º Medida de potencia instantánea demandada activa y reactiva de la instalación del consumidor.

3.º Medida de potencia activa instantánea generada. Esta información solo se captará en aquellos proveedores del servicio que dispongan de una instalación de generación asociada al proceso productivo cuya demanda está adscrita al servicio de interrumpibilidad.

Opcionalmente, para la conexión de las señales digitales indicadas en los apartados f) y g) anteriores con los sistemas del proveedor del servicio, se podrá utilizar la conexión a través de puerto serie o Ethernet y alguno de los siguientes protocolos de comunicación: MODBUS RTU, MODBUS TCP, EN 60870-5-101, EN 60870-5-104.

El Operador del Sistema podrá publicar una implementación de los protocolos de comunicación anteriores, que deberán soportar los equipos EMCC.

j) El EMCC deberá disponer de una interfaz de usuario, que podrá ser accesible de forma local, sin necesidad de desprecintar el equipo, o remota, para realizar, al menos, las siguientes operaciones:

1.º Volcado en el registro que se describe en el apartado tercero. 3.10 e) de los datos de demanda de la última orden de reducción de potencia, registrados cada cinco minutos y, al menos, las 3 últimas autorizaciones de reconexión del relé del deslastre por subfrecuencia.

2.º Recuperación del archivo de orden de reducción de potencia, en el formato que se describa por el Operador del Sistema en el documento del Protocolo de Comunicación.

3.º Introducción de las magnitudes siguientes:

i) Periodos tarifarios recogidos en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre.

ii) P_{max} (Potencia residual de referenciaprevista en el artículo 10.3 b) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre).

iii) Psub (Potencia asignada en la subasta, de acuerdo a lo dispuesto en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre).

iv) Tiempo de Espera (definido en el apartado Sexto. 6.6).

v) Número Máximo de Reintentos (definido en el apartado Sexto. 6.6).

4.º Realización de las siguientes operaciones:

i) Activación de una orden de interrupción de potencia.

ii) Acceso al registro del EMCC que se describe en el apartado Tercero. 3.10 e) del presente procedimiento.

iii) Carga en el EMCC del programa de consumo horario previsto de la instalación del consumidor.

iv) Carga en el EMCC de los periodos de indisponibilidad de la instalación del consumidor.

Todas las actividades realizadas a través de la interfaz de usuario deberán quedar registradas en el sistema que se describe en el apartado Tercero. 3.10 e) del presente procedimiento.

k) El EMCC deberá mantener un registro histórico en soporte informático con los siguientes datos relativos a cada solicitud de orden de reducción de potencia:

– Pi: Valor de cada uno de los i registros cincominutales durante la ejecución de una orden de reducción de potencia.

– Pd: Máxima potencia demandada durante la ejecución de una orden de reducción de potencia.

– Hora de recepción de señal de preaviso, activación, cambio y anulación de la orden de reducción de potencia.

– Opción de ejecución de las recogidas en el artículo 5 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

– Cualquier otro dato que, a criterio del proveedor del servicio, se juzgue necesario para contrastar el cumplimiento de la orden de reducción de potencia.

Este registro deberá conservarse en soporte informático, accesible por el proveedor del servicio y, previa solicitud, por el Operador del Sistema, durante al menos cinco años.

3.11 Información estructural.

Los proveedores del servicio suministrarán al Operador del Sistema, la siguiente información estructural:

– Fabricante y modelo del EMCC, y equipos auxiliares del mismo cuando los hubiera, incluyendo, cuando sea preciso para la correcta caracterización del equipo, la versión o versiones del software.

– Relación de transformación y clase de precisión de los transformadores de medida de tensión e intensidad.

– Fabricante, modelo, potencia nominal, clase de precisión y características técnicas eléctricas y mecánicas de la interfaz con el EMCC de los contadores de energía activa y equipos de medida de potencia activa y reactiva.

– Unifilar, en formato electrónico, de la instalación del proveedor del servicio con indicación del conexionado de los equipos de medida, EMCC y equipos auxiliares de este cuando los hubiera. Cuando sea relevante para el funcionamiento de los equipos, se indicará la distancia entre los mismos.

– Direcciones de correo electrónico de contacto, hasta un máximo de tres, para la comunicación de incidencias relativas al EMCC y su instalación. Los proveedores del servicio notificarán esta información en el formato indicado por el Operador del Sistema, y comunicarán cualquier modificación en el momento en que se produzca.

– Direcciones de correo electrónico, hasta un máximo de tres, y número de fax para uso con carácter excepcional cuando no se encuentre disponible la comunicación entre el SG-SCECI y el EMCC. Los proveedores del servicio enviarán esta información en el formato indicado por el Operador del Sistema, y comunicarán cualquier modificación en el momento

en que se produzca, todo ello sin perjuicio de las autorizaciones que en su caso puedan requerir dichas modificaciones.

Cuarto. *Sistema de comunicaciones.*

El establecimiento de las comunicaciones entre el SG-SCECI, los EMCC y en su caso los SGdD, deberá satisfacer los siguientes requisitos:

4.1 Alcance.

Comprenderá todos los equipos, redes e instalaciones necesarios para establecer la comunicación entre los equipos EMCC, en su caso los SGdD, hasta la interfaz con los equipos del SG-SCECI en el Punto de Presencia del proveedor del servicio de comunicaciones (PoP) en las instalaciones principal y de respaldo del Operador del Sistema. El Operador del Sistema indicará a cada proveedor del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, la localización de las instalaciones del Operador del Sistema que le correspondan.

Los equipos terminales situados en los PoP serán parte del sistema de comunicaciones.

4.2 Características generales.

El sistema de comunicaciones entre el SG-SCECI, los EMCC y en su caso los SGdD, atenderá a lo siguiente:

a) Permitirá el establecimiento de canales de comunicación permanentes para uso exclusivo del Protocolo de Comunicación.

b) Existirá comunicación redundante, sin punto único de fallo, entre cada equipo EMCC, en su caso los SGdD, y el PoP del proveedor del servicio de comunicaciones, localizado en las instalaciones principales del Operador del Sistema. Los mecanismos de conmutación entre canales redundantes dispondrán de sistemas de bloqueo que impidan conmutaciones repetidas e intempestivas.

c) En cada momento el EMCC, en su caso los SGdD, podrá comunicar únicamente con el SG-SCECI situado en la instalación principal o redundante del Operador del Sistema.

d) Permitirá en cualquier momento, a iniciativa del SG-SCECI, establecer la comunicación con el EMCC, en su caso los SGdD, desde la instalación principal o de respaldo del Operador del Sistema.

e) Garantizará la integridad y confidencialidad de los datos transmitidos.

f) La comunicación se establecerá mediante protocolos de Internet.

g) Permitirá la asignación de una IP fija a cada EMCC, y en su caso a los SGdD. El esquema de direccionamiento IP será definido por el Operador del Sistema, que también asignará una dirección IP a cada EMCC.

h) Garantizará un ancho de banda mínimo de 1 Mbps, para las comunicaciones desde el EMCC, y en su caso los SGdD, hacia el SG-SCECI, y desde este último hacia el EMCC y en su caso los SGdD.

4.3 Características particulares.

El sistema de comunicaciones de podrá establecer mediante cualquiera de las tecnologías siguientes:

a) Punto a Punto.

Conexión de cada equipo EMCC, y en su caso los SGdD, con el PoP, localizado en la instalación principal del Operador del Sistema, mediante dos líneas de comunicación dedicadas.

Conexión de cada equipo EMCC, y en su caso los SGdD, con el PoP, localizado en la instalación redundante del Operador del Sistema, mediante una línea de comunicación dedicada.

Los canales de comunicación establecidos entre el EMCC, y en su caso los SGdD, con el PoP deberán soportar unicast, multicast y protocolos de routing IPv4 (RFC 1812).

El punto de conexión del sistema de comunicaciones con los equipos del Operador del Sistema localizados en el PoP serán las líneas de comunicación finalizadas en el siguiente interfaz: UIT-T G.703 conector RJ48c.

b) Red Privada Virtual (IP-VPN MPLS).

Conexión de uno o varios equipos EMCC, y en su caso los SGdD, con los PoP mediante el establecimiento de una red privada virtual sobre una infraestructura MPLS, sin conexión a Internet, gestionada por un proveedor de servicios de comunicaciones. La red tendrá seguridad inherente sin necesidad de túneles ni cifrado.

Topología del servicio en estrella, concentrado el tráfico de los equipos EMCC, y en su caso los SGdD, conectados a la IP-VPN, en equipos terminales redundantes situados en el PoP de la instalación principal del Operador del Sistema y en un equipo terminal, no redundante, situado en el PoP de la instalación de respaldo del Operador del Sistema.

El punto de conexión del sistema de comunicaciones con los equipos del Operador del Sistema localizados en los PoP será una interfaz Ethernet IEEE 802.3v y 802.3x o superior con conector RJ45, de los equipos terminales de la red privada virtual situados en los PoP.

Los equipos EMCC tendrán un acceso redundante a la IP-VPN por cualquier tecnología disponible, siempre que garantice la confidencialidad e integridad de la información.

c) Red Privada Virtual (VPN-IPSec).

Conexión de cada equipo EMCC, y en su caso los SGdD, con los PoP situados en las instalaciones del Operador del Sistema, estableciendo una red privada virtual segura a través de Internet, mediante el conjunto de protocolos Internet Protocol Security (IPSec).

Se utilizará IPSec en modo túnel con encriptación. Los túneles IPSec serán iniciados desde el EMCC hacia el SG-SCECI.

Los equipos en ambos extremos del túnel IPSec, tendrán las siguientes características:

IPv4 RFC 791.
RFC 2784 – Generic Routing Encapsulation IP-47 (GRE).
Soporte NAT transversal (RFC 3947).
IPSec IKEv1 (RFC 2401).
Certificado digital (RFC 3280).

– PKI x509.
– IKE v1 RFC 2409.
– AES longitud 128 bits FIPS 197.
– Hash SHA-1 RFC 3174.
– Diffie Hellman grupo 2 mínimo (1024 bits) RFC 3526.

Soporte de protocolos de enrutamiento dinámico RIPv2 RFC 2453.

El Operador del Sistema podrá publicar, en el documento Protocolo de Comunicaciones, instrucciones de configuración complementarias para el establecimiento de los túneles IPSec.

El punto de conexión del sistema de comunicaciones con los equipos del Operador del Sistema localizados en los PoP, será la interfaz de estos equipos con los de los proveedores de servicio de Internet del Operador del Sistema.

La comunicación VPN-IPSec estará disponible únicamente en aquellas localizaciones del Operador del Sistema donde exista acceso redundante a Internet proporcionado por operadores diferentes.

d) Configuraciones especiales.

Se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas para la aprobación, en su caso, de un tipo de acceso específico por parte de un usuario del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (SCECI) a dicho sistema, cuando por causas debidamente justificadas el usuario del sistema no pueda acceder a los requerimientos técnicos especificados en la presente resolución.

4.4 Disponibilidad.

La disponibilidad de las comunicaciones a que hace referencia el artículo 9.7 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, se verificará en los puntos de conexión del sistema de comunicaciones con los equipos del Operador del Sistema localizados en los PoP.

4.5 Responsabilidades.

Los proveedores del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad serán los responsables de la instalación, supervisión y mantenimiento de los equipos localizados en el Punto de Presencia (PoP) en las instalaciones del Operador del Sistema, para lo que podrán designar a un proveedor del sistema de comunicaciones.

El Operador del Sistema será responsable de ceder espacio físico adecuado y alimentación eléctrica segura, a los equipos de los proveedores del servicio de comunicaciones en el PoP. El Operador del Sistema podrá denegar de forma razonada la instalación de equipamiento del proveedor del servicio en el PoP, solicitar su retirada o sustitución por modelos distintos, cuando las condiciones tecnológicas, de espacio o alimentación eléctrica así lo aconsejen. Las condiciones de cesión de espacio y suministro de energía, podrán ser objeto de un contrato de prestación de servicios entre el proveedor del servicio de comunicaciones y el Operador del Sistema.

Los proveedores del servicio de comunicaciones realizarán sus tareas en el PoP, previa autorización del Operador del Sistema, y de acuerdo con las instrucciones y normas dictadas por este.

4.6 Escalabilidad y seguridad.

El servicio de comunicaciones deberá permitir el aumento tanto del número de usuarios del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (SCECI) como del caudal de los accesos, y deberá garantizar en todo caso la integridad y confidencialidad de los datos transmitidos, debiendo tener establecidos los procedimientos, protocolos o estándares que se implementen en el servicio, para garantizar la seguridad.

4.7 Provisión del servicio de comunicaciones.

El servicio de comunicaciones para el sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (SCECI) podrá ser prestado por aquellos proveedores de servicios de comunicaciones que, cumpliendo con las especificaciones que se recogen en la presente resolución, sean designados por los proveedores del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

4.8 Certificación de la Calidad del Servicio.

Se establece la posibilidad de creación de un procedimiento de certificación de la calidad del servicio de comunicaciones que persiga garantizar la mejor prestación posible del servicio de comunicaciones a lo largo del tiempo, mediante la creación y adecuación de los correspondientes manuales de control de calidad que incluyan desde los aspectos técnicos hasta los contractuales relevantes, cuyo adecuado cumplimiento deberá ser auditado por personas o entidades de prestigio reconocido y ajenas tanto al proveedor del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad como a las entidades contratadas para prestar el servicio de comunicaciones.

La participación en el esquema de certificación de calidad del servicio de comunicaciones así planteado será voluntaria para el proveedor del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Quinto. *Protocolo de Comunicación.*

La comunicación entre el SG-SCECI y los EMCC se realizará mediante un protocolo que utilizará la pila TCP/IP como medio de transporte, y estará basado en la norma EN 60870-5-104:2006, a la que se incorporaran aquellas unidades de intercambio de información (ASDU) necesarias para la prestación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

El Protocolo de Comunicación así definido será, salvo situaciones excepcionales, el único medio de comunicación entre los proveedores del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, en su caso los gestores de la red de distribución, y el Operador del Sistema para todos los intercambios de información necesarios para la prestación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Para garantizar la integridad de la información y el no repudio, las comunicaciones entre el SG-SCECI y los equipos EMCC deberán ir firmadas electrónicamente. Para ello, se

utilizará un mecanismo de clave pública para el que se habilita al Operador del Sistema para actuar como entidad certificadora. El Operador del Sistema emitirá y entregará a cada proveedor del servicio los certificados digitales con la clave pública correspondiente a su EMCC y su clave privada asociada. El Protocolo de Comunicación describirá el procedimiento de firma, los mecanismos de distribución automática de claves si los hubiera, y los intercambios de información que deberán ir firmados.

La especificación detallada del Protocolo de Comunicación, será publicada en la Web del Operador del Sistema, en el plazo máximo de dos meses después de la publicación de la presente resolución. Asimismo se publicarán en el sitio Web del Operador del Sistema, con la suficiente antelación para permitir la adaptación de los equipos EMCC, las actualizaciones y modificaciones que sea preciso realizar en dicha especificación para la correcta prestación del servicio.

Sexto. *Funcionamiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.*

6.1 Inicialización.

El SG-SCECI iniciará siempre el proceso de establecimiento del enlace TCP/IP.

Una vez establecido el enlace TCP/IP el SG-SCECI solicitará al EMCC el envío de su Certificado Digital. El SG-SCECI validará el Certificado recibido, informará al EMCC del resultado de la validación y finalizará el enlace TCP/IP en caso de tratarse de un Certificado no válido.

Una vez que se ha validado el Certificado del EMCC, el SG-SCECI solicitará al EMCC la siguiente información general:

– Identificación del EMCC: CUPS.

– Hora del equipo EMCC.

– P_{max} (Potencia residual de referencia prevista en el artículo 10.3 b) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre).

– Psub (Potencia asignada en la subasta, de acuerdo a lo dispuesto en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, y en su normativa de desarrollo).

– Progh (Programa de consumo horario correspondiente a la hora siguiente conforme a lo dispuesto en el artículo 10.4 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre).

– Estado del EMCC: Fallo del equipo EMCC y fallo en las comunicaciones con el SG-SCECI desde la última solicitud de información general.

– Cuatro últimos valores de potencia activa media demanda cuarto horaria registrados por el maxímetro a que hace referencia el apartado 3.10.c)1 del presente procedimiento.

El SG-SCECI registrará la información recibida, validará el CUPS, los valores de P_{max} y Psub, recibidos del EMCC contra su base de datos estructural. En caso de discrepancia finalizará la comunicación.

La comunicación entre SG-SCECI y el EMCC no se considerará establecida, a los efectos de lo indicado en el artículo 9.7 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, hasta que se haya finalizado con éxito el proceso de inicialización que se describe en este apartado.

Dentro del proceso de actualización del Protocolo de Comunicación, el Operador del Sistema podrá introducir modificaciones en la información general solicitada para atender a nuevas necesidades o evolución del servicio.

6.2 Información periódica.

EL SG-SCECI solicitará al EMCC periódicamente, los valores del potencia activa instantánea demandada, en su caso generada, y potencia reactiva instantánea registradas por el sistema a que hace referencia el apartado Tercero. 3.10 c) 3.º. La periodicidad se definirá en el Protocolo de Comunicación y no podrá ser inferior a 4 segundos.

El SG-SCECI intercambiará periódicamente información para asegurar la sincronización, con resolución de segundos, de los relojes del EMCC y SG-SCECI. La periodicidad se definirá en el Protocolo de Comunicación y no podrá ser inferior a 32 segundos.

El SG-SCECI solicitará y validará con periodicidad horaria la información general a que se hace referencia en el apartado Sexto. 6.1, finalizando la comunicación en caso de discrepancia.

6.3 Información espontánea.

El EMCC, en cada respuesta al SG-SCECI, indicará, por los medios que se establezcan en el Protocolo de Comunicación, la existencia de información que desea notificar al SG-SCECI. En respuesta a esta indicación, el SG-SCECI solicitará la información al EMCC.

El EMCC deberá notificar al SG-SCECI la siguiente información:

– Estado del EMCC: Fallo del equipo y fallo de la comunicación con el SG-SCECI desde el último intercambio de información con el SG-SCECI.
– Activación del relé de deslastre por subfrecuencia.
– Existencia de un nuevo programa horario de consumo.
– Existencia de una modificación en los periodos de indisponibilidad.
– Cambios en las entradas digitales de reserva del apartado Tercero. 3.10 h) 2.º cuando se defina su función.

6.4 Programa de consumo medio horario de la instalación interrumpible.

El EMCC notificará al SG-SCECI el programa de consumo medio horario de la instalación para el mes siguiente con el formato establecido en el Protocolo de Comunicación. El último programa de consumo medio recibido antes de que expire el plazo establecido en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, será el programa de consumo válido. Cada programa de consumo enviado por el EMCC reemplazará completamente al anterior.

El Protocolo de Comunicación dispondrá de mecanismos para que los Proveedores del Servicio puedan consultar el último Programa de consumo aceptado por el SG-SCECI.

6.5 Periodos de indisponibilidad de la instalación interrumpible.

El EMCC notificará al SG-SCECI los periodos en los cuales la instalación interrumpible no estará disponible para la prestación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. Esta notificación se podrá realizar con carácter mensual, en los plazos que se establezcan en el correspondiente Procedimiento de Operación.

Las indisponibilidades declaradas en el horizonte de un envío al SG-SCECI, reemplazarán a todas las indisponibilidades declaradas para el mismo horizonte en envíos anteriores. Se entenderá por horizonte de un envío, el periodo de tiempo desde el instante de inicio de la primera indisponibilidad hasta el instante final de la última indisponibilidad declaradas.

El SG-SCECI validará las indisponibilidades programadas recibidas del EMCC de acuerdo con los criterios que se establezcan en el correspondiente Procedimiento de Operación, aceptando y registrando únicamente aquellas que cumplan los criterios citados.

El Protocolo de Comunicación dispondrá de mecanismos para que los Proveedores del Servicio puedan consultar la última notificación de indisponibilidad aceptada por el SG-SCECI.

6.6 Programación y ejecución de una orden de reducción de potencia.

El SG-SCECI respetando los criterios establecidos en el Procedimiento de Operación por el que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, determinará los proveedores del servicio a los que solicitará una reducción de potencia, enviando a continuación a los equipos EMCC de dichos proveedores un preaviso de orden de reducción de potencia que incluirá:

– el instante de inicio de la orden de reducción de potencia,
– el instante de finalización de la orden,
– la opción de ejecución de las previstas en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre,
– el valor de potencia residual de referencia definido en el artículo 10.3 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre,
– el identificar de potencia residual.

Los valores que tomarán dichas variables, se indican en la tabla siguiente:

Opción de ejecución de las previstas en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre	Potencia residual de referencia definida en Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre	Tipo de reducción de los previstos en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio	Máximo valor de potencia residual según Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio	Identificador de potencia residual
n/a	n/a	1	P50%	0
n/a	n/a	1	Pmax,1	1
n/a	n/a	2	Pmax,2	1
C	Pmax	3	Pmax,3	1
B	Pmax	4	Pmax,4	1
A	Pmax	5	Pmax,5	1

Al recibir la orden de reducción de potencia, el EMCC del proveedor del servicio deberá verificar su autenticidad y validez, y enviar un acuse de recibo al SG-SCECI, aceptando o rechazando, en su caso, la orden recibida.

El SG-SCECI, al recibir del EMCC el acuse de recibo aceptando la orden de reducción de potencia, una vez verificada la autenticidad y validez del acuse de recibo, enviará al equipo EMCC del proveedor una validación de la orden de reducción de potencia.

Al recibir la validación de la orden de reducción de potencia, el equipo EMCC del proveedor deberá verificar su autenticidad y validez, enviando un acuse de recibo al SG-SCECI, aceptando o rechazando en su caso la validación de orden de reducción de potencia recibida. El EMCC deberá de verificar que en el instante de recibir la validación se cumple lo siguiente:

Opción de Ejecución. (Orden IET/2013/2013)	Instante de Inicio de la orden de reducción - Instante de recepción de la validación de orden (Tiempo de Preaviso mínimo)	Tipo de Reducción	Instante de Inicio de la orden de reducción - Instante de recepción de la validación de orden (Tiempo de Preaviso mínimo)
–	–	1	≥ 2 horas
–	–	2	≥ 2 horas
C	≥ 120 minutos	3	≥ 1 hora
B	≥15 minutos	4	≥ 5 minutos
A	≥1 minuto	5	≥ 1 minuto

En caso contrario el EMCC deberá rechazar el preaviso de orden de reducción.

El instante de recepción de la validación de una orden de reducción en el EMCC, se considerará como el instante de envío de la orden de reducción de potencia a efectos de lo indicado en el apartado 10.3 a) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

Una vez que el equipo EMCC del proveedor del servicio envía el acuse de recibo aceptando la validación, la orden de reducción de potencia se considerará como preavisada y el proveedor del servicio deberá reducir su potencia consumida a un valor igual o inferior a la Potencia residual que corresponda.

Al alcanzar el instante de finalización de una orden de reducción, el EMCC notificará esta condición al SG-SCECI, el cual en respuesta solicitará el archivo de la orden de reducción. Este archivo contendrá toda la información descriptiva de la orden y los valores de potencia activa media registrados por el maxímetro integrador cincominutal del apartado Tercero. 3.10 c) 2.º del presente procedimiento, correspondientes al periodo desde el instante de inicio hasta el instante de finalización de la orden de reducción.

En caso de rechazo por parte del proveedor del servicio de una orden de reducción de potencia o su validación, el Operador del Sistema iniciará de nuevo el proceso de envío de la orden de reducción, modificando en su caso las características de la orden.

El Operador del Sistema, a través del SG-SCECI, realizará un Número Máximo de Reintentos con periodicidad igual al Tiempo de Espera para el envío de una orden de reducción de potencia o su validación, de los cuales no haya recibido acuse de recibo o que hayan sido incorrectamente rechazados por el EMCC. Una vez realizado el Número Máximo de Reintentos sin recibir el acuse de recibo aceptando una orden de reducción de potencia o

su validación, se considerará definitivamente fallido el envío de la orden de reducción de potencia.

Los valores de Número Máximo de Reintentos y Tiempo de Espera, serán definidos en el documento del Protocolo de Comunicación.

Una vez que una orden de reducción está preavisada, el SG-SCECI podrá solicitar al EMCC el estado de la orden de interrupción de potencia así como, en su caso, la lista de órdenes de reducción que este último tuviera en curso.

6.7 Modificación o anulación de una orden de reducción de potencia.

El Operador del Sistema podrá modificar una orden de reducción de potencia antes del inicio del tiempo de preaviso mínimo que se indica en el apartado Sexto. 6.6.

El Operador del Sistema podrá anular en cualquier momento una orden de reducción de potencia, incluso si está en ejecución, en los términos establecidos en artículo 8.4 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

El proceso de modificación o anulación de una orden de reducción de potencia será el mismo que se ha descrito en el apartado Sexto. 6.6 para la programación de una orden de reducción de potencia.

6.8 Comunicaciones entre el Operador del Sistema y proveedores del servicio en caso de fallo del sistema de comunicaciones entre el EMCC y el SG-SCECI.

El Operador del Sistema, con carácter excepcional y teniendo en cuenta las necesidades de operación del sistema, podrá utilizar el correo electrónico o fax como medio alternativo de comunicación.

El proveedor del servicio indicará al Operador del Sistema, una o varias direcciones de correo electrónico específicas para este propósito, así como un número de fax según lo dispuesto en el apartado Tercero. 3.11 del presente procedimiento.

6.9 Pruebas de los equipos y del sistema de interrumpibilidad.

A petición de un proveedor del servicio o del Operador del Sistema, se podrán efectuar pruebas de prestación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

El inicio del periodo de pruebas y la forma de operar en modo de prueba, deberá contar con el acuerdo previo de las partes. En cualquier caso, las pruebas deberán realizarse en un plazo no superior a 30 días laborables, una vez recibida la solicitud.

El sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad (SCECI) deberá estar capacitado para que se puedan llevar a cabo pruebas de funcionamiento de las distintas modalidades de reducción de potencia.

El proceso de pruebas de los equipos EMCC, incluirá todos los componentes del sistema: SG-SCECI, sistema de comunicaciones y EMCC, salvo la activación de los contactos de los apartados Tercero. 3.10. g) 1.º, 2.º y 3.º y sus equivalentes en el bus de comunicaciones del 3.10. i).

Los equipos EMCC podrán incorporar la posibilidad de activar, en modo prueba, los contactos de los apartados Tercero. 3.10. g) 1.º, 2.º y 3.º y sus equivalentes en el bus de comunicaciones del apartado Tercero. 3.10. i). En este caso, el proveedor del servicio o el Operador del Sistema deberán indicar explícitamente, al solicitar una prueba, si esta incluye o no la activación de dichos contactos. Esta condición deberá quedar registrada en el equipo EMCC.

En el registro histórico del Operador del Sistema, quedarán registradas todas las señales de prueba, con indicación explícita del solicitante, bien sea el propio prestador del servicio o el Operador del Sistema.

Tras la ejecución por el Operador del Sistema de la prueba solicitada, éste emitirá un informe en el que se reflejen las incidencias detectadas así como el origen de las mismas: comunicaciones, equipos, etc., según los criterios que se hubieran seleccionado para llevar a cabo la prueba.

Las órdenes de reducción de potencia enviadas por el Operador del Sistema en modo prueba no se contabilizarán, en ningún caso, a efectos del cómputo de órdenes de reducción establecido en el artículo 5.5 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

Séptimo. *Responsabilidades.*

Son responsabilidades de los sujetos:

7.1 De los proveedores del servicio de interrumpibilidad.

El correcto funcionamiento de sus equipos EMCC, debiendo cumplir en todo momento los requisitos técnicos y funcionales indicados en el presente procedimiento.

El correcto funcionamiento de la comunicación hasta el Sistema de Gestión del Operador del Sistema SG-SCECI.

Comunicar al operador del sistema cualquier avería o indisponibilidad de sus equipos EMCC o comunicación con el SE-SCECI.

7.2 Del operador del sistema.

El correcto funcionamiento del sistema y equipo SG-SCECI.

Comunicar a los proveedores del servicio cualquier avería o indisponibilidad del sistema y equipo SG-SCECI.

Octavo. *Relé de deslastre por subfrecuencia.*

El relé de deslastre por subfrecuencia a que hace referencia el apartado Primero. 1.2 e), será ajustado por los proveedores del servicio y los ajustes verificados por el Operador del Sistema. Una vez verificado el relé, deberá ser precintado. El Operador del Sistema será responsable del precinto.

Los proveedores del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad deberán notificar al EMCC y este al SG-SCECI, la activación del relé de deslastre por subfrecuencia.

Una vez activado el relé de deslastre por subfrecuencia deberá quedar bloqueado. El Operador del Sistema notificará mediante el SG-SCECI al EMCC y este al proveedor del servicio, la posibilidad de activación del relé de deslastre por subfrecuencia.

Noveno. *Provisión del servicio de comunicaciones.*

Los consumidores que deseen prestar el servicio de interrumpibilidad deberán indicar, en su solicitud, el proveedor de servicio de comunicaciones que prestará el servicio y qué tecnología, de las que se indican en el apartado cuarto del presente procedimiento, pretende utilizar, así como un estudio de viabilidad de la misma.

§ 100

Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el calendario de instalación y verificación de los equipos de medida, control y comunicaciones (EMCC) del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2015
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2015-14280

La Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

En su disposición adicional segunda.2 faculta a la Secretaría de Estado de Energía para aprobar el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control necesario para la prestación de este servicio.

Al amparo de dicha disposición, el 29 de octubre de 2014 fue aprobada la resolución de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

La Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, aplaza hasta el 1 de julio de 2016 la fecha de aplicación prevista en el párrafo 1 del apartado Quinto de la citada Resolución de 29 de octubre de 2014 y determina que por resolución de la Secretaría de Estado de Energía se adaptará a la nueva fecha de aplicación el calendario de instalación de los nuevos equipos de medida, control y comunicaciones (EMCC) del servicio de interrumpibilidad y de realización por el operador del sistema del proceso de verificación y certificación de los mismos, así como otras cuestiones conexas.

En virtud de lo anterior, esta Secretaría de Estado, resuelve:

Primero.

Los proveedores del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad deberán disponer de equipos de medida, control y comunicaciones (EMCC) instalados de acuerdo con lo previsto en la Resolución de 29 de octubre de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y

control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, con anterioridad al 1 de abril de 2016.

Segundo.

El operador del sistema dispondrá hasta el 30 de junio de 2016 para la realización del proceso de verificación y certificación de los equipos instalados conforme a lo previsto en el apartado anterior.

Tercero.

En el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2016, aquellos proveedores que dispongan del certificado de los nuevos equipos de medida, control y comunicaciones al que hace referencia el apartado tercero. 3.5 del procedimiento aprobado por la resolución de 29 de octubre de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, podrán optar por la utilización de dichos nuevos equipos, o bien seguir utilizando los equipos que venían utilizando adaptados según lo dispuesto en el apartado quinto.2 de la mencionada resolución de 29 de octubre de 2014.

Cuarto.

La presente resolución surtirá efectos a partir del día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 101

Resolución de 2 de diciembre de 2019, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el calendario y las características del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpiblidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, para el periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2020

Ministerio para la Transición Ecológica
«BOE» núm. 290, de 3 de diciembre de 2019
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2019-17346

La Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, desarrolla un mecanismo competitivo de asignación del recurso interrumpible puesto a disposición del sistema eléctrico a través de un procedimiento de subastas gestionado por el operador del sistema.

Dicha orden fue modificada por la Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, por la Orden ETU/362/2018, de 6 de abril, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, con el objetivo de dar los primeros pasos para adaptar el servicio a las exigencias de la normativa comunitaria y por la Orden TEC/897/2019, de 7 de agosto, por la que se amplía el plazo para la solicitud de habilitación para la prestación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad a partir del 1 de enero de 2020.

En el artículo 4 de la mencionada orden se determina que, con anterioridad al inicio del procedimiento de subastas, el operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propuesta justificada del requerimiento de potencia interrumpible para el siguiente periodo de entrega.

La Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica resolverá teniendo en cuenta la propuesta del operador del sistema y el informe emitido por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, determinando al menos los siguientes aspectos:

a) El rango de cantidades a adjudicar para cada subasta y tipo de producto.

b) El precio de salida, que será fijado tras el análisis de la cantidad de recurso interrumpible.

c) Las reglas a aplicar en la subasta.

d) La fecha de realización de cada subasta.

e) El período de entrega de la potencia interrumpible.

Según lo dispuesto en el artículo 5.1 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, en el procedimiento de subasta existirán dos productos diferenciados con diferente potencial de reducción y disponibilidad.

Además, el artículo 12 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, regula la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, estableciendo que el operador del sistema enviará a la Secretaría de Estado de Energía, junto a la información a la que se refiere el citado artículo 4 de la misma, una propuesta de precio estimado de la reserva de regulación terciaria a subir y de valores de los coeficientes ka y kb para cada periodo de entrega, necesarios para la determinación de la retribución asociada a la ejecución de las opciones de reducción de potencia.

Por su parte, la disposición adicional primera de la Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, determina que la aplicación del servicio de interrumpibilidad por criterios económicos se realizará por cantidades mínimas de 200 MW y máximas de 500 MW en cada hora, siempre que se cumpla que los dos valores a) y b) siguientes sean superiores a los valores mínimos respectivos propuestos por el operador del sistema junto con la información del artículo 4.2 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, y aprobados por resolución de la Secretaría de Estado de Energía:

a) La necesidad total de energía a subir a asignar por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y/o por servicios transfronterizos de balance, calculada previamente al comienzo de dicha hora; y

b) la necesidad de energía a subir a asignar por el procedimiento de regulación terciaria, calculada previamente al comienzo de dicha hora;

En el artículo 7 de la orden se estipula que la solicitud por parte de los consumidores y la habilitación por parte del operador del sistema, se deberán realizar de acuerdo con los plazos que se establezcan para cada subasta. Tal y como recoge la Orden TEC/897/2019, de 7 de agosto, para participar en la subasta para la prestación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad a partir del 1 de enero de 2020, la solicitud de los consumidores y la habilitación del operador del sistema deben realizarse no más tarde del 30 de noviembre y del 15 de diciembre de 2019, respectivamente.

El 15 de julio de 2019 tuvo entrada en el Ministerio para la Transición Ecológica, escrito del operador del sistema que recoge, al amparo de lo dispuesto en los artículos 4.2 y 12.3 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, propuesta para el periodo de entrega de calendario de hitos a realizar, requerimiento de potencia interrumpible con desglose por tipo de producto, parámetros de activación del servicio por motivos económicos, así como otros parámetros de la subasta.

Con fecha 26 de julio de 2019, se recibió «Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta del operador del sistema relativa a las subastas de interrumpibilidad para la temporada eléctrica 2020» de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

A la vista de la propuesta del operador del sistema y del informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, teniendo en cuenta los esfuerzos solicitados por la Unión Europea para la adaptación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en el nuevo marco comunitario establecido tras la aprobación del paquete legislativo presentado por la Comisión Europea el 30 de noviembre de 2016, denominado «Clean Energy for All Europeans», en particular el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad y la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, sin perjuicio de las reformas que, en su caso, puedan adoptarse para lograr la plena integración del servicio en el acervo comunitario, la presente resolución establece determinadas características del proceso de subastas correspondiente al periodo de entrega que comenzará el 1 de enero de 2020.

Se trata, en definitiva, de configurar la provisión de un servicio que ya apunta a la necesaria convergencia del mecanismo a los principios recogidos en la nueva normativa comunitaria sobre mercado interior y que, excepcional y transitoriamente, ha de ajustarse al marco normativo vigente de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, que no ha sido

posible modificar antes del inicio del siguiente periodo de entrega debido a la situación prolongada del Gobierno en funciones.

Se establecen, entre otros aspectos, la fecha en que tendrá lugar el proceso de subastas, el periodo temporal que abarcará dicho periodo de entrega, los rangos de cantidades a subastar por cada tipo de producto y los precios de salida.

En relación al requerimiento de potencia interrumpible a subastar, se han tenido en cuenta las recomendaciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la solicitud de la Comisión Europea de modificar la metodología de cálculo de necesidades de cobertura, incorporando en el análisis elementos probabilísticos y prescindiendo del enfoque determinista empleado hasta la fecha.

Por otro lado, en aras de garantizar la provisión del servicio al menor coste para los consumidores, se ha optado por la imputación de toda la potencia interrumpible requerida para el periodo al producto de 5 MW, que es el que ofrece a priori la concurrencia de una mayor presión competitiva en su provisión.

Asimismo, se especifica las reglas que resultan de aplicación al periodo de entrega definido.

Teniendo en cuenta que la presente resolución establece un periodo de entrega de seis meses, entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2020, y que los precios de salida, así como los precios de adjudicación de las subastas que resulten de lo establecido en las correspondientes reglas de las subastas, vienen expresados en €/MW y año, es necesario precisar que la retribución por el componente fijo asociado a la disponibilidad de potencia, de acuerdo a lo establecido en el artículo 12 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, será proporcional a los seis meses del referido periodo de entrega.

Por lo anterior, resuelvo:

Primero. *Objeto.*

Esta resolución tiene por objeto establecer el calendario y las características del procedimiento de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para el periodo de entrega que comienza el 1 de enero de 2020, definiendo, entre otros aspectos, la fecha en que tendrá lugar el proceso de subastas, los rangos de cantidades a subastar por cada tipo de producto, el precio de salida y el periodo de entrega de la potencia interrumpible.

En el anexo I se fija el valor del precio estimado de la reserva de regulación terciaria a subir y los valores de los coeficientes ka y kb para el cálculo de la retribución asociada a la ejecución de una orden de reducción de potencia en el periodo de entrega.

En el anexo II se establecen los valores mínimos de:

a) La necesidad total de energía a subir a asignar por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y/o por servicios transfronterizos de balance, calculada previamente al comienzo de dicha hora; y

b) la necesidad de energía a subir a asignar por el procedimiento de regulación terciaria, calculada previamente al comienzo de dicha hora.

En los anexos III y IV, de carácter confidencial se determinan, respectivamente, el presupuesto asignado y el requerimiento total máximo de potencia interrumpible para el proceso de subastas y las reglas confidenciales de aplicación en caso de que se produzcan condiciones no competitivas en el transcurso de la subasta.

Segundo. *Periodo de entrega.*

El periodo de entrega de los productos a subastar será el periodo temporal comprendido ente el 1 de enero de 2020 y el 30 de junio de 2020, ambos incluidos.

Tercero. *Reglas de la subasta para la asignación del servicio de interrumpibilidad.*

Las reglas de aplicación al procedimiento de subastas serán las incluidas en el anexo I de la Resolución de 5 de agosto de 2016, de la Secretaría de estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y el modelo de adhesión al marco

legal establecido para la participación en las subastas, entendiendo que, en virtud de la modificación introducida por la Orden ETU/362/2018, de 6 de abril, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, las referencias al producto de 90 MW se entenderán hechas al producto de 40 MW.

Para el procedimiento de subastas del periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 30 de junio de 2020, el Administrador de la subasta pondrá a disposición de todos los participantes las «instrucciones a los pujadores», a las que hace referencia el apartado 4.3 del anexo I de las reglas aprobadas por Resolución de 5 de agosto de 2016, antes del 5 de diciembre de 2019 incluido.

Cuarto. *Productos a subastar.*

En el procedimiento de subastas para la asignación del servicio de interrumpibilidad en el periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero y 30 de junio de 2020, se subastarán dos productos diferentes, definidos en el artículo 5 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, modificada por la Orden ETU/362/2018, de 6 de abril:

a) Producto 5 MW: Bloques de reducción de demanda de 5 MW.

b) Producto 40 MW: Bloques de reducción de demanda de 40 MW, con muy alta disponibilidad.

Quinto. *Cantidades a subastar.*

1. El requerimiento de potencia interrumpible a subastar, equivalente al número de bloques de producto de 5 MW y 40 MW a adjudicar, será la suma de las cantidades a subastar del producto de 5 MW y del producto de 40 MW para el periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2020, expresado en MW.

Tanto para el producto de 5 MW como para el de 40 MW, el requerimiento de potencia interrumpible a subastar se dividirá en bloques de producto de 5 MW y 40 MW, respectivamente.

Cada bloque de producto será subastado en una subasta independiente de precio descendente.

2. La cantidad de requerimiento de potencia interrumpible a subastar y los bloques de producto en los que dicha cantidad se desagrega, se encontrarán entre los rangos siguientes:

	Producto de 5 MW	Producto de 40 MW
Rango de potencia a subastar (MW).	1.000-1.000	0
Bloques de producto a subastar.	200-200	0

3. El número de bloques de producto a subastar correspondientes al requerimiento de potencia interrumpible a subastar para cada uno de los dos productos será fijado por el Secretario de Estado de Energía, y publicado por el operador del sistema a través de la página web del proceso de subastas del servicio de interrumpibilidad, incluida en la página web e-sios (www.esios.ree.es).

4. Los anteriores rangos de requerimiento de potencia interrumpible a subastar y el valor concreto de requerimiento que se publique posteriormente se entenderán sin perjuicio de lo previsto en las reglas del procedimiento de subastas.

Sexto. *Precios de salida.*

1. El precio de salida, expresado en €/MW y año, de cada una de las subastas de bloque de producto, para cada tipo de producto y para el periodo de entrega, será el especificado en la siguiente tabla:

	Producto 5 MW	Producto 40 MW
Precio de salida (€/MW y año).	125.000	0

2. El escalón de bajada de precio será de 1.000 €/MW.

3. En el caso de que se realicen subastas de desempate, el escalón de bajada de precio será una décima parte del establecido en el apartado precedente.

Séptimo. *Calendario del proceso de subastas.*

1. El proceso de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para el periodo de entrega 1 de enero a 30 de junio de 2020 tendrá lugar en la semana del 16 al 20 de diciembre de 2019, realizándose a través de varias convocatorias de acuerdo a la secuencia que se establezca en las reglas del procedimiento de subastas.

2. En el plazo máximo de dos días hábiles tras la publicación de la presente resolución, el Administrador de la Subasta hará públicos a través de la página web del proceso de subastas del servicio de interrumpibilidad, incluida en la página web e-sios (www.esios.ree.es), los datos específicos de las convocatorias de subastas a celebrar, así como la actualización de dichos datos, de acuerdo con lo previsto en las reglas del procedimiento de subastas.

A los efectos previstos en las reglas del procedimiento de subastas, se consideran días inhábiles los sábados, domingos y los días festivos de la plaza de Madrid, así como el 24 y el 31 de diciembre.

3. Este calendario se entenderá sin perjuicio de lo que prevean las reglas de aplicación al procedimiento de subastas para el caso en que se modifique el requerimiento de potencia interrumpible o se considere necesario incorporar un requerimiento de potencia interrumpible adicional.

Octavo. *Coste imputable a la organización del procedimiento de subastas.*

Para el periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2020, el coste imputable a la organización del procedimiento de subastas que será soportado por los participantes que resulten adjudicatarios será de 556 €/MW adjudicado.

Noveno. *Otros aspectos del procedimiento de subastas.*

La Secretaría de Estado de Energía podrá establecer por resolución cualquier otro aspecto que no haya sido determinado en la presente resolución, de acuerdo con lo previsto en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre.

Décimo. *Solución de incidencias.*

Las incidencias que pudieran surgir antes, durante y después del desarrollo de la subasta, en relación con la aplicación de las reglas del procedimiento de subastas, serán solucionadas por los representantes de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Undécimo. *Procedimientos de operación para la prestación del servicio de interrumpibilidad.*

Se aplicarán el procedimiento de operación del sistema eléctrico 15.2 «Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad», aprobado por Resolución de 1 de agosto de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, y modificado posteriormente por Resolución de 5 de agosto de 2016, y el procedimiento de operación 14.11 «Liquidación y facturación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad» aprobado por Resolución de 1 de agosto de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, entendiendo que, en virtud de la modificación introducida por la Orden ETU/362/2018, de 6 de abril, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, las referencias al producto de 90 MW se entenderán hechas al producto de 40 MW. Del mismo modo, las referencias relativas a los coeficientes ka, kb y kc se entenderán referidas únicamente a los coeficientes ka y kb.

Duodécimo. *Solicitudes de habilitación presentadas para el procedimiento de subastas del periodo de entrega que comienza el 1 de enero de 2020.*

Los consumidores que, con anterioridad a la aprobación de esta resolución, hayan solicitado su habilitación al operador del sistema para la participación en el mecanismo competitivo de asignación de interrumpibilidad correspondiente al procedimiento de subastas para el periodo de entrega que comienza el 1 de enero de 2020, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre y con los plazos estipulados en la Orden TEC/897/2019, de 7 de agosto, por la que se amplía el plazo para la solicitud de habilitación para la prestación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad a partir del 1 de enero de 2020, podrán adaptar su solicitud de habilitación y presentarla ante el operador del sistema hasta el 5 de diciembre de 2019 incluido.

Podrán modificarse tanto los bloques de producto solicitados como el valor de la potencia residual de referencia (Pmax). Asimismo, el consumidor podrá renunciar a todos los bloques de producto solicitados con independencia de que, a fecha de aprobación de la presente resolución, hubiera resultado habilitado.

Decimotercero. *Publicación.*

Esta resolución se notificará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al operador del sistema. Este último la publicará en su página web y la dará a conocer a través del sistema de información.

Asimismo, esta resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

Decimocuarto. *Efectos.*

La presente resolución surtirá efectos a partir del día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Contra la presente resolución, que pone fin a la vía administrativa, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 114 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, podrá interponerse recurso contencioso-administrativo, ante la Sala de lo Contencioso-administrativo de la Audiencia Nacional, en el plazo de dos meses, a contar desde el día siguiente al de la publicación de la presente resolución, de conformidad con la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa.

Asimismo, contra la presente resolución podrá interponerse, potestativamente, recurso de reposición ante el Secretario de Estado de Energía, en el plazo de un mes, contado a partir del día siguiente al de la publicación de la presente resolución, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 123 y 124 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre. En tal caso, no se podrá interponer recurso contencioso administrativo hasta que se resuelva expresamente el recurso de reposición o se produzca la desestimación presunta del mismo, en virtud de lo dispuesto en el artículo 123.2 de la citada ley.

ANEXO I

Valor del precio estimado de la reserva de regulación terciaria a subir y valores de los coeficientes ka y kb para el cálculo de la retribución asociada a la ejecución de una orden de reducción de potencia en el periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2020

Para el periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2020:

1. El valor del precio estimado de la reserva de regulación terciaria a subir al que hace referencia el artículo 12.2 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, será 79,14 €/MWh.

2. Los valores de los coeficientes ka y kb para cada una de las opciones de ejecución definidas en el artículo 5 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, serán los recogidos en la siguiente tabla:

Opción de ejecución	Coeficiente	Valor
A	Ka	0,952
B	Kb	0,828

ANEXO II

Valores mínimos de la necesidad total de energía a subir a asignar por el procedimiento de resolución de desvíos, regulación terciaria y por servicios transfronterizos de balance, y de la necesidad de energía a subir de regulación terciaria

Para el periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2020:

a) El valor mínimo de la necesidad total de energía a subir a asignar por el procedimiento de resolución de desvíos, regulación terciaria y por servicios transfronterizos de balance, calculada previamente al comienzo de cada hora, será de 2.000 MWh.

b) El valor mínimo de la necesidad de energía a subir de regulación terciaria, calculada previamente al comienzo de cada hora, será de 500 MWh.

ANEXO III

Confidencial

ANEXO IV

Confidencial

§ 102

Resolución de 27 de junio de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 162, de 5 de julio de 2024
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2024-13823

De acuerdo con la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica,

La Sala de Supervisión Regulatoria acuerda lo siguiente:

Antecedentes

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC establece en su artículo 7.1.f) que es función de esta Comisión establecer mediante circular, previo trámite de audiencia, con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, y de acuerdo con las orientaciones de política energética, las metodologías utilizadas para calcular las condiciones para la conexión y acceso a las redes de gas y electricidad.

Asimismo el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su apartado 11 que la CNMC «aprobará mediante Circular la metodología y las condiciones de acceso y conexión que comprenderá: el contenido de las solicitudes y permisos, los criterios económicos, los criterios para la evaluación de la capacidad, los motivos para la denegación, el contenido mínimo de los contratos y la obligación de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión».

En el ejercicio de esta competencia, el 22 de enero de 2021 fue publicada en el «Boletín Oficial del Estado» (BOE) la Circular 1/2021, de 20 de enero, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica (Circular 1/2021). Esta norma se publicó unos días después de la entrada en vigor del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica (RD 1183/2020), que regula los aspectos de acceso y conexión que se enmarcan en el ámbito competencial del Gobierno.

La citada Circular prevé en su artículo 13 el procedimiento conforme al cual la CNMC aprobará mediante resolución aquellas especificaciones de detalle que puedan resultar necesarias para desarrollar la metodología y condiciones del acceso y conexión a las redes

de transporte y distribución, previo trámite de audiencia y remisión al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) para que, en el marco de sus competencias, pueda emitir informe en los términos previstos en el artículo 80.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. De acuerdo con dicho procedimiento, el 20 de mayo de 2021 fue publicada en el BOE la resolución de la CNMC por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución.

Transcurridos casi tres años desde la entrada en vigor de la citada resolución, resulta procedente reevaluar determinados aspectos, tales como contemplar los compensadores síncronos en distribución, introducir el concepto de *Grid Forming,* mejorar la definición del criterio de indisponibilidad simple (N-1) empleado en distribución, así como avanzar en el uso de mecanismos automáticos de teledisparo y en el tratamiento específico de las instalaciones de almacenamiento. Todo ello sin perjuicio de que los nuevos desarrollos técnicos permitan avanzar en la optimización de las redes y ocasionen una nueva revisión de la presente resolución.

A tal efecto, el Operador del Sistema ha coordinado a lo largo de los años 2022 y 2023, con la supervisión de la Comisión, un grupo de trabajo para el desarrollo de estas especificaciones de detalle. Después de los correspondientes periodos de consulta de las propuestas iniciales a los interesados en, respectivamente, las especificaciones de detalle de transporte y de distribución, y tras el análisis y consideración de los puntos de vista de los distintos sujetos, con fecha 5 de octubre de 2023 tuvo entrada en la CNMC la «Propuesta de Especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso a la red de transporte y a las redes de distribución», remitida por el Operador del Sistema y acompañada de memoria justificativa que razona la inclusión o no de las observaciones resultantes de las consultas conducidas.

La CNMC ha sometido a trámite de audiencia la presente propuesta a los interesados y a través del Consejo Consultivo de Electricidad.

Al efecto, en fecha 19 de marzo de 2024, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la CNMC la citada propuesta de resolución para que los interesados formularan sus alegaciones en el plazo de quince días hábiles.

Asimismo, el 19 de marzo de 2024, y de acuerdo con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se envió al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución», a fin de que sus miembros pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas en el plazo de quince días hábiles.

Con fecha 14 de mayo de 2024, y según lo establecido en el citado artículo 80.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha emitido su informe sobre esta propuesta de resolución

Fundamentos de Derecho

En fecha 11 de enero de 2019 se aprobó el Real Decreto-ley 1/2019, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la CNMC a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación con las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural. Este Real Decreto-ley modifica el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, asignando a esta Comisión la función de establecer, mediante circular, las metodologías utilizadas para calcular las condiciones para la conexión y el acceso a las redes de gas y electricidad.

En fecha 20 de enero de 2021, el Pleno del Consejo de la CNMC aprobó la Circular 1/2021, de la CNMC, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica. Su artículo 13 establece el procedimiento a seguir para la aprobación de las especificaciones de detalle que puedan resultar necesarias para desarrollar dicha metodología y condiciones del acceso y de la conexión.

En virtud de cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, resuelve:

Primero.

Aprobar, en desarrollo de lo previsto en el artículo 13 de la Circular 1/2021, de 20 de enero, las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución, recogidas en los anexos I y II a esta resolución, respectivamente.

Estas especificaciones estarán disponibles en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (www.cnmc.es).

Segundo.

La publicación de la información por los gestores de las redes de transporte y distribución detallada en el artículo 12 de la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la CNMC, conforme a las nuevas especificaciones de detalle aprobadas mediante esta resolución tendrá lugar a las 08.00 de la mañana del 2 de diciembre de 2024.

Tercero.

Los estudios específicos para determinar la capacidad de acceso a las redes de transporte y distribución se realizarán conforme a los nuevos anexos I y II de la presente resolución una vez los gestores de red publiquen los nuevos valores de capacidad de acceso resultantes según el resuelve segundo.

Cuarto.

Dejar sin efectos la resolución de esta Comisión de 20 de mayo de 2021, que contiene la versión anterior de las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución, sin perjuicio de su aplicabilidad hasta la fecha indicada en el resuelve segundo.

Quinto.

La presente resolución surtirá efectos al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», publicación que se ha de realizar en cumplimiento del artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

ANEXO I

Especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso a la red de transporte para generación

1. Objeto y procedimiento

Estas Especificaciones de detalle, de conformidad con el procedimiento dispuesto en el artículo 13 de la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, tienen por objeto establecer los aspectos particulares de criterio y metodología para el cálculo de la capacidad de acceso a la red de transporte para instalaciones de generación o de almacenamiento, ya sean nuevas o existentes que cambien sus condiciones declaradas, con conexión directa a la red de transporte o con conexión en distribución con influencia sobre la red de transporte.

2. Ámbito de aplicación

Estas Especificaciones son de aplicación a los siguientes sujetos:

– El operador del sistema y gestor de la red de transporte.

– El transportista único, y distribuidores que excepcionalmente sean propietarios de instalaciones de transporte.

– Los gestores de la red de distribución.

– Los titulares de instalaciones de generación, o de almacenamiento en los términos previstos en el artículo 6.3 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, con conexión a la red de transporte, o con conexión a la red de distribución con afección significativa sobre la red de transporte en los términos establecidos en las presentes Especificaciones de detalle.

3. Definiciones

A los efectos de la regulación contenida en estas Especificaciones, se entenderá por:

a) Capacidad de acceso de un nudo de la red de transporte: es la máxima potencia activa que puede inyectarse simultáneamente en dicho nudo y en los nudos de la red de distribución con afección significativa sobre el nudo de la red de transporte, de manera compatible con los criterios de evaluación de capacidad de acceso de la Circular 1/2021 y las presentes Especificaciones de detalle y normativa vigente.

b) Capacidad de acceso de una zona: es la máxima potencia activa que puede inyectarse simultáneamente en un conjunto de nudos pertenecientes a la misma zona, de manera compatible con los criterios de evaluación de capacidad de acceso de la Circular 1/2021 y las presentes Especificaciones de detalle y normativa vigente.

c) Zona a efectos del cálculo de la capacidad de acceso por un determinado criterio de evaluación: es el conjunto de nudos, de la red de transporte y de la red de distribución, con influencia mutua significativa y que comparten limitaciones de capacidad de acceso.

d) Capacidad de acceso otorgada a una instalación de generación: será la recogida en el artículo 2.k) del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

e) Afección significativa sobre la red de transporte de instalaciones de generación o de almacenamiento en servicio o con permiso de acceso en la red de distribución: ocupación de capacidad de acceso en la red de transporte de aplicación a instalaciones con capacidad de acceso mayor de 1 MW en el sistema peninsular y de 0,5 MW en los sistemas no peninsulares, así como las agrupaciones de instalaciones de generación de acuerdo con la definición del artículo 7 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, cuya capacidad de acceso agrupada supere los umbrales indicados.

f) Módulo de generación de electricidad (MGE): será la recogida en el artículo 2.j) del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

g) Potencia instalada de una instalación de generación: será la recogida en el artículo 2.m) del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

h) Las referencias realizadas al acuerdo de conexión según la definición incluida en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión del 14 de abril de 2016, por el que se establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, se entenderán referidas al contrato técnico de acceso del artículo 11 de la Circular 1/2021.

i) Nudo de la red de transporte susceptible de valoración de capacidad de acceso: corresponde al parque de subestación de una tensión determinada cuyo embarrado o conjunto de barras es perteneciente a la red de transporte existente o planificada con carácter vinculante, en los términos de los procedimientos de operación P.O.12.2 y P.O.13.3 para el sistema eléctrico peninsular y 12.2 SENP y 13 SENP para los territorios no peninsulares, o normativa equivalente que los sustituya.

En caso de parques binudo se calcularán tanto las capacidades de acceso considerando los nudos separados como la capacidad conjunta del binudo cerrado, siendo de aplicación las capacidades resultantes más limitantes.

En tanto no exista definición del concepto de binudo en un procedimiento de operación, se entenderá como binudo de la red de transporte a efectos del cálculo de capacidad de acceso, aquel parque de subestación de una tensión determinada que, durante la operación del sistema, se puede dividir en dos nudos, o unir en uno solo, mediante el uso de interruptores de acoplamiento longitudinales.

En caso de subestaciones que en la planificación de la red hayan resultado consecuencia de ampliación de otras subestaciones, y que sean así identificadas en la

información publicada por el operador del sistema, ambas se tratarán como un nudo único a efectos de capacidad de acceso.

j) Salida para generación en un nudo de la red de transporte: es el enlace de un nudo con una línea, cable o transformador integrante de la instalación de conexión no transporte de un generador o conjunto de generadores. Se corresponderá con una posición de interruptor en la subestación de transporte, o más de una en la configuración de interruptor y medio, u otras singulares, en los términos definidos en el P.O.13.3.

k) Dispositivos FACTS (Flexible AC *Transmission Systems*): familia de equipos, basados en electrónica de potencia, que de manera individual o conjunta permiten controlar por una parte el flujo de potencia activa/reactiva y por otra la corrección de diversas perturbaciones en la red.

l) Perfil de funcionamiento de las instalaciones a efectos del criterio de comportamiento estático en la red de transporte: es el patrón de inyección y/o absorción de potencia a la red, de naturaleza estadística, ya sea basado en mercado o en disponibilidad de recurso, que se utiliza en los escenarios de estudio para la aplicación del criterio de comportamiento estático.

m) Escenario de referencia: escenario correspondiente a la planificación vigente coherente con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), o instrumento de planificación que lo sustituya, en lo referente a la evolución de la demanda eléctrica, la potencia instalada de generación y los costes de combustible y de emisiones como variables más significativas.

n) Escenario de operación: caso obtenido de la simulación de la operación del sistema en todas las horas del año horizonte de la planificación vigente, acorde con el escenario de referencia utilizado durante el proceso de planificación.

o) Vertido de energía *(curtailment):* Energía no inyectada a la red para preservar la operación segura del sistema. No incluye la energía no inyectada por criterios relacionados con el mercado de producción de energía eléctrica.

4. Capacidad de acceso

4.1 Consideraciones generales.

La valoración de la capacidad de acceso para instalaciones de generación con conexión a la red de transporte, o de la aceptabilidad para instalaciones de generación con conexión a la red de distribución, y el correspondiente otorgamiento del permiso o su denegación por el operador del sistema se basará en el cumplimiento de los criterios técnicos de seguridad, regularidad, calidad del suministro y de sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico establecidos en la normativa vigente, así como de los criterios incluidos en estas especificaciones de detalle.

Para la evaluación de la capacidad de acceso desde la perspectiva de su inyección de potencia en la red se tendrá en cuenta el tipo de conexión del almacenamiento a la red (conexión síncrona o no síncrona) a efectos de determinar los criterios de evaluación de capacidad de acceso que le son de aplicación. En ese sentido, las referencias a instalación de generación en esta norma deben ser también interpretadas en referencia a instalaciones de almacenamiento en lo relativo a su evacuación.

La capacidad de acceso podrá tener carácter nodal o zonal, de acuerdo con las definiciones de capacidades de acceso y zona recogidas en el apartado 3.

La capacidad de acceso para generación en un nudo o zona de la red de transporte resultará de la aplicación de los criterios establecidos en las presentes especificaciones y en la normativa vigente, tanto de aplicación general a todas las instalaciones de generación como de aplicación particular a un determinado tipo de instalaciones en función de su tecnología o sus características técnicas.

La capacidad de acceso a la red para generación en un nudo o zona de la red de transporte constituirá el límite para el otorgamiento del permiso de acceso a instalaciones de generación conectadas a la red de transporte en dicho nudo o zona, y de la aceptabilidad para el acceso a instalaciones de generación conectadas a la red de distribución subyacente con influencia sobre la red de transporte o la operación del sistema, que sean solicitadas por el gestor de dicha red tras la valoración positiva de su viabilidad.

El margen de capacidad de acceso disponible en un nudo o zona para un tipo de generación será la diferencia, en dicho ámbito topológico y tipo, entre la capacidad de acceso de generación y la capacidad asociada a la generación en servicio y a la generación que cuenta con permisos de acceso y conexión en transporte y distribución y aceptabilidad vigentes que sea de aplicación a dicho ámbito y tipo de generación, incluyendo la generación acogida a régimen de autoconsumo con excedentes.

A los efectos de cómputo del margen de capacidad disponible en la red de transporte, el operador del sistema contemplará toda la generación en la red de distribución con afección significativa, que deberá ser comunicada por los respectivos gestores. A este respecto, se instrumentarán mecanismos de intercambio de información entre gestores de redes que minimicen la carga manual de datos. Dicha comunicación no guarda relación ni condiciona los 'Criterios para determinar la influencia de productores en otra red distinta a la que se solicite los permisos a los efectos de establecer la necesidad del correspondiente informe de aceptabilidad', objeto del anexo III de la Circular 1/2021, y por lo tanto de ella no podrá derivarse un tratamiento más restrictivo para la evaluación de las solicitudes de instalaciones de generación conectadas a las redes de distribución.

La capacidad de acceso otorgada a una instalación y la estimación sobre la probabilidad de restricciones que en su caso pudiera aportarse no deben entenderse como capacidad o probabilidad garantizada de producción, pudiendo ser necesario aplicar restricciones en la producción –mayores de las estimadas, en su caso– derivadas de las situaciones de operación en tiempo real, incluyendo la disponibilidad efectiva de los elementos de red, y de la evolución del conjunto del sistema. En este ámbito, una instalación de generación con permiso de acceso otorgado previamente lo mantendrá aunque la aplicación de nuevos criterios o la realización de una nueva valoración implique una reducción en la capacidad de acceso calculada en su nudo o zona, sin perjuicio de que ello pueda aumentar su probabilidad de restricciones de producción, o que ello pueda requerir la necesidad de estudios específicos complementarios para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación, de instalaciones cercanas y del conjunto del sistema, para lo cual el operador del sistema podrá requerir información específica a los promotores afectados por dicha circunstancia.

En particular, el operador del sistema podrá solicitar a los titulares de instalaciones de generación y almacenamiento en funcionamiento y con permiso de acceso otorgado información adicional y modelos de simulación que representen el comportamiento real de los MGE y almacenamiento para la realización de estudios de estabilidad transitoria y transitorios electromagnéticos. Dichos titulares deberán remitir al operador del sistema la información solicitada en un plazo no superior a tres meses desde la solicitud, y serán responsables de enviar las actualizaciones necesarias de dicha información derivadas de la evolución del proyecto o de cambios en la instalación. Dentro del plazo precedente, el solicitante podrá solicitar justificadamente la necesidad de ampliación.

Durante la valoración del acceso a la red para una instalación que presente alguna singularidad técnica, con independencia de la existencia de capacidad de acceso disponible en el nudo o zona según los criterios expuestos en siguientes apartados, el operador del sistema podrá requerir información adicional de la instalación de generación o de sus instalaciones de conexión a la red, así como estudios para asegurar el cumplimiento de los criterios de seguridad y de los rangos de tensión y frecuencia recogidos en la normativa en los puntos de conexión de las instalaciones de generación conectadas o con permiso de acceso concedido. A estos efectos, se consideran instalaciones con singularidad técnica, aquellas en las que la conexión se realice a través de líneas de alta tensión en corriente continua (HVDC), contengan dispositivos FACTS o estén conectadas en nudos cercanos a otros sistemas HVDC o FACTS.

La información requerida para la evaluación de la capacidad de acceso será la que se establezca reglamentariamente y sea publicada en el portal del operador del sistema.

En los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares no se considerará simultaneidad entre la energía eléctrica generada por las instalaciones clasificadas como categoría A en el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio y por el resto de la producción renovable en el nudo correspondiente, con la excepción de aquella generación

eléctrica de las instalaciones clasificadas como categoría A que fuera necesaria como «*must-run*»[1] para estabilidad y aportación de reservas.

[1] Un escenario de generación síncrona mínima (GSM) o «*must-run* síncrono» se define como la generación síncrona mínima que es necesario acoplar para garantizar la estabilidad y correcto funcionamiento del sistema eléctrico. La GSM viene determinada por la potencia, ubicación y tecnología de los grupos síncronos acoplados en los escenarios de estudio, la problemática a resolver, la red y las capacidades técnicas de todos los generadores acoplados (síncronos y no síncronos).

4.2 Determinación de la capacidad de acceso.

La capacidad de acceso de un nudo o zona de la red para un tipo de generación será el mínimo de las capacidades resultantes de los criterios de potencia de cortocircuito, de comportamiento estático y de comportamiento dinámico que le fueran de aplicación.

La valoración para cada uno de los criterios mencionados se llevará a cabo sobre un conjunto de escenarios de operación representativos del año horizonte final del Plan vigente de desarrollo de la red de transporte, caracterizados por la evolución de la demanda eléctrica y de la potencia instalada de generación y de almacenamiento en el escenario de referencia utilizado durante el proceso de planificación o posteriores actualizaciones, en condiciones de disponibilidad completa de red, según se describe en los siguientes apartados.

4.2.1 Capacidad de acceso por potencia de cortocircuito.

Este criterio será de aplicación para la valoración de la capacidad de acceso de MPE.

Con objeto de contemplar la influencia eléctrica mutua entre nudos cercanos y entre MPE conectados a ellos, se definen:

a) Zona de Influencia Eléctrica (ZIE): Conjunto de nudos de la red de transporte eléctricamente próximos en los que la variación de tensión en un nudo provoca una variación de tensión significativa sobre el resto de nudos del conjunto, para lo que se utilizará el Factor de Interacción Múltiple.

b) Factor de Interacción Múltiple *(MIIF, Multi Infeed Interaction Factor):*

$$MIIF_{ij} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i}\text{, siendo:}$$

ΔV_i: Variación de tensión (kV o p.u.) en el nudo i.

ΔV_j: Variación de tensión (kV o p.u.) inducida en el nudo j como consecuencia de la variación de tensión del nudo i.

Se considera que dos nudos (nudo i y nudo j) de la red de transporte pertenecen a la misma ZIE si cualquiera de los índices $MIIF_{ij}$ o MIIFji, evaluados mediante flujos de carga en régimen permanente, es mayor o igual que 0,98.

c) Índice Ponderado de Potencia de Cortocircuito *(WSCR, Weighted Short Circuit Ratio):* Relación ponderada entre la S_{cc} y las capacidades máximas de acceso de MPE en nudos de una misma ZIE, según la siguiente expresión:

$$WSCR = \frac{\sum_i^N Scc_i \cdot P_{MPE_i}}{\left(\sum_i^N P_{MPE_i}\right)^2}\text{, siendo:}$$

$S_{cc\ i}$: Potencia de cortocircuito trifásica efectiva en MVA del nudo i perteneciente a la ZIE.

N: Número de nudos que constituyen la ZIE.

P_{MPEi}: Capacidad máxima en MW de MPE conectados o con permiso de acceso otorgado y otorgable en el nudo i perteneciente a la ZIE.

Se define potencia de cortocircuito trifásica efectiva (Scc), a efectos de la valoración del índice WSCR, como la potencia de cortocircuito trifásica aportada por los equipos que contribuyen a la fortaleza del sistema; es decir, se considerará a estos efectos únicamente la aportación de corriente de cortocircuito de la generación síncrona.

En caso de incorporación de compensadores síncronos (CS) a uno o más MPE con previsión de conexión en un nudo de la red de transporte, se requerirá una solicitud de acceso cuya capacidad se determinará con un valor de Scc que tenga en cuenta la aportación de dicha compensación. La capacidad de acceso otorgada en este tipo de solicitudes estará supeditada a que la solución final del CS y su esquema de conexión aseguren que la Scc aportada por el CS en el punto de conexión a red sea al menos la misma que la que se evaluó para el otorgamiento del permiso de acceso conforme a la información remitida en ese momento. En todo caso, la puesta en servicio de los compensadores síncronos considerados en las mencionadas solicitudes, sus permisos correspondientes y su funcionamiento efectivo, serán condición indispensable para la puesta en servicio y funcionamiento de los MPE correspondientes a la solicitud coordinada.

El diseño de CS deberá ser tal que su incorporación no empeore la estabilidad oscilatoria del sistema, por ejemplo, mediante el uso de sistemas estabilizadores de potencia (*PSS*: *Power Systems Stabilizers*). La potencia de los CS conectados deberá ser suficiente para asegurar que se cumplen, considerando la potencia activa producida instantáneamente por los MPE, los umbrales de admisibilidad WSCR del nudo. El diseño de las soluciones con CS deberá realizarse de forma que el OS pueda conocer en tiempo real el estado de funcionamiento de estos equipos. Adicionalmente en el diseño se tendrá en cuenta que, con objeto de mantener los valores de corriente de cortocircuito en el rango de valores admitidos por los procedimientos de operación, el OS podrá solicitar en la operación en tiempo real al titular de la instalación la desconexión del CS.

En caso de hibridación con generadores o almacenamiento síncrono que tengan la posibilidad de funcionar como CS, éstos podrán ser tenidos en cuenta a efectos de evaluación de capacidad de acceso por criterio WSCR. Se considerará el aporte de Scc de la máquina síncrona funcionando como CS y le aplicarán los condicionantes y obligaciones respecto a su funcionamiento especificados en el párrafo anterior.

No podrán considerarse como CS a los efectos aquí previstos de evaluación de capacidad de acceso, equipos de electrónica de potencia (por ejemplo, MPE o baterías o cualquier otro equipo FACTS con convertidores *grid-forming*) dado que no aportan potencia de cortocircuito trifásica efectiva conforme a lo definido en estas especificaciones de detalle.

Los MPE con tecnología grid forming (GFM) podrían tener un tratamiento particular en relación con la aplicación del criterio de potencia de cortocircuito. Para ello será necesario que exista normativa nacional aprobada que defina explícitamente el concepto GFM y los requerimientos técnicos aplicables. Tras la aprobación de esta normativa el OS dispondrá de dos meses para proponer a la CNMC el lanzamiento de un grupo de trabajo con el sector al objeto de definir una propuesta de modificación de las especificaciones de detalle adaptadas a esta tecnología.

En el caso de que nuevas solicitudes de acceso con CS pudieran afectar a la seguridad del sistema por motivos tales como superación de los valores máximos admisibles de corriente de cortocircuito en el nudo o en la zona o riesgo de interacciones con otros equipos, el OS publicará, previa comunicación a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, un listado justificativo de nudos en los que concurran dichas circunstancias. Este informe deberá especificar, para cada nudo, las razones de seguridad que limitan o anulan la capacidad de acceso disponible en caso de incorporación de CS.

Para el análisis de la incorporación de CS a uno o más MPE con previsión de conexión en un nudo de la red de distribución con afección significativa sobre la red de transporte y ubicados en nudos donde exista o esté planificada una transformación directa a dicha red, en aquellos casos en los que el gestor de la red de distribución haya considerado la información relativa al CS en la valoración de la capacidad de acceso en su red, el OS tendrá en cuenta dicha información a efectos de la evaluación de la capacidad de acceso de la solicitud de aceptabilidad. La evaluación se determinará con un valor de Scc que tenga en cuenta la aportación de dicha compensación en el nudo de la red de transporte y aplicarán

los mismos condicionantes y consideraciones que los mencionados en párrafos anteriores para solicitudes de CS ligadas a MPE conectados en nudos de la red de transporte.

La capacidad de acceso de los nudos de una ZIE se distribuirá por defecto en función de su Scc, tal y como se indica en la siguiente expresión. Así, la capacidad de acceso (en MW) del nudo j, sería:

$$\frac{\sum_i^N Scc_i^2}{\left(\sum_i^N Scc_{\mathrm{i}}\right)^2} \cdot \frac{Scc_j}{WSCR}$$

siendo:

S_{ccj}: Potencia de cortocircuito trifásica efectiva en MVA del nudo j perteneciente a la ZIE.

N: Número de nudos que constituyen la ZIE a la que pertenece el nudo j.

La distribución de capacidad de acceso en una ZIE de la red de transporte podrá asimismo tener en cuenta los permisos otorgados, así como aquellas limitaciones por viabilidad físico-técnica u otros motivos justificados que puedan afectar a los nudos integrantes.

En el caso que un nudo pertenezca a más de una ZIE, el valor de capacidad de acceso será, por defecto, el mínimo que corresponda a la aplicación del criterio de reparto proporcional a S_{cc} antes referido a cada una de las ZIE.

La determinación de la capacidad de acceso por S_{cc} y la definición de ZIE se evaluará a partir de escenarios del año horizonte de la planificación vigente representativos de situaciones de baja S_{cc} en el sistema, al objeto de reducir el riesgo de interacciones entre controles de MPE o de un mal funcionamiento de los equipos o del propio sistema. Se entenderán como escenarios representativos de baja S_{cc} aquellos que reflejen perfiles de S_{cc} con probabilidad de ser superada del orden del 95 % (percentil 5), lo que en la práctica puede asimilarse a escenarios con generación síncrona mínima (*must-run* síncrono). Para evaluar la capacidad de acceso a partir de escenarios de generación síncrona mínima, podrán postularse diferentes escenarios representativos de operación que reflejen de manera topológicamente equilibrada distintas hipótesis de distribución verosímil de la generación síncrona mínima necesaria en el sistema en el año horizonte de la planificación vigente.

La capacidad de acceso nodal y zonal por comportamiento de potencia de cortocircuito será de aplicación a los MPE con conexión directa a la red de transporte y a los MPE conectados en la RdD con afección significativa sobre la red de transporte, y ubicados en nudos donde exista o esté planificada una transformación directa a la RdT.

4.2.2 Capacidad de acceso por comportamiento estático.

Este criterio será de aplicación para la valoración de capacidad de acceso de MGES y de MPE.

La capacidad de acceso (MW) por comportamiento estático en un nudo se determinará como la potencia máxima inyectable en dicho nudo que no origina sobrecargas en las ramas de la red de transporte que sean inadmisibles según los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema recogidos en el procedimiento de operación (PO) 13.1, en el PO 1.1 y en el PO 1 SEIE, ni en situaciones N (disponibilidad de las N ramas de la red de transporte) ni en situaciones N-X (indisponibilidad de X ramas de la red de transporte).

Para las situaciones de disponibilidad N-X se evaluarán asimismo las posibilidades derivadas de la aplicación de sistemas y mecanismos de reducción automática de producción (SRAP[(2)]) tras contingencia tal y como se regule en la normativa aplicable a tal efecto.

[(2)] Sistema de Reducción Automática de Potencia (SRAP).

La capacidad de acceso por comportamiento estático en un nudo podrá encontrarse condicionada por la capacidad de acceso de la Zona de Influencia Común por Comportamiento Estático, definida como el conjunto de nudos de la red de transporte con una sensibilidad similar a una determinada sobrecarga en la red y que, en consecuencia, compartirán una capacidad de acceso común por comportamiento estático.

Las Zonas de Influencia Común por Comportamiento Estático, siendo dos el número mínimo de nudos que la componen, se establecerán siguiendo los siguientes criterios:

– Conjunto de nudos que se encuentran conectados al resto de la red de transporte mediante un único elemento de esta, es decir, en antena sobre un nudo de la red de transporte con el que formará la Zona de Influencia Común por Comportamiento Estático.

– Conjunto de nudos no mallados en un eje según la definición de nudos mallados recogida en el PO 13.1.

– Conjunto de nudos de distinta tensión conectados mediante unidad de transformación.

– Conjunto de nudos agrupados mediante la clusterización de la matriz de sensibilidades del flujo en las ramas ante cambios en la inyección de potencia de los nudos.

La determinación de la capacidad de acceso por comportamiento estático se evaluará sobre un conjunto de casos obtenidos de la simulación de la operación del sistema en todas las horas del año horizonte de la planificación vigente. Dichos casos se caracterizarán, entre otros, por los valores de demanda, de potencia instalada de generación y almacenamiento y sus perfiles horarios de funcionamiento. Los perfiles de funcionamiento de las instalaciones estarán basados en la disponibilidad del recurso o en criterios de mercado y serán resultado de la optimización del sistema, todo ello en consonancia con el escenario de referencia utilizado durante el proceso de planificación o posteriores actualizaciones. De esta forma, el conjunto de casos utilizados resultará representativo de la operación a lo largo de un año completo, y permitirán una caracterización probabilística suficientemente robusta de la capacidad de acceso.

La selección de los casos se basará en un método de clusterización (como por ejemplo el K-Means), aplicado a las series horarias de producción, demanda e intercambios internacionales y obteniéndose al menos 100 casos representativos de estudio, cada uno con su probabilidad asociada.

La capacidad de acceso por comportamiento estático de cada nudo o Zona de Influencia Común por Comportamiento Estático es aquella para la cual la capacidad de la red es coherente, a nivel global de sistema, con el valor máximo de 5 % de vertido de energía *(curtailment)* establecido en el artículo 13.5 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, para fuentes de energía renovable. A fecha de aprobación de estas especificaciones de detalle, teniendo en cuenta el escenario de la planificación vigente, dicho valor se corresponde con una probabilidad de tiempo estimada del 10 %.

Por lo tanto, la capacidad de acceso por comportamiento estático de cada nudo o Zona de Influencia Común es aquella para la cual la capacidad de la red permite la evacuación de generación en los casos analizados con una probabilidad estimada del 90 % del tiempo, obtenido como resultante de la monótona de las capacidades de acceso en la selección de casos y combinado con la probabilidad de ocurrencia de dichos casos. Para instalaciones de almacenamiento stand-alone, es decir, aquellas no asociadas a ninguna tecnología de generación de energía eléctrica, y siempre que se preserve la operación segura del sistema, esta cifra se reducirá hasta una probabilidad estimada del 70 % del tiempo.

La evolución futura de los escenarios de planificación, considerando la demanda, el mix de generación y almacenamiento, la integración de nuevas tecnologías, etc., podrá conllevar una variación del umbral temporal del 10 % antes referido en aras de ser coherente con el umbral del 5 % de máximo vertido de energía del mencionado Reglamento (UE).

La capacidad de acceso nodal y zonal por comportamiento estático será de aplicación a la generación con conexión directa a la red de transporte y a la generación conectada a todos los nudos de la red de distribución que tengan afección significativa sobre la red de transporte en ambos ámbitos (nodal y zonal), en los términos establecidos en estas especificaciones de detalle.

4.2.3 Capacidad de acceso por comportamiento dinámico.

Este criterio será de aplicación para la valoración de capacidad de acceso de MGES y de MPE.

La estabilidad dinámica de un sistema se puede definir como la capacidad de un sistema para, tras una perturbación, alcanzar un nuevo estado de equilibrio aceptable o retornar al estado de equilibrio inicial, de forma que el régimen transitorio sea igualmente aceptable.

La capacidad de acceso por comportamiento dinámico en un nudo o zona se define como la máxima potencia que puede inyectarse a la red (MW) de manera compatible con los criterios de admisibilidad de estabilidad dinámica del sistema establecidos en los procedimientos de operación, en particular en el P.O. 13.1 en el ámbito peninsular y en el P.O. 13 en el ámbito de los SENP, y con los criterios y consideraciones indicados en este apartado.

La capacidad de acceso por comportamiento dinámico en un nudo podrá encontrarse condicionada por la capacidad de acceso de la Zona de Influencia Común por Comportamiento Dinámico. Se define Zona de Influencia Común por Comportamiento Dinámico como el conjunto de nudos de la red de transporte con una sensibilidad similar al cumplimiento de los criterios de estabilidad dinámica.

La capacidad de acceso nodal y zonal por comportamiento dinámico será de aplicación a la generación con conexión directa a la red de transporte y a la generación conectada a todos los nudos de la red de distribución que tengan afección significativa sobre la red de transporte en ambos ámbitos (nodal y zonal), en los términos establecidos en estas especificaciones de detalle.

Para determinar la capacidad de acceso por comportamiento dinámico se simularán faltas eléctricas coherentes con la metodología establecida en los criterios generales de protección para identificar las condiciones críticas de despeje de defectos. En base a lo anterior:

Se simularán faltas eléctricas trifásicas en la ubicación más crítica de las subestaciones de la red de transporte, dependiendo de su configuración.

El tiempo y la forma de eliminación de las faltas tendrán en cuenta la postulación del fallo de interruptor con repercusiones más negativas para la estabilidad considerándose la actuación de las protecciones de apoyo local (fallo de interruptor) y protecciones de apoyo remoto (segunda zona).

Adicionalmente, el tiempo crítico de eliminación de faltas será superior al mínimo alcanzable definido en los procedimientos de operación. Esto se traduce en que el tiempo crítico de eliminación de faltas no ha de ser inferior a 100 ms.

Con carácter general, para el sistema eléctrico peninsular español se considerarán inadmisibles desde el punto de vista de la estabilidad aquellas simulaciones dinámicas en las que se produzca alguno de los siguientes fenómenos:

– Pérdida de sincronismo entre áreas de generación coherente, excepto el caso de los generadores que individualmente pierdan el sincronismo frente al resto del sistema eléctrico.

– El régimen permanente final no cumple con los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema para comportamiento estático establecidos en los procedimientos de operación para fallo múltiple. No obstante, no se considerarán inadmisibles aquellas violaciones que puedan eliminarse mediante acciones paliativas de la operación evitándose la posible pérdida de suministro extensiva o en cascada.

– Desconexión de alguna línea de interconexión España-Francia, por implicar el incumplimiento de alguno de los dos primeros aspectos antes mencionados.

– Amortiguamiento inferior al 5 % en las oscilaciones de la potencia eléctrica de algún generador.

– Desconexiones de generación superiores a 3.000 MW ante faltas de 250 ms[3].

[3] 250 ms es el mínimo tiempo de despeje con actuación correcta del sistema de protecciones y fallo de interruptor (N-1 de elemento sin redundancia) de acuerdo con la metodología de los tiempos críticos establecida en los «Criterios Generales de Protección». Se utiliza de acuerdo con el P.O.13.1 para la evaluación de la capacidad máxima de producción por nudo/zona como fallo de modo común con capacidad de provocar la desconexión de toda la generación de un mismo nudo o nudos eléctricamente próximos.

– Algún nudo de la red presenta un tiempo crítico de despeje de defecto inferior a 100 ms. En la práctica, esto se asimila a desconexiones de generación superiores a 1.300 MW (máxima desconexión admisible por diseño de reservas del sistema) ante faltas mantenidas 100 ms.

Con carácter general, para los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares se considerarán inadmisibles desde el punto de vista de la estabilidad aquellas simulaciones dinámicas en las que se produzca alguno de los siguientes fenómenos:

– Pérdida de sincronismo entre áreas de generación coherente, excepto el caso de los generadores que individualmente pierdan el sincronismo frente al resto del sistema eléctrico.
– El régimen permanente final no cumple con los criterios seguridad y funcionamiento del sistema para comportamiento estático establecidos en los procedimientos de operación para fallo múltiple. No obstante, no se considerarán inadmisibles aquellas violaciones que puedan eliminarse mediante acciones paliativas de la operación evitándose la posible pérdida de suministro extensiva o en cascada.
– Amortiguamiento inferior al 5 % en las oscilaciones de potencia eléctrica de algún generador.
– Pérdida de más del 10 % de la demanda por actuación directa de los sistemas de deslastre de carga por frecuencia.
– Adicionalmente, para minimizar el riesgo para la estabilidad del sistema y las restricciones en la operación, los valores de capacidad de acceso para una salida de subestación de la red de transporte (o que pudiera desconectarse por fallo simple de un elemento de las instalaciones de conexión) estará sujeta a los límites resultantes de los correspondientes estudios de estabilidad realizados por el operador del sistema para cada uno de los subsistemas eléctricos no peninsulares.

A efectos prácticos y atendiendo únicamente al criterio de la máxima desconexión de generación, la capacidad de acceso total de una subestación corresponderá a la máxima desconexión de generación admisible en el sistema menos la generación desconectada en otras subestaciones como consecuencia del defecto trifásico. En subestaciones de interruptor y medio, y en subestaciones con otras configuraciones que les sea de aplicación, se tendrán en cuenta otras consideraciones adicionales como consecuencia de postular la pérdida de un conjunto de posiciones tras el despeje del defecto trifásico. Este aspecto podrá derivar en limitaciones que pueden afectar a un conjunto de salidas de generación pertenecientes a una subestación, en función de la configuración topológica de dicha subestación.

Las capacidades de acceso obtenidas de acuerdo con el criterio de la máxima desconexión de generación podrán ser validadas atendiendo al cumplimiento del resto de criterios de admisibilidad por estabilidad dinámica. En el caso de cumplimiento del resto de criterios de admisibilidad, la capacidad de acceso por estabilidad dinámica corresponderá a la obtenida aplicando únicamente el criterio de la máxima desconexión de generación. En caso contrario, será necesario reducir la capacidad de acceso obtenida en el punto anterior hasta que se garantice el cumplimiento de todos los criterios de admisibilidad.

Para determinar la capacidad de acceso por comportamiento dinámico se postularán escenarios representativos de la operación en el horizonte final de la planificación vigente que reflejen adecuadamente las problemáticas principales y permitan analizar las potenciales situaciones de mayor riesgo asociadas a la estabilidad dinámica del sistema. Con carácter general, los escenarios postulados cumplirán con las siguientes características:

– Generación síncrona acoplada: se considerará escenarios del año horizonte final de la planificación vigente representativos de generación síncrona mínima.
– Intercambios con Francia: se podrán considerar escenarios importadores y exportadores, en particular, los valores objetivo de capacidad de intercambio considerados en los casos del año horizonte final de la planificación vigente, por representar las situaciones de mayor riesgo potencial para la estabilidad del sistema.
– Producción de generación renovable: se considerará una producción elevada (percentil 95) basada en estadísticas reales de producción y/o en los niveles de producción contemplados en los escenarios de planificación.

– Demanda: se considerarán valores de demanda de forma que la penetración de la generación renovable (la cobertura de la demanda con renovables) sea elevada, especialmente con MPE y que sean coherentes con las condiciones anteriores establecidas.

– Almacenamiento: se considerarán perfiles de funcionamiento, coherentes con las condiciones establecidas en los puntos anteriores, y representativos atendiendo a los criterios de modelado del almacenamiento de los casos estáticos de referencia.

– Capacidades y requisitos técnicos de los grupos generadores: se considerará el cumplimiento estricto de la normativa vigente para los generadores futuros, es decir, sin considerar capacidades técnicas superiores a las mínimas requeridas en esa normativa.

Adicionalmente se podrán evaluar escenarios representativos de elevada concentración zonal de generación en aras de poder analizar fenómenos dinámicos derivados de estas circunstancias y que no queden reflejados mediante el análisis de escenarios de baja generación síncrona acoplada.

ANEXO II

Especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a las redes de distribución

1. Objeto y ámbito de aplicación

Estas Especificaciones de detalle, de conformidad con el procedimiento dispuesto en el artículo 13 de la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, tienen por objeto los aspectos particulares de criterio y metodología para el cálculo de la capacidad de acceso a la red de distribución en la tramitación de las solicitudes de acceso de instalaciones de generación o de almacenamiento, ya sean nuevas o existentes que cambien sus características técnicas significativas.

Estas especificaciones recogen las condiciones en las que se elaborarán los estudios específicos para determinar la capacidad de acceso en un punto de conexión y el desarrollo de la red de distribución asociado a solicitudes de nuevas instalaciones de generación o de almacenamiento, o modificación de los permisos de acceso y conexión concedidos para adaptarlos a las características de la instalación modificada, ya sea por ampliación o modificación de las características de la instalación original.

Estas especificaciones son de aplicación a los siguientes sujetos:

– Los gestores de la red de distribución.

– Los titulares de instalaciones de generación, o de almacenamiento en los términos previstos en el artículo 6.3 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, con conexión a la red de distribución.

2. Definiciones

A los efectos de la regulación contenida en estas especificaciones, se entenderá por:

a) Red mallada: redes de distribución en las que el flujo de energía puede tener distintos orígenes, aunque su explotación habitual sea radial.

b) Red mallada con apoyo efectivo: redes malladas en las que ante indisponibilidad de uno de sus elementos tiene capacidad para mantener el flujo de energía a las instalaciones que suministra.

c) Red radial: redes en las que el flujo de energía tiene un único origen y ante indisponibilidad de uno de sus elementos, se ve interrumpido el flujo de energía a las instalaciones que suministra.

d) Disponibilidad total de red: situación de red en la que, con la explotación habitual, se encuentran disponibles todos los elementos necesarios para mantener el funcionamiento normal dentro de los márgenes reglamentarios y en condiciones de seguridad, calidad y regularidad.

e) Indisponibilidad simple de la red (N-1): situación de la red en la que se ha producido la indisponibilidad de uno cualquiera de elementos de la red (líneas o transformadores) respecto a la situación de disponibilidad total.

f) Nudo mallado: barra o conjunto de barras del mismo nivel de tensión de una subestación en que se conectan tres o más líneas o, si se dispone de transformación a ese nivel desde un nivel de tensión superior, dos o más líneas. A efectos del cómputo del número de líneas se considerarán exclusivamente las que pertenezcan a la red de transporte o distribución y no se considerarán las provenientes de estructuras en antena o las que no proporcionen un socorro efectivo en caso de la pérdida de una conexión.

g) Capacidad de acceso a un punto de conexión a la red de distribución: es la máxima potencia activa que puede inyectarse en dicho punto de manera compatible con los criterios de evaluación de capacidad de acceso de la Circular 1/2021, las presentes Especificaciones de detalle y del resto de normativa vigente.

h) Factor de contribución (FC): se define el factor de contribución de un nudo i sobre una rama j (línea o transformador) como el incremento de flujo en la rama j referido al incremento de generación considerado en el nudo i.

$$\text{Factor de Contribución (FC)} = \frac{(Incremento\ de\ flujo\ en\ la\ rama\ j)}{(Incremento\ de\ generación\ en\ nudo\ i)}\ \text{x}\ 100$$

i) Afección Directa: Dado un determinado escenario de estudio (apartado 3.2), se considera que un nudo está directamente afectado por una limitación zonal en una rama de la red de distribución cuando el Factor de Contribución de dicho nudo sobre la rama limitante sea superior a un umbral del 10 %.

En ningún caso se considerará directamente afectada por una limitación en la red de distribución una solicitud a otra red de distribución distinta conectada a la primera que no cumpla los criterios definidos en el anexo III de la Circular 1/2021 a los efectos de establecer la necesidad del correspondiente informe de aceptabilidad.

3. Capacidad de acceso

3.1 Consideraciones generales.

La información requerida para la evaluación de la capacidad de acceso será la que se establezca reglamentariamente y sea publicada en el portal web del distribuidor. A efectos de la relación entre distribuidores, estos se podrán coordinar para establecer cuál es la información necesaria que deberá presentarse en el caso de requerirse el informe de aceptabilidad, información esta que en ningún caso podrá ser más detallada que la establecida reglamentariamente.

La evaluación de la capacidad de acceso para instalaciones de generación con conexión a la red de distribución se basará en el cumplimiento de los criterios técnicos de seguridad, regularidad, calidad del suministro del sistema eléctrico establecidos en la normativa vigente, así como de los criterios incluidos en estas especificaciones de detalle. En particular, como condición para la valoración del acceso, la solicitud deberá cumplir con los requisitos técnicos que se establezcan en la normativa para la generación y sus instalaciones de conexión a la red de distribución.

En el caso de instalaciones de almacenamiento, la evaluación de la capacidad de acceso se basará en un estudio realizado según los criterios que le sean de aplicación tanto en su condición de demanda como en su condición de generación, de forma que se tome en consideración su régimen de funcionamiento, en particular su patrón típico de inyección y/o absorción de potencia a la red.

La valoración del acceso a la red para una instalación que incluya la excepción del cumplimiento de alguno de los requisitos técnicos recogidos en los Reglamentos Europeos de Conexión solo se realizará si se ha aportado, previamente a la solicitud de acceso, la resolución por la que se reconozca la excepción por parte de la autoridad competente conforme a lo establecido en el artículo 62 del Reglamento (UE) 2016/631.

Para determinar la capacidad de acceso en un punto de conexión se realizará un estudio específico según los escenarios y condiciones que se detallan en los siguientes apartados. Este estudio abarcará como mínimo el conjunto de nudos con influencia al punto de conexión y que comparten limitación según los criterios que se recogen en este procedimiento.

La capacidad de acceso tendrá carácter nodal. No obstante, cuando se alcancen una o varias limitaciones según los criterios que se definen en estas Especificaciones de detalle, quedará agotada la capacidad en todos los nudos que se vean directamente afectados por dichas limitaciones, se den o no en su mismo nivel de tensión, lo que supondría la imposibilidad de conceder más capacidad de acceso.

Asimismo, se cumplirán los siguientes criterios de arquitectura de red para la conexión de una instalación de generación (o conjunto de instalaciones) que requiera una nueva posición en una subestación existente de la red de distribución o a la partición de una línea existente con entrada y salida en una nueva subestación. La conexión preferente será en subestación existente por eficiencia del sistema. No obstante, se permitirá la conexión mediante nueva subestación de entrada y salida a una LAT (igual o superior a 36 kV), siempre que la red resultante no contenga más de tres nudos no mallados entre nudos mallados en redes de tensión igual o superior a 50 kV, y cinco en redes de inferior tensión.

También se establecen los umbrales que pueden admitir las redes de distribución y que serán evaluados por el gestor de la red a la que se solicita los permisos de acceso y conexión:

Nivel de tensión (kV)	Capacidad de acceso solicitada mínima para conexión mediante nueva posición en subestación existente (MW)	Capacidad de acceso solicitada mínima mediante apertura de línea existente (MW)	Capacidad de acceso máxima para conexión mediante posición en subestación (MW)
132-110	10	12	100
66	6	10	60
55 – 50	5	10	50
45	4	7	40
30	4	2	30
24 – 25	4	–	20
20	4	–	15
>1 ≤ 15	4	–	10
BT	–	–	0,1[3]

[3] Potencia máxima de conexión en cualquier punto de la red de baja tensión.

Si la aplicación de la tabla en un punto inviabiliza la conexión por no existir niveles de tensión compatibles con la solicitud y dicha solicitud no es posible adaptarla por cuestión de sus características/recurso renovable, el gestor de la red de distribución podrá utilizar, excepcionalmente, valores diferentes a condición de que sea técnicamente viable y se cumplan los requisitos técnicos establecidos[4]

[4] Por ejemplo, en una solicitud de acceso y conexión de 4 MW en una zona donde sólo existen redes de 66 kV se podría admitir la apertura de la línea, aunque la solicitud fuera inferior al umbral mínimo admitido en la tabla, si se evidencia que la instalación solo puede desarrollar su actividad en dicho emplazamiento.

Si existen varias alternativas se elegirá la de menor tensión que resulte técnicamente viable.

La capacidad de acceso otorgada a una instalación de generación no debe entenderse como capacidad de producción garantizada, pudiendo ser necesario aplicar restricciones a la evacuación –mayores de las previstas, en su caso– derivadas de las situaciones de operación en tiempo real, incluyendo la indisponibilidad efectiva de los elementos de red, necesidades de mantenimiento y de la evolución del conjunto del sistema.

3.2 Escenario de estudio.

Para la determinación de la capacidad de acceso, así como las condiciones de conexión y el desarrollo de la red de distribución adecuados para atender una solicitud de conexión para generación a la red de distribución, se buscará mantener la fiabilidad y seguridad de la red, garantizándose que dicha conexión no suponga un deterioro de la calidad y seguridad en los suministros y generadores conectados o con permisos de conexión vigentes.

Para determinar la capacidad de acceso de una instalación de producción a la red de distribución en un punto de conexión, deberá realizarse un estudio concreto de la potencia máxima disponible en dicho punto de conexión. Dicho estudio será específico para cada solicitud y se realizará teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

a) Las instalaciones de generación, almacenamiento y consumo tanto en ese punto de conexión como en los restantes nudos de la red que pudieran tener influencia en dicho punto de conexión que, con anterioridad a la solicitud en estudio:

i. estuvieran puestas en servicio,
ii. o dispusieran de permisos de acceso y conexión vigentes,
iii. o dispusieran de una solicitud de permiso de acceso y conexión con prelación sobre la solicitud a evaluar según los criterios establecidos en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

b) Las instalaciones de la red de transporte y distribución existentes y planificadas. La referida planificación será la conforme a:

– La planificación vigente de la red de transporte aprobada por la Administración General del Estado.
– Instalaciones incluidas en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado y cuya puesta en servicio esté incluida en el plan de inversiones anual de la empresa distribuidora (año n).

c) El patrón de funcionamiento de las instalaciones mencionadas en lo relativo a las pautas de generación y consumo y, en particular, el consumo mínimo simultáneo previsto. El distribuidor podrá analizar las situaciones más críticas para la conexión de la nueva generación.

Con carácter general, se recomienda usar un patrón de funcionamiento típico en la situación de demanda valle, con el siguiente escenario de estudio:

– Demanda estimada en situación de valle que, si no existen datos específicos, se puede tomar como el 55 % de la demanda máxima.
– Generación puesta en servicio, o con permisos vigentes. Se tendrán en cuenta las solicitudes de permisos de acceso y conexión con prelación sobre la solicitud a evaluar, según los criterios establecidos en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre. La generación se considerará al 90 % de su capacidad de acceso otorgada.

En el caso de las instalaciones de almacenamiento, se tendrá en consideración su configuración y perfil de funcionamiento y, en particular, su patrón típico de inyección y/o absorción de potencia a la red. Para ello, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución unos patrones específicos que contribuyan a una mejor optimización del uso de la red y al tratamiento homogéneo por parte de los gestores de la red. Los gestores de las redes de distribución publicarán en su plataforma web dichos patrones.

Adicionalmente y en función de la información disponible y el nivel de digitalización de la red a estudio, se podrán considerar escenarios con diferentes situaciones de generación, demanda o explotación y aplicar análisis técnicos de carácter probabilístico que permitan admitir otros valores límite en los parámetros de control de forma temporal en los casos que el gestor de la red de distribución determine que se puedan presentar en las redes de distribución afectadas.

En este sentido, en caso de disponer de datos históricos y herramientas de análisis adecuadas, el estudio se podrá realizar sobre la base de los mismos, analizando los escenarios que el gestor de la red de distribución considere representativos para el funcionamiento de la red afectada, en particular mediante el uso de factores de simultaneidad o perfiles tipo.

3.3 Evaluación de la capacidad de acceso.

La conexión de un generador puede producir sobrecargas, tensiones inadmisibles o variaciones de tensión importantes en elementos muy distantes al punto de conexión, en niveles de tensión diferentes al de conexión, o incluso en redes propiedad de otros gestores de red.

Por lo tanto, los estudios de capacidad de acceso deben contemplar la red de distribución como un conjunto, debiendo considerar el posible efecto de un nuevo generador sobre cada uno de los elementos de la red en cualquier nivel de tensión coincidente o no con la tensión de conexión del generador. Cuando se establezca reglamentariamente que el nuevo generador pueda afectar a instalaciones gestionadas por otro gestor de red, será necesario verificar que también se cumplen los criterios de capacidad de acceso en sus redes.

Por ello la evaluación de la capacidad en las redes de distribución requiere realizar estudios individualizados para cada solicitud de acceso a la red, analizando el impacto sobre el resto de la red en estudio.

La capacidad de acceso de un punto de la red distribución para una solicitud de acceso de generación será el mínimo de las capacidades resultantes de los criterios definidos a continuación, que le fueran de aplicación, observando su cumplimiento en toda la red en estudio.

Las condiciones que deben cumplirse para aceptar una capacidad de acceso solicitada en las redes de distribución serán las siguientes.

3.3.1 Capacidad de acceso en condiciones de disponibilidad total.

La capacidad de acceso en condiciones de disponibilidad total en un punto de la red de distribución se determinará como la potencia activa máxima de la generación que puede inyectarse sin que origine sobrecargas en ningún elemento de la red de distribución ni tensiones que excedan el límite reglamentario.

La evaluación de la capacidad de acceso en condiciones de disponibilidad total se analizará en el escenario de estudio definido en el punto 3.2 de forma que sea representativo de la operación a lo largo de un año completo.

3.3.2 Capacidad de acceso en condiciones de indisponibilidad en redes malladas con apoyo efectivo (N-1).

En tanto no se aprueben procedimientos de operación de la distribución que definan contingencias específicas, la capacidad de acceso en un punto en condiciones de indisponibilidad simple de cualquier elemento de la red de distribución superior a 1 kV (línea o transformador) se determinará como la potencia activa máxima de generación que es posible inyectar en todos los casos de indisponibilidad sin que origine sobrecargas en ningún elemento de la red de distribución con influencia a instalaciones de consumo teniendo en consideración el umbral establecido para determinar la afección directa (factor de contribución FC).

De igual manera el generador tampoco originará tensiones en ninguna instalación de la red de distribución que excedan el límite reglamentario.

En aquellos casos en los que su utilización sea factible, se considerará la posibilidad de soslayar una sobrecarga o tensión no reglamentaria en la red de distribución mediante mecanismos automáticos de teledisparo o sistemas que permitan realizar una reducción parcial de carga de grupos generadores. Se deberá tener en cuenta que la utilización de los citados elementos está limitada por la variabilidad de la topología de la red y los elementos técnicos disponibles según los estándares de protección utilizados por cada gestor de red, por lo que, para que pueda considerarse factible, su aplicación deberá definirse por cada gestor de red en el que se realice la conexión.

La determinación de la capacidad de acceso en condiciones de indisponibilidad en redes malladas con apoyo efectivo se evaluará en el escenario de estudio definido en el punto 3.2 de forma que sea representativo de la operación a lo largo de un año completo. La red deberá mantener sus parámetros de funcionamiento dentro de los siguientes límites en caso de fallo simple (N-1):

– No se producen pérdidas de mercado.

– No se producen sobrecargas en las líneas de la red de distribución por encima de su límite térmico estacional.

– No se producen sobrecargas en los transformadores de la red de distribución con respecto a su potencia nominal.

– Las tensiones no exceden los límites reglamentarios.

No obstante, en el análisis específico de una solicitud se podrán evaluar criterios de razonabilidad para determinar las condiciones en las que se puede admitir cierto grado de sobrecarga que no supere un determinado número de horas al año en elementos de la red por una limitación en el escenario N-1. Estos criterios de razonabilidad se basarán en el posible empeoramiento que la incorporación de la nueva generación provocaría en la saturación de los elementos limitantes.

En concreto, podrán aceptarse solicitudes que en el escenario N-1 no supongan un incremento de más del 1 % en la saturación de los elementos de la red con afección directa en un nivel de tensión superior al de su punto de conexión, siempre que el número de horas estimadas en las que se produzca una sobrecarga por encima del 100 % no supere el 2 % de las horas del año.

Por otra parte, podrán aceptarse solicitudes con las que en el escenario N-1 se pueda alcanzar, en el caso más desfavorable, un umbral de saturación máximo del 120 %.

A efectos de evaluar el incremento en la saturación, se considerarán conjuntamente aquellas solicitudes que formen parte de una agrupación conforme a la definición del artículo 7 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

3.3.3 Capacidad de acceso en condiciones de conexión/desconexión.

La capacidad de acceso para una instalación (o conjunto de instalaciones que comparten punto de conexión) por condiciones de conexión/desconexión a la red en un punto se determinará como la producción máxima de la generación conectada que no origina:

– Variación de tensión del ± 2,5 % en el punto de conexión al conectarse o desconectarse bruscamente cuando esté en redes de más de 36 kV y del ± 3 % en redes inferiores a 36 kV.

– Variación de tensión por la desconexión simultánea de los generadores conectados a la misma barra o conjunto de barras acopladas en explotación normal de una subestación del ± 4 % cuando el punto de conexión esté en redes de más de 36 kV y del ± 5,5 % en redes inferiores a 36 kV.

La determinación de la capacidad de acceso en condiciones de conexión/desconexión se evaluará en el escenario de estudio definido en el punto 3.2 de forma que sea representativo a la operación a lo largo de un año completo.

3.3.4 Capacidad de acceso por potencia de cortocircuito para MPE. En la red de distribución se considerará que no existen zonas de influencia eléctrica (ZIE) respecto a la potencia de cortocircuito por lo que el índice WSCR queda equiparado al SCR aplicado a cada nodo de la red.

Siendo:

$$\mathrm{WSCR} = \frac{\sum_i^N s_{cc_i} \cdot P_{MPE_i}}{\left(\sum_i^N P_{MPE_i}\right)^2} = \frac{\sum_i^N s_{cc} \cdot P_{MPE_i}}{\left(\sum_i^N P_{MPE_i}\right)^2} = \frac{s_{cc}}{\sum_i^N P_{MPE_i}} = \mathrm{SCR}$$

S_{cc}: Potencia de cortocircuito trifásica efectiva en MVA.

PMPE: Capacidad máxima en MW de MPE conectados o con permiso de acceso y conexión vigentes. Se tendrán en cuenta las solicitudes de permisos de acceso y conexión con prelación sobre la solicitud a evaluar, según los criterios establecidos en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

En caso de incorporación de Compensadores Síncronos a uno o más MPE con previsión de conexión en un nudo de la red de distribución, se requerirá una solicitud de acceso cuya

capacidad se determinará con un valor de Scc que tenga en cuenta la aportación de dicha compensación. La capacidad de acceso otorgada en este tipo de solicitudes estará supeditada a que la solución final del CS y su esquema de conexión aseguren que la Scc aportada por el CS en el punto de conexión a red sea al menos la misma que la que se evaluó para el otorgamiento del permiso de acceso conforme a la información remitida en ese momento.

La potencia de cortocircuito se calculará en el escenario de estudio definido en el punto 3.2, en situación habitual de explotación de la red, sin tener en cuenta contingencias ni maniobras en la red.

La capacidad de acceso en un punto (punto de conexión en una línea o semibarras acopladas de una subestación) de la red de distribución no excederá de un umbral tal que la relación entre la potencia de cortocircuito calculada en ese punto, y la capacidad máxima de todos los MPE conectados, o con permisos de acceso y conexión vigentes, o con permisos de acceso y conexión informados favorablemente, sea inferior al valor mínimo definido por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Se tendrán en cuenta las solicitudes de permisos de acceso y conexión con prelación sobre la solicitud a evaluar, según los criterios establecidos en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

3.3.5 Capacidad de acceso por potencia máxima a inyectar en un punto.

A los efectos de lo previsto en el anexo I.3 de la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la CNMC, en las redes de tensión inferior a 36 kV y de baja tensión, la potencia máxima a inyectar por el total de la generación conectada a una línea, considerando todos los generadores conectados o con permisos de acceso y conexión vigentes no superará el 70 % de la capacidad térmica de ésta en su cabecera.

En el caso de que el punto de conexión sea en un centro de transformación, la potencia máxima a inyectar por el total de la generación conectada al nivel de baja tensión, considerando todos los generadores conectados o con permisos de acceso y conexión vigentes no superará el 70 % de la capacidad de transformación instalada.

En las redes de tensión igual o superior a 36 kV y en las barras de subestación no se utilizará este criterio, dado que el criterio 3.3.2 se puede realizar de forma precisa y proporciona mayor exactitud de la capacidad de acceso.

En todos los casos, se tendrán en cuenta las solicitudes de permisos de acceso y conexión con prelación sobre la solicitud a evaluar, según los criterios establecidos en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre.

4. Mapas de capacidad

Los distribuidores calcularán y publicarán las capacidades existentes en todos los nudos de las subestaciones AT/AT y AT/MT que operan, teniendo en cuenta el escenario de estudio definido en el apartado 3.2 y determinando, en cada una de sus barras de más de 1 kV, la máxima generación adicional que podría añadirse cumpliendo todos los criterios definidos en el apartado 3.3.

Cada gestor de red podrá publicar los correspondientes nudos con «0* MW», que serán nudos sin capacidad en el momento de la publicación del mapa de capacidad pero que podrían obtenerla condicionada a la ejecución de refuerzos en la red de distribución a cargo del solicitante. En caso de publicarse dicha información, deberá ir acompañada de una nota metodológica en la que se indique, con carácter general, los tipos de refuerzos que se han tenido en cuenta para la realización de los cálculos encaminados a obtener los nudos con «0* MW».

Los mapas de capacidad se publicarán al menos una vez al mes y contendrán la información necesaria para dar cumplimiento al artículo 12 de la Circular 1/2021. Se identificarán los nudos limitados por Scc, siendo los únicos en los que un Compensador Síncrono podría añadir capacidad.

La información publicada corresponde a los valores existentes en el momento del cálculo de la capacidad por parte del gestor de red.

Las capacidades de acceso publicadas deben considerarse como informativas, sin que eviten la necesidad de realizar un estudio específico para cada solicitud concreta, en el que se tendrá en cuenta cualquier variación del escenario de estudio surgida posteriormente a su

publicación, tanto en el nudo en estudio como en otros nudos de la red que puedan tener influencia en el mismo debido a cambios en las instalaciones consideradas, tales como posibles variaciones en los escenarios de demanda y generación o puesta en servicio de nuevas instalaciones de distribución.

También debe ser considerado que, debido a la influencia que presentan entre sí los nudos en la red de distribución, la capacidad total disponible de una zona (conjunto de nudos) no debe considerarse como la suma de las capacidades de los nudos que la forman. En particular, la capacidad disponible en una subestación no deberá calcularse mediante una suma simple de las capacidades publicadas en los diferentes niveles de tensión de dicha subestación.

§ 103

Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión. [Inclusión parcial]

Ministerio de Economía
«BOE» núm. 313, de 31 de diciembre de 2002
Última modificación: 6 de octubre de 2018
Referencia: BOE-A-2002-25422

[. . .]

Artículo 7. *Sistema de información de puntos de suministro.*

1. Las empresas distribuidoras deben disponer de una base de datos referidos a todos los puntos de suministro conectados a sus redes y a las redes de transporte de su zona, permanentemente completa y actualizada, en la que consten al menos los siguientes datos:

a) Código Universal de Punto de Suministro, esto es, el "CUPS" completo.
b) Empresa distribuidora, que ha de incluir nombre y código de la empresa distribuidora.
c) Ubicación del punto de suministro, que incluye dirección completa (tipo de vía, nombre de la vía, número, piso y puerta). Esta información debe referirse en todo momento al punto de suministro y no a la ubicación, población y provincia del titular de dicho punto de suministro que se exige en la letra aa) de este mismo artículo.
d) Población del punto de suministro, que incluye el nombre de la población y el código postal. Esta información debe referirse en todo momento al punto de suministro y no a la ubicación, población y provincia del titular de dicho punto de suministro.
e) Nombre de la Provincia del punto de suministro. Esta información debe referirse en todo momento al punto de suministro y no a la ubicación, población y provincia del titular de dicho punto de suministro.
f) Fecha de alta del suministro, que incluye día, mes y año en la que se conectó el punto de suministro a las redes.
g) Tarifa en vigor de suministro o de acceso. Debe constar el nombre de la Tarifa Básica o Tarifa de Acceso de Terceros a las Redes según la modalidad de contratación en vigor en el punto de suministro. Dicho Nombre debe corresponderse con el que conste en la norma reguladora de las tarifas en vigor en cada momento.
h) Tensión (en voltios) de la conexión del punto de suministro a las redes.
i) Potencia máxima (en kW) del punto de suministro, según consta en el Boletín de Instalaciones Eléctricas emitido por un instalador autorizado.
j) Potencia máxima (en kW) del punto de suministro, según consta en el acta de autorización de puesta en marcha.

k) Clasificación del punto de suministro según los “Nombres de tipos de punto de medida” actualmente en vigor, y definidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, a saber: “Tipo 1, 2, 3, 4 ó 5”.

l) Disponibilidad de Interruptor de Control de Potencia, donde se hará constar “ICP no instalado”, o “ICP instalado”.

m) Nombre del Tipo de Perfil de Consumo según los tipos de perfil actualmente en vigor, y definidos en el Resolución de 28 de diciembre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, o la que esté en vigor en cada momento, a saber: “Tipo Pa, Pb, Pc o Pd”.

Para potencias contratadas menores o iguales a 15 KW, discriminación horaria: Sí o no; para potencias contratadas mayores a 15 KW, tipo de discriminación horaria: DHX, siendo X el número de periodos.

n) Valor de los derechos de extensión (en kW) que tenga reconocidos el punto de suministro.

ñ) Valor de los derechos de acceso (en kW) que tenga reconocidos el punto de suministro.

o) Propiedad del equipo de medida, que incluye tipo de propietario del equipo de medida: “Empresa distribuidora” o “Titular del punto de suministro”.

p) Propiedad de Interruptor de Control de Potencia, que incluye tipo de propietario del ICP: “Empresa distribuidora” o “Titular del punto de suministro”.

q) Potencias contratadas en cada período, y en función de la tarifa básica o la Tarifa de Acceso de Terceros a las Redes, “Valor de la potencia contratada (en kW) por Periodo Tarifario”.

r) Fecha del último movimiento de contratación a efectos tarifarios, que comprende día, mes y año del último cambio de los parámetros relativos a la contratación tarifaria (ya sea en modalidad de Tarifa básica o en Tarifa de acceso de terceros a las redes), pudiendo ser estos parámetros la tarifa en sí misma, la potencia contratada, la tensión de conexión, el complemento por discriminación horaria y el modo de facturación.

s) Fecha del último cambio de comercializador que ha de incluir día, mes y año del último cambio de comercializador.

t) Fecha límite de los derechos reconocidos de extensión que ha de incluir día, mes y año de los derechos reconocidos de extensión.

u) Consumo agregado de los tres últimos años naturales por períodos de discriminación horaria y meses, a contar desde la fecha de la consulta, que incluye el consumo de energía activa en KWh, el consumo de energía reactiva en kVar y la potencia demandada en kW. Esta información incluirá el consumo con periodicidad mensual excepto para los puntos de suministro con lectura bimestral, desglosado en los periodos que registre en origen el equipo de medida.

En el caso de que el distribuidor disponga de la curva de carga horaria de los consumos de un punto de suministro, dicha información no figurará en el Sistema de información de puntos de suministro.

v) Día, mes y año de la última lectura.

w) La información relativa a los impagos en que los consumidores hayan incurrido, sin perjuicio de las obligaciones establecidas en el artículo 29.2 de la Ley Orgánica de Protección de Datos de Carácter Personal, y artículos 38 a 44 de su Reglamento de desarrollo aprobado por Real Decreto 1720/2007, de 21 de diciembre.

x) Existencia, y en su caso importe del depósito de garantía suscrito por el titular del punto de suministro, o inexistencia del mismo.

y) Datos relativos al titular del punto de suministro: persona física o persona jurídica.

z) Nombre y apellidos, o en su caso denominación social y forma societaria, del titular del punto de suministro.

aa) Dirección completa del titular del punto de suministro. Esta información debe referirse en todo momento al titular del punto de suministro y no a la ubicación, población y provincia de dicho punto de suministro que se exige en la letra c) de este mismo artículo.

ab) Información relativa al uso del punto de suministro cuando el titular es persona física: “Vivienda habitual” o “No vivienda habitual”.

Las empresas distribuidoras que proporcionen en forma de código alfanumérico la información relativa al nombre de la empresa distribuidora, nombre de la población del Punto de Suministro, nombre de la provincia del Punto de Suministro, y nombre de la Tarifa Básica o Tarifa de Acceso de Terceros a las Redes, están obligadas a proporcionar una relación donde conste la correspondencia de dichos códigos con los nombres concretos. El resto de los contenidos deberá ser presentado por todas las empresas distribuidoras en la forma descrita en la relación anterior.

ac) Empresa comercializadora que realiza actualmente el suministro.

Téngase en cuenta que se suspende la eficacia del inciso ac), en la redacción dada por el art. 2.1 del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por Auto del TS de 24 de febrero de 2016. Ref. BOE-A-2016-3412.

ad) Disponibilidad de equipo de medida efectivamente integrado en el sistema de telegestión.

ae) Disponibilidad de equipo de medida monofásico o trifásico.

af) Información relativa al acogimiento o no del punto de suministro a una modalidad de autoconsumo y particularización del tipo.

ag) Información relativa a la aplicación del bono social al consumidor.

2. Las empresas distribuidoras deberán dotarse de los sistemas informáticos necesarios que permitan la consulta de datos del registro de puntos de suministro y la recepción y validación informática de solicitudes y comunicaciones con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, los consumidores y los comercializadores de energía eléctrica.

Las empresas distribuidoras deberán garantizar el acceso a las bases de datos de puntos de suministro a través de medios telemáticos. En particular, la empresas distribuidoras deberán contar con los medios necesarios para que cualquier comercializador o la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, pueda descargar y proceder al tratamiento de los datos referidos a la totalidad de los puntos de suministro conectados a las redes del distribuidor y a las redes de transporte de su zona, así como llevar a cabo una selección detallada de los puntos de suministro respecto a los cuales quiere acceder a sus datos, en función de las diferentes categorías de datos que componen las citadas bases.

En todo caso, ni las empresas comercializadoras ni la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrán acceder a cualquier información que directamente identifique al titular del punto de suministro, y en particular, a los datos recogidos en los apartados c), z) y aa) del apartado 1.

Adicionalmente, las empresas comercializadoras no podrán acceder a la información del apartado ac), quedando accesible para la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ejercicio de sus funciones.

Las empresas distribuidoras no podrán establecer condición alguna al acceso y tratamiento de estos datos por parte de los comercializadores o de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, ni exigir en ningún caso que éstos les proporcionen dato alguno como condición previa de acceso a su base de datos, entre ellos: el Código Universal del Punto de Suministro, NIF o NIE del titular de dicho punto de suministro o número de contrato en vigor de cada punto de suministro concreto, para el cual deseen consultar la base de datos.

Sin perjuicio del derecho de acceso a las bases de datos a través de medios telemáticos las empresas distribuidoras deberán remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o a los comercializadores que lo soliciten, los datos relativos a todos y cada uno de los puntos de suministro conectados a sus redes y a las redes de transporte de su zona a través de un soporte físico informático que permita su inmediata y efectiva disposición y tratamiento, sin que resulte exigible, en ningún caso, que los comercializadores o la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia les proporcionen dato alguno como condición previa de acceso a su base de datos. La empresa distribuidora deberá

remitir dicha información en el plazo máximo de 15 días desde la fecha de solicitud por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o del comercializador.

3. Tanto la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como los comercializadores que hayan presentado la comunicación de inicio de actividad y declaración responsable, figuren en el listado publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y cumplan en todo momento con los requisitos exigidos para ejercer la actividad, podrán acceder gratuitamente a las bases de datos de puntos de suministro de cada empresa distribuidora.

El acuerdo de inicio del procedimiento de extinción de la habilitación para ejercer como comercializadora de energía eléctrica así como la apertura de diligencias penales relacionadas con la actividad de comercialización, suspenderá el derecho al acceso a las bases de datos de puntos de suministro de las empresas distribuidoras, sin perjuicio de la información necesaria para llevar a cabo el traspaso de clientes a la comercializadora de referencia de acuerdo con el procedimiento legalmente establecido.

Los comercializadores, y demás sujetos que hagan uso de la información que figura en las bases de datos de puntos de suministro de las empresas distribuidoras, a tenor de lo contemplado en la presente disposición y en el artículo 46.1.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, deberán suscribir un código de conducta y garantizar la confidencialidad de la información contenida en las mismas.

4. No obstante lo dispuesto en el apartado 3, aquellos a quienes se refiera la información citada en los apartados anteriores, tendrán derecho de acceso a sus datos contenidos en el registro de puntos de suministro de forma gratuita y, además, podrán prohibir por escrito a los distribuidores la difusión de los datos que señalen expresamente y el acceso por los comercializadores distintos a aquel con el que se tenga contratado el suministro. En este caso la manifestación escrita del consumidor deberá constar expresamente en la base de datos, correspondiendo al distribuidor custodiar una copia de dicha solicitud.

No obstante lo anterior, en el caso de que el consumidor esté en situación de impago no podrá prohibir la difusión de su Código Universal del Punto de Suministro y de la información de dicha situación.

5. Los datos a que hace referencia el apartado 1 de este artículo deberán constar en las Bases de Datos referidas a los puntos de suministro conectados tanto a baja como alta tensión.

6. Se habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo para dictar cuantas disposiciones sean necesarias para modificar los datos de carácter técnico a que hace referencia el apartado 1 de este artículo.

Artículo 8. *Condiciones, plazos, medios y sistemas de comunicación de las solicitudes de modificación de la forma de contratación.*

1. Los distribuidores deberán contestar a las solicitudes de modificación de la forma de contratación de los consumidores que hayan optado por contratar directamente el acceso a las redes con el distribuidor y a las peticiones de los comercializadores que actúen como mandatarios o sustitutos de los consumidores que hayan optado por contratar la energía y el acceso a las redes a través de dicho comercializador, relativas a los procedimientos que se detallan en el párrafo siguiente, en un plazo de cinco días hábiles, comunicándoles si procede atender a dichas solicitudes o si existen objeciones que impidan su realización.

Los procedimientos establecidos para atender a dichas solicitudes se referirán principalmente a los procesos de paso de contrato a tarifa de suministro a contrato de tarifa de acceso, cambio de comercializador, cambio de condiciones contractuales de los contratos de acceso, baja de contratos, procesos auxiliares de anulación y reposición para cada uno de los procedimientos anteriormente citados y mecanismos de acceso y mantenimiento del Registro de puntos de medida.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, desarrollará los procedimientos a que se hace referencia en el apartado anterior, relativos a los procesos de gestión y administración de los contratos de adquisición de energía y acceso a redes en baja tensión.

3. Los comercializadores y los distribuidores deben instalar los sistemas y medios informáticos necesarios para intercambiar la información a través de buzones FTP con

ficheros y formatos preestablecidos u otro sistema previamente aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

4. Los consumidores podrán realizar sus solicitudes personalmente en las oficinas de la empresa distribuidora, por escrito mediante correo certificado o por los medios informáticos anteriormente descritos. En dichas comunicaciones se deberá hacer constar fehacientemente la fecha de la solicitud y la de recepción por parte del distribuidor.

5. Los distribuidores que tengan implementados los sistemas de comunicación que se señalan en el apartado tercero de este artículo quedarán exonerados del cumplimiento de los plazos de respuesta a las solicitudes que presentadas por los comercializadores que se recogen en el apartado primero de este artículo, en tanto éstas no se reciban por los sistemas telemáticos establecidos, sin perjuicio de que deban cumplir los plazos para la realización de las distintas actuaciones que señala la normativa.

Artículo 9. *Liquidaciones de energía a partir de la aplicación de perfiles de consumo.*

1. Para aquellos puntos de suministro que, de acuerdo con la normativa aplicable, no tengan la obligación de disponer de registro de consumo horario en sus equipos de medida, la Dirección General de Política Energética y Minas determinará, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía y a efectos de liquidación de la energía, el perfil de consumo y el método de cálculo aplicables a cada grupo de consumidores, en función de la tarifa de acceso contratada y los equipos de medida y control instalados.

2. Para la estimación del perfil de carga representativo de los consumidores con tarifas de acceso 2.OA y 2.ONA se podrá utilizar un panel representativo de los consumidores. Antes del 31 de diciembre de 2003, los distribuidores deberán instalar y gestionar los equipos del panel que les correspondan, cuyo número y características serán determinados por la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 10. *Precios de las actuaciones.*

Los precios a repercutir por los distribuidores a los comercializadores por las actuaciones de anulación de contratos, reposición de contratos y cambio de comercializadora que se hace referencia en el presente Real Decreto, son los que figuran en el cuadro siguiente:

1. Precio de las actuaciones relativas al cambio de suministrador:

Tipo de actuación:

Anulaciones antes de activación nuevo contrato: 3 euros.
Reposición antes 1.ª factura: 15 euros.
Reposición después 1.ª factura: 30 euros.

2. Estos precios se actualizarán por el Gobierno con carácter anual o cuando las circunstancias así lo aconsejen. A estos efectos los distribuidores deberán presentar antes del mes de noviembre de cada año, los ingresos y gastos detallados por tipo de actuación, desde el 1 de octubre del año anterior hasta el 30 de septiembre del año correspondiente, a la Dirección General de Política Energética y Minas quien lo remitirá para informe a la Comisión Nacional de Energía con carácter previo a dicha actualización.

Disposición adicional primera. *Inclusión del código unificado de punto de suministro.*

El distribuidor deberá incluir en sus contratos de tarifa de suministro y de tarifa de acceso así como en las facturaciones que se deriven de cualquiera de las dos modalidades, el Código Unificado de Punto de Suministro con las características que se señalan en el Real Decreto 385/2002, de 26 de abril.

[. . .]

Disposición adicional quinta. *Indicadores de calidad de la atención al consumidor.*

Se considerarán indicadores de calidad de la atención al consumidor a los efectos previstos en el artículo 103.2 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se

regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, además de los previstos en el citado artículo los siguientes:

a) Informar a los consumidores y comercializadores de los datos definidos en el artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre.

b) Responder a las solicitudes de acceso de los consumidores y comercializadores en los plazos que señala el Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre.

c) Cumplir los plazos que señala el artículo 6 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre.

[. . .]

§ 104

Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 224, de 18 de septiembre de 2007
Última modificación: 6 de abril de 2019
Referencia: BOE-A-2007-16478

La aplicación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, exige, de modo necesario, la implantación de un sistema de medidas homogéneo y efectivo de los tránsitos de energía entre las diversas actividades eléctricas.

Así, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece los derechos y obligaciones básicos para los diferentes sujetos en relación con la medición del suministro, así como en el control de la calidad del suministro eléctrico.

El presente real decreto se apoya principalmente en la previsión contenida en la letra c) del artículo 26.2, la letra f) del artículo 41.1, y 48.1 de la Ley del Sector Eléctrico, tras la modificación operada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, en cuanto establecen obligaciones a cargo de los sujetos del sistema relacionadas con la medición del suministro.

El sistema de medidas previsto en el presente reglamento, constituye un elemento básico necesario para el funcionamiento de un mercado abierto y para efectuar la liquidación de la energía, dado que es necesaria la existencia de un sistema que permita la medición de los consumos y de los tránsitos de energía entre los diferentes sujetos y actividades eléctricas.

Este sistema permitirá, además, que la estructura de precios de la energía tenga como referencia los costes reales de suministro, haciendo posible que la demanda de electricidad pueda desempeñar un papel mucho más activo en el funcionamiento del mercado eléctrico.

El Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, permitió establecer un régimen homogéneo de medidas, con la finalidad de garantizar que la libre competencia se desarrollara en igualdad de condiciones para todos los agentes del sistema eléctrico nacional. En este real decreto se establecían las características del sistema de medidas, de los equipos de los sistemas y protocolos de comunicaciones, y además procedimientos necesarios para el correcto funcionamiento del proceso de medidas.

El avance en el proceso de liberalización del mercado, hizo necesario modificar el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, para permitir el ejercicio de la libertad de elección de los nuevos consumidores cualificados, haciendo posible la integración en un solo equipo y un único proceso de los datos necesarios para la liquidación de la energía y de las tarifas de acceso. Esta modificación se realizó mediante el Real Decreto 385/2002, de 26 de abril, manteniendo en lo fundamental su articulado, y haciendo en él sólo las reformas imprescindibles para conseguir la evolución del sistema de medidas.

La liberalización total del suministro desde el 1 de enero de 2003, propició que en el Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial, se recogieran los requisitos exigibles a las instalaciones y equipos de medida situados en fronteras cuya medida se realizara directamente en baja tensión, así como la definición de derechos y obligaciones de los diversos agentes implicados.

El Consejo de Ministros, en su reunión del día 25 de febrero de 2005, a propuesta del Vicepresidente Segundo del Gobierno y Ministro de Economía y Hacienda y de los Ministros de Justicia, de Fomento, de Industria, Turismo y Comercio, de Administraciones Públicas y de Vivienda, adoptó un Acuerdo por el que adoptan mandatos para poner en marcha medidas de impulso a la productividad. Entre los mandatos se encuentra el asignado a la Comisión Nacional de Energía para que remita una propuesta de revisión de la normativa reguladora de los puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, de tal forma que con ello se lograra un único texto.

La Comisión Nacional de Energía, cumpliendo el mandato, remitió al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la propuesta de actualización y refundición de la normativa reguladora de los puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica.

Una vez recibida dicha propuesta, la Secretaría General de Energía procedió a elaborar un proyecto de real decreto que se remitió a la Comisión Nacional de Energía, para informe, considerándose sustanciado el trámite de audiencia a los interesados a través de los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad. Por su parte, el Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006, señalaba en su disposición adicional segunda que, a partir del 1 de julio de 2007, los equipos de medida a instalar para nuevos suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW y los que se sustituyan para los antiguos suministros deberán permitir la discriminación horaria de las medidas así como la telegestión.

De acuerdo con lo arriba señalado, en el presente real decreto se incorporan los aspectos relacionados con la telegestión al objeto de permitir el necesario desarrollo y adecuación de los sistemas y equipos de medida.

El presente desarrollo debe efectuarse de manera coordinada con la Ley 3/1985, de 18 de marzo, de Metrología, y sus disposiciones de desarrollo, donde se establecen una serie de controles metrológicos básicamente orientados a garantizar la calidad y precisión de la medida, y que es preciso complementar por cuanto las necesidades de datos de medida requeridos por distribuidores, comercializadores y en general, por el sistema eléctrico nacional y la lectura, transmisión y tratamiento de esos datos, supone un ámbito de regulación más amplio.

El régimen jurídico general que se establece en este reglamento se complementa con un conjunto de normas concretas de carácter técnico facilitándose, de esta manera, su modificación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a fin de adaptarlas en cada momento al nivel de desarrollo tecnológico.

De acuerdo con la disposición final undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, este real decreto ha sido objeto del informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 24 de agosto de 2007,

D I S P O N G O :

Artículo único. *Aprobación del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.*

Se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, cuyo texto se inserta a continuación.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

1. Quedan derogados el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, el Real Decreto 385/2002, de 26 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, y el Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de clientes y generadores en Régimen Especial.

2. Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango contradigan lo dispuesto en el presente real decreto.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Este real decreto se dicta al amparo de lo dispuesto en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución.

Disposición final segunda. *Habilitaciones normativas.*

1. Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para dictar, en el ámbito de sus competencias, las disposiciones de carácter exclusivamente técnico que resulten indispensables para asegurar la adecuada aplicación de este real decreto.

2. Asimismo, se faculta al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para dictar las disposiciones necesarias para la aprobación o modificación de los precios máximos a repercutir por prestación de servicios de los diversos agentes en relación con las actuaciones derivadas del presente real decreto y normas de desarrollo.

Disposición final tercera. *Aplicación y ejecución del real decreto.*

1. El operador del sistema presentará al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para su aprobación, en un plazo no superior a dos meses desde la entrada en vigor del presente real decreto los nuevos procedimientos de operación del sistema o la modificación de los ya existentes que fuera necesaria para la adecuación del Sistema de Medidas Eléctricas a lo dispuesto en el reglamento que se aprueba por el presente real decreto.

2. Para los equipos o dispositivos de medida y grupos de sujetos del sistema que presenten características singulares, se faculta a la Dirección General de Política Energética y Minas para que establezca las condiciones singulares o particulares de aplicación del presente real decreto.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

REGLAMENTO UNIFICADO DE PUNTOS DE MEDIDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

CAPÍTULO I

Normas generales

Artículo 1. *Objeto.*

1. El objeto de este reglamento es la regulación de las condiciones de funcionamiento del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, de los equipos que lo integran y de sus características, con objeto de garantizar la correcta gestión técnica del sistema eléctrico y la obtención de los datos requeridos para la liquidación de la energía y servicios asociados, así como para el cálculo de la facturación de las tarifas de acceso y suministro, en aplicación del régimen económico de las actividades de dicho sistema.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

El sistema de medidas del sistema eléctrico nacional estará compuesto por:

a) Los equipos de medida situados en los lugares siguientes:

En los puntos frontera entre las actividades de generación, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, transporte y distribución.
En los límites de las redes de distribución de diferente titular.
En las interconexiones internacionales.
En los puntos de conexión de los clientes.

b) Los equipos del sistema de comunicaciones y por los sistemas informáticos que permitan la obtención y tratamiento de la información de medidas eléctricas.

Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos de este reglamento se entenderá por:

1. Punto de conexión: el lugar concreto de la red donde se enlazan instalaciones correspondientes a distintas actividades, zonas de distribución o propietarios.
En las modalidades de producción con autoconsumo el punto de conexión será el lugar donde se enlacen las instalaciones compartidas del consumidor y el productor con la red de transporte o distribución.
2. Punto frontera:

a) El punto de conexión de un productor con la red de transporte o distribución.
b) El punto de conexión de un consumidor con la red de transporte o distribución.
c) El punto de conexión de la red de transporte con la de distribución.
d) El punto de conexión de las redes de transporte de distinta titularidad.
e) El punto de conexión de las redes de distribución de distinta titularidad.
f) Las interconexiones internacionales.
g) El punto de conexión de las redes del territorio peninsular con un territorio no peninsular.

En las modalidades de producción con autoconsumo el sujeto consumidor y el sujeto productor compartirán su punto frontera.

3. Punto de medida: el lugar concreto de la red donde se conectan los equipos de medida, de forma que la energía registrada corresponde a la energía circulada por dicho punto. Cada punto de medida puede tener asociados tres tipos de configuraciones, de acuerdo a lo dispuesto en el presente reglamento y sus disposiciones de desarrollo:

a) Configuración principal: Equipo de medida instalado en un punto de medida que se utiliza como medida única a efectos de lo dispuesto en este reglamento.
b) Configuración redundante: Equipo de medida instalado en el mismo punto que un equipo principal, cuyas medidas deben ser prácticamente coincidentes con las de éste.
c) Configuración comprobante: Equipo o conjunto de equipos de medida instalados en el otro extremo de un sólo elemento (línea, transformador, etc.) respecto del contador principal. Las medidas de los equipos comprobantes pueden compararse con las del principal mediante un cálculo sencillo, que elimine el efecto del elemento de red que pudiera existir entre ambos.

4. Responsable del punto de medida: el titular del punto de medida y de las instalaciones de energía eléctrica donde se ubica dicho punto de medida. Tiene la obligación de mantener y conservar en perfecto estado de funcionamiento los equipos e instalaciones de medida de acuerdo con lo dispuesto en el presente reglamento y sus disposiciones de desarrollo.
En las modalidades de producción con autoconsumo el sujeto consumidor y el sujeto productor serán responsables solidariamente tanto de los equipos de medida utilizados para su facturación como de las instalaciones compartidas de conexión a la red.
5. Participantes en la medida: los titulares de las instalaciones a ambos lados de la frontera donde se sitúa un punto de medida, así como el encargado de la lectura, los comercializadores y otros sujetos que, sin tener instalaciones, hayan establecido contratos

de compraventa de energía eléctrica en ese punto. También se considerará como participante sin interés económico al operador del sistema.

En el caso de fronteras de clientes e instalaciones de generación en régimen especial, ambos directamente conectados con la red de transporte, se considerará participante en la medida a todos los efectos al distribuidor correspondiente, conforme a lo dispuesto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y la normativa específica de la generación en régimen especial.

6. Sistema de medidas del sistema eléctrico nacional: conjunto compuesto por los siguientes elementos, incluido en cada caso su programa informático correspondiente:

a) Las instalaciones y equipos de medida eléctrica.

b) Los sistemas de comunicaciones para la lectura remota de la información, cuando existan.

c) Los sistemas de tratamiento de la medida del sistema eléctrico nacional, formados por el concentrador principal de Medidas Eléctricas y los concentradores secundarios.

d) Los terminales portátiles de lectura (TPL).

e) Los sistemas y elementos necesarios para realizar funciones de telegestión.

7. Equipo de medida básico: aquel que cumple con las características de constitución y funcionamiento mínimas requeridas para que pueda ser instalado en un determinado tipo de punto de medida en caso de que el presente reglamento permita la instalación de distintos equipos para el tipo de punto de medida del que se trate.

8. Verificador de Medidas Eléctricas: entidad autorizada por la Administración competente, para realizar las funciones que se determinen en las instrucciones técnicas complementarias, especialmente las de verificación en origen y sistemática.

9. Verificación en origen: Es aquella verificación establecida en el presente reglamento que tendrá lugar con anterioridad a la primera instalación del equipo y antes de reinstalarlo tras una reparación.

10. Verificación sistemática: Son aquellas verificaciones establecidas en el presente reglamento de las que serán objeto las instalaciones de medida y sus equipos en los plazos previstos para cada tipo de equipo de medida.

11. Verificación individual: Es aquella verificación establecida en el presente reglamento que se llevará a cabo cada vez que uno de los participantes en la medida o el propio operador del sistema así lo solicite.

12. Encargado de la lectura: entidad responsable de realizar la lectura (ya sea en modo remoto, local o visual), poner la información a disposición del operador del sistema y del resto de participantes en la medida, así como otras funciones asociadas, para los puntos de medida con el alcance y condiciones que en cada caso se determine en este reglamento y disposiciones que lo desarrollen.

Son encargados de la lectura para todos los tipos de punto de medida:

1.º Puntos frontera de clientes:

a) La empresa distribuidora es el encargado de la lectura en relación con los datos requeridos para la facturación de los peajes de acceso y cargos y la energía que haya de liquidarse en el mercado.

b) Cuando el cliente adquiera la energía mediante comercializadora, la empresa de distribución pondrá a disposición de la empresa comercializadora y del operador del sistema, en la forma que se defina, los datos requeridos para la liquidación de la energía en el mercado.

2.º Puntos frontera de generación tipo 3, 4 y 5:

La empresa distribuidora es el encargado de la lectura para las instalaciones de generación que por el valor de su potencia nominal deban ser clasificadas en su conjunto como tipo 3, 4 o 5, según clasificación establecida en el artículo 6.

3.º Otros puntos frontera:

Para el resto de puntos frontera, el encargado de la lectura será el operador del sistema.

13. Instalación y equipos de medida: el conjunto formado por los transformadores de medida, el cableado, contadores, relés auxiliares, equipos de tratamiento y almacenamiento local de la información (en adelante, registrador), el módem (cuando proceda), el programa informático («software») y todo el equipo auxiliar necesario para garantizar la obtención de la medida con el grado de precisión adecuado.

14. Sistema de comunicaciones: conjunto de medios físicos y de programa informático («software»), que permiten transmitir o recibir la información de la medida a distancia por medio de cualquier soporte.

15. Concentrador principal de medidas eléctricas: sistema de información que recoge de forma centralizada las medidas del sistema eléctrico nacional.

16. Concentradores de medidas secundarios: sistemas de captura y almacenamiento y, en su caso, tratamiento de las lecturas guardadas en los registradores para su posterior envío al concentrador principal, u otros concentradores secundarios.

17. Concentradores intermedios: equipos instalados entre los concentradores secundarios y los contadores eléctricos con funciones de telegestión y telemedida, que actúan de enlace entre ellos, gestionando las comunicaciones y almacenando registros de medidas de uno o varios puntos de suministro.

18. Red de acceso: infraestructura de comunicaciones desde el módem del registrador, excluido el módem, hasta la entrada al servidor de comunicaciones del concentrador secundario al que se conecta, y las comunicaciones entre concentradores secundarios.

19. Red troncal: infraestructura de comunicaciones que conecta los concentradores secundarios con el concentrador principal, así como la existente desde dicho concentrador principal hasta los registradores directamente conectados con él.

20. Lectura local: captación sin intervención del sistema de comunicaciones de los datos de medida de un registrador realizada mediante el acoplamiento al mismo de un terminal portátil de lectura (TPL).

21. Lectura remota: captación de datos mediante la intervención de algún sistema o canal de comunicación.

22. Lectura visual: captación de datos manual anotando las medidas que refleja el visor del equipo de medida.

23. Lectura provisional: las lecturas visuales, y las locales o remotas obtenidas mediante TPL o comunicaciones que no cumplan los requisitos de integridad y/o validación definidos en las instrucciones técnicas complementarias.

24. Lectura o medida firme: las lecturas locales y las remotas obtenidas mediante sistemas que cumplan los requisitos de integridad y validación definidos en las instrucciones técnicas complementarias. También tendrán la consideración de firmes las lecturas visuales de aquellos puntos de medida que no requieran de registro horario de energía, realizadas directamente por el encargado de la lectura.

25. Validación: proceso mediante el cual se determina la adecuación de las medidas eléctricas con los criterios de calidad establecidos en el presente reglamento y sus disposiciones de desarrollo.

26. Estimación: proceso mediante el cual se infiere la lectura correspondiente a un determinado periodo y punto de medida mediante un procedimiento de cálculo basado en cualquier información de medidas distinta de la reglamentariamente definida como válida. Dicho proceso se establecerá en los procedimientos de operación del sistema.

27. Sistema de telegestión: sistema de medida y comunicación bidireccional entre los contadores y las distribuidoras eléctricas que, con las máximas garantías de integridad y seguridad, permite el acceso remoto a los contadores de energía eléctrica, con disponibilidad de lectura, gestión de la energía, control de la potencia demandada y contratada, gestión de la conexión/desconexión de suministros y otras funcionalidades, posibilitando el intercambio de información y actuaciones entre los sistemas de las empresas y los contadores eléctricos.

28. Procedimientos de Operación del Sistema: normas de carácter técnico e instrumental que regulan la gestión técnica del sistema eléctrico nacional, desarrolladas por el operador del sistema, de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

29. Instrucciones técnicas complementarias: norma técnica adicional al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico mediante el que se regulan las condiciones de funcionamiento del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, de los equipos que lo integran y de sus características.

30. Energía bruta generada: la energía producida por un grupo generador medida en bornes de alternador.

31. Energía neta generada o energía generada en barras de central: la energía bruta generada menos la consumida por los servicios auxiliares medida en barras de central, esto es, teniendo en cuenta las pérdidas para elevar la energía a barras de central.

32. Barras de central: Son las barras a las que se conecta el lado de alta del transformador de grupo de un grupo generador.

33. Servicios auxiliares de producción: son los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central.

Artículo 4. *Responsable del sistema de medidas.*

El operador del sistema es el responsable del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, debiendo velar por su buen funcionamiento y correcta gestión. A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas establecerá, a propuesta del operador del sistema y previo informe de la Comisión Nacional de Energía, un procedimiento de comprobación de los procesos de lectura, alta o modificación de fronteras y tratamiento e intercambios de la información, con objeto de determinar el correcto funcionamiento del sistema de medidas.

En el uso de sus atribuciones, el operador del sistema podrá verificar todas las instalaciones del sistema de medidas de conformidad con el presente reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias.

Artículo 5. *Tratamiento de la información.*

El operador del sistema recibirá y realizará el tratamiento de la información sobre medidas.

A este fin instalará y operará el concentrador principal de medidas eléctricas en las condiciones descritas en este reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias.

Análogamente, los encargados de la lectura recibirán y realizarán el tratamiento de la información que corresponda así como su posterior puesta a disposición de los participantes en la medida y/o del operador del sistema, según corresponda y conforme a lo establecido en este reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias. A este fin instalarán y operarán los concentradores secundarios de medidas asociados a los puntos de medida de los que son encargados de la lectura.

Artículo 6. *Determinación de los puntos de medida.*

Para cada punto frontera de una instalación, según se definen éstos en el artículo 3 del presente reglamento, se establecerá un punto de medida principal y, cuando así sea requerido, también se ubicará una configuración redundante o comprobante de acuerdo con los criterios y características que determinen las instrucciones técnicas complementarias.

En las instalaciones de generación, se podrá establecer además un punto de medida en bornes del grupo para la medición de la energía bruta generada, que podrá utilizarse como comprobante.

El responsable del punto de medida propondrá la ubicación del punto de medida principal que con carácter general coincidirá con el punto frontera, aplicando los criterios establecidos en las instrucciones técnicas complementarias, sin perjuicio de su posterior verificación. La ubicación del punto requerirá en cualquier caso la autorización del encargado de la lectura.

Excepcionalmente, previo acuerdo de los participantes en una medida y autorización del encargado de la lectura, se podrá establecer otro punto de medida principal cuya ubicación difiera del punto frontera, siempre que sea equivalente a dicho punto frontera y resulte imposible o excepcionalmente costosa su normal ubicación. En el caso de suministros en

alta tensión inferior a 36 kV, podrá realizarse la medida en baja tensión, atendiéndose a lo dispuesto en la normativa correspondiente para la facturación de tarifas.

Las instrucciones técnicas complementarias establecerán los procedimientos para la fijación de puntos de medida alternativos y las correcciones a efectuar en las medidas de forma que la medida corregida pueda considerarse igual a la energía circulada por el punto frontera.

La propuesta de punto de medida alternativo será comunicada a todos los participantes en la medida, los cuales dispondrán de un plazo de 30 días para formular objeciones. Si en el citado plazo no se recibieran objeciones, se entenderá otorgada la conformidad por todos los participantes al punto de medida alternativo. Los conflictos que se susciten en estos casos, se resolverán por la Comisión Nacional de Energía según lo establecido en la disposición adicional undécima.Tercero de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, independientemente de las actuaciones en vía jurisdiccional que pudieran producirse a instancia de cualquiera de las partes.

Idéntico procedimiento se seguirá para la medida redundante y comprobante cuando se requiera.

La determinación de los puntos de medida en aquellas instalaciones acogidas a una modalidad de autoconsumo será la que se establezca en la normativa que regule las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Artículo 7. *Clasificación de los puntos de medida y frontera.*

1) Son puntos de medida de tipo 1 los siguientes:

a) Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o superior a 10 MW.

b) Puntos situados en las fronteras de generación cuya potencia aparente nominal sea igual o superior a 12 MVA.

c) Puntos situados en cualquier otra frontera cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 5 GWh.

2) Son puntos de medida de tipo 2: aquellos que no pudiendo clasificarse como tipo 1 sean:

a) Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea superior a 450 kW.

b) Puntos situados en las fronteras de generación, cuya potencia aparente nominal sea igual o superior a 450 kVA.

c) Puntos situados en cualquier otra frontera cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 750 MWh.

3) Son puntos de medida de tipo 3: aquellos que no puedan clasificarse en otra categoría.

4) Son puntos de medida tipo 4:

a) Puntos situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW.

b) Puntos situados en las fronteras de instalaciones de generación, cuya potencia aparente nominal sea igual o inferior a 50 kVA y superior a 15 kVA.

5) Son puntos de medida tipo 5:

a) Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 15 kW.

b) Puntos situados en las fronteras de instalaciones de generación cuya potencia nominal sea igual o inferior a 15 kVA.

Para las centrales en régimen especial, que además adquieran energía como consumidor, el conjunto de la instalación se clasificará en el tipo que corresponda, conforme a la mayor de las potencias, nominal de generación o contratada como consumidor.

En las fronteras que deban ser clasificadas en su conjunto como de un tipo determinado, todos los puntos de medida utilizados para su cálculo deberán disponer de equipos de medida de, como mínimo, el tipo al que corresponde la frontera.

Por otra parte, aquellas instalaciones de generación que dispongan al menos de una frontera tipo 1, 2 ó 3, deberán disponer de equipos de medida de como mínimo tipo 3 en todas sus fronteras. Ello sin perjuicio de que los puntos de medida tipos 1 y 2 deban disponer de los equipos reglamentarios.

CAPÍTULO II

Equipos de medida

Artículo 8. *Modelo.*

1. Para poderse instalar en la red, los modelos de contadores, así como los equipos de medida, con reglamentación específica, deberán superar la evaluación de conformidad, según el control metrológico del Estado establecido en el capítulo II del Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida.

Aquellos aparatos o dispositivos para los que no se haya establecido reglamentación metrológica específica para la evaluación de la conformidad, requerirán autorización del modelo para su uso e instalación en la red y estarán sujetos a las verificaciones correspondientes. Estas autorizaciones tendrán siempre carácter transitorio, debiendo el solicitante obtener la evaluación de la conformidad correspondiente, en el plazo de un año desde la entrada en vigor de dicha reglamentación, una vez ésta se dicte y sin perjuicio de poder obtener las prórrogas que la autoridad competente estime oportunas.

Cuando el equipo de medida no esté constituido por un único elemento integrado en una única envolvente, cada uno de sus elementos requerirá de la correspondiente evaluación de la conformidad o en su caso autorización del modelo para su uso e instalación en la red, que se podrá otorgar sobre el conjunto o por separado para cada uno de sus componentes. No obstante, los dispositivos utilizados para efectuar o dar soporte a la comunicación de datos se regirán por su normativa específica.

Cuando el modelo de contador incorpore registrador, puesto que la evaluación de la conformidad no alcanza al mismo, se requerirá adicionalmente la autorización del modelo para su uso e instalación en la red.

2. Para el resto de equipos de medida, contadores y en su caso dispositivos complementarios (incluidos transformadores y registradores) para los que no se haya establecido reglamentación metrológica específica, la autorización del modelo para su uso e instalación en la red, la efectuará la administración competente en base a la siguiente documentación:

a) Solicitud de autorización del modelo para su uso e instalación en la red, dirigida a la Administración competente, indicando expresamente todos los diferentes tipos o variantes que comprende el modelo.

b) Memoria técnica descriptiva del modelo y sus diferentes tipos. Se deberán presentar dos ejemplares, original y copia, firmado por un ingeniero y visado por el colegio correspondiente.

c) Declaración de conformidad del fabricante o importador, especialmente respecto del registrador, con la funcionalidad y demás requisitos y condiciones exigibles, conforme al presente reglamento y demás condiciones de seguridad, compatibilidad electromagnética y otras normas de aplicación.

d) Certificado de ensayo expedido por un laboratorio oficialmente autorizado, de conformidad del aparato o dispositivo con la norma UNE o internacional que en cada caso se establece y sus modificaciones en vigor, o norma que la haya sustituido.

e) Certificado de validación del protocolo del registrador y de la disponibilidad de las funciones requeridas en su caso, expedido por el operador del sistema, en tanto no exista norma específica o no se hayan establecido los requisitos de ensayo de conformidad exigibles al registrador.

f) Documentación y requisitos exigibles de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 1580/2006, de 22 de diciembre, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos y, de conformidad con el régimen transitorio establecido en el anterior, en el Real Decreto 444/1994, de 11 de marzo, por el que se establecen los procedimientos de evaluación de la conformidad y los requisitos de protección relativos a compatibilidad electromagnética de los equipos, sistemas e instalaciones.

En el caso de no existir norma UNE o internacional de aplicación, la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria Turismo y Comercio establecerá las condiciones y requisitos de ensayo de conformidad exigibles para su autorización.

Cuando el tipo de aparato de medida de que se trate se pretenda instalar en más de una comunidad autónoma, la autorización de modelo para su uso e instalación en la red concedida por la Administración competente de una comunidad autónoma será válida en todo el territorio nacional.

3. Cuando los contadores estáticos integrales o combinados, incorporen equipos sujetos a evaluación de la conformidad, conforme a las disposiciones establecidas en el Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, junto con equipos o dispositivos no sujetos a dicha evaluación, estos últimos requerirán autorización de modelo para su uso e instalación en la red. Dicha autorización será válida en todo el territorio nacional. Los requisitos exigibles para otorgar dicha autorización serán los mismos que para el mismo equipo independiente y no integrado.

4. En el caso de contadores estáticos combinados que para la medida de energía activa sean de clases A, B y C, se requerirá la evaluación de la conformidad establecida en el Real Decreto 889/2006, de 21 de julio. Para la medida de energía reactiva, clases 2 y 3, se requerirá autorización de modelo para su uso e instalación en la red, que será efectuada por la Administración pública competente, en base a un certificado de ensayos de conformidad a la norma UNE EN 62053 23 o norma que la sustituya.

Hasta que no se desarrolle la correspondiente reglamentación metrológica específica, si el contador combinado, para la medida de energía activa, fuera de clase 0,2, se requerirá, para esta parte, autorización de modelo para su uso e instalación en la red, que será efectuada por la administración competente, en base a un certificado de ensayos de conformidad a la norma UNE EN 62053 22 o norma que la sustituya.

5. En el caso de contadores estáticos de energía activa, clase 0,2S, y hasta que se desarrolle su reglamentación específica, se requerirá autorización de modelo para su uso e instalación en la red, que será efectuada por la administración competente, en base a un certificado de ensayos de conformidad a la norma UNE EN 62053 22 o norma que la sustituya.

6. Cuando el equipo de medida no sea combinado, en el caso de contadores estáticos de energía reactiva, clases 2 y 3, hasta que se establezca su reglamentación metrológica específica, la Administración competente al efectuar la autorización del modelo para su uso e instalación en la red, exigirá un certificado de ensayo de conformidad con la norma UNE-EN 62053 22 o norma que la sustituya, exceptuando los ensayos que no sean de aplicación. Para los contadores de inducción de energía reactiva, clase 3, se exigirá certificado de ensayo de conformidad con la norma UNE-21310 parte 3.

7. Cuando se utilicen transformadores de medida, el certificado de conformidad se referirá a la norma UNE-EN 60044 o norma que la sustituya.

8. Los interruptores de control de potencia requerirán autorización del modelo para su uso e instalación en la red, exigiendo certificado de ensayo de conformidad con la norma UNE 20317 o norma que la sustituya.

9. Para los interruptores horarios, la autorización del modelo para su uso e instalación en la red, exigirá certificado de ensayo de conformidad con la norma UNE-EN 61038, UNE-EN 62054-21 o UNE-EN 62052-21 o norma que las sustituya.

10. Para aquellos equipos y dispositivos complementarios, como, entre otros, contadores combinados de energía activa y reactiva y equipos registradores, en tanto no exista reglamentación metrológica específica que les sea de aplicación, el certificado de ensayo de conformidad se referirá a aquellos ensayos y requisitos establecidos en las norma UNE o internacional que en cada caso pudieran ser de aplicación.

11. Cuando tampoco exista norma UNE o internacional de aplicación y hasta que el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo establezca las condiciones y requisitos de ensayo de conformidad exigibles para su autorización, la autoridad competente podrá otorgar autorizaciones de modelo basadas en una declaración de conformidad con las funcionalidades, requisitos y condiciones exigibles del fabricante o importador, junto con una memoria técnica descriptiva y otros ensayos que pudieran corresponder, en aplicación del mejor criterio técnico.

A tal efecto, cuando exista norma UNE o internacional, relativa a equipos de medida similares, pero de diferente clase de precisión, el certificado de ensayos se referirá a dicha norma, en lo que pudiera ser de aplicación, conforme al mejor criterio técnico y extrapolando los valores de error, clases de precisión e incertidumbres, en la misma proporción que la clase a la que se refiere la norma, respecto de la clase de precisión del equipo de medida a ensayar.

12. Los equipos en las instalaciones deberán haber sido verificados en origen de acuerdo a lo indicado en este reglamento y las instrucciones técnicas complementarias.

Artículo 9. *Equipos de medida básicos.*

1. En general, el equipo de medida estará constituido por contador de energía activa, contador de reactiva, transformadores de medida y otros dispositivos complementarios que pudieran requerirse, como registradores, elementos de control de potencia, módem y relojes conmutadores horarios. Los anteriores elementos podrán disponerse de forma independiente, incluso compartiendo determinados dispositivos varios clientes, o bien constituir un único equipo integrado.

2. La instalación y equipos de medida, habrán de garantizar el suministro de los datos requeridos para la correcta facturación de las tarifas de suministro o acceso y la energía que haya de liquidarse en el mercado, incluyendo el término de facturación de energía reactiva y la medición o control de la potencia demandada.

Así, el registro de energía activa y reactiva será realizado en todos los sentidos y cuadrantes, respectivamente, en que sea posible la circulación de energía. En ambos casos, es opcional el emplear uno o más aparatos, según convenga.

3. Dispondrán de dispositivos de comunicación para la lectura remota todos los equipos de medida de tipo 1 y 2, así como los de tipo 3 y 4 que no correspondan a fronteras de cliente. En los puntos de medida tipo 3 y 4 de fronteras de clientes la lectura remota será opcional. Los equipos de medida de tipo 4 y de tipo 3 que no disponga de comunicaciones para la lectura remota, deberán estar preparados para poder conectar los dispositivos de transmisión, módem y línea que permitan su lectura en modo remoto. Para los puntos de medida de tipo 5 se estará a lo dispuesto en el apartado 7 de este artículo.

4. Para permitir la lectura local y la parametrización de los equipos en modo local, los puntos de medida de tipo 1 y 2, y los de tipo 3 que no correspondan a fronteras de clientes, dispondrán de, al menos, un canal de comunicaciones apropiado, ya sea a través de un puerto serie RS-232 o un optoacoplador, con las características que establezcan las instrucciones técnicas complementarias. Los equipos de los puntos tipo 3 de cliente y los tipos 4 y 5 dispondrán necesariamente de un optoacoplador.

5. Los equipos de medida deberán disponer de al menos un integrador totalizador o elemento visualizador de la energía circulada que garantice su lectura tras ausencia de tensión de red, incluso cuando la opción horaria o por períodos sea la elegida, durante un tiempo no inferior a seis meses para todos los puntos de medida.

6. Asimismo, las instalaciones de medida de clientes deberán disponer de los dispositivos necesarios para que la empresa distribuidora controle la potencia demandada por el cliente. Estos elementos con función de control de potencia podrán integrarse en los equipos de medida. En el caso de los clientes de baja tensión, las empresas distribuidoras están obligadas a poner a su disposición los dispositivos necesarios en régimen de alquiler.

En los puntos de medida tipos 1, 2, 3 y 4 el control de la potencia se efectuará mediante maxímetros. Se requerirán seis maxímetros en todos estos puntos, con un periodo de integración de 15 minutos.

En los puntos tipo 5 el equipo deberá disponer de capacidad para controlar la potencia demandada tanto mediante maxímetros como otros elementos con función de limitación de

la potencia. El propio contador podrá, mediante algoritmo simplificado de seguimiento de la curva de actuación, realizar dicha función, ajustando de forma dinámica la referencia de intensidad máxima al contrato o requisitos de gestión de la demanda establecido en cada momento.

Los elementos de limitación de potencia se colocarán preferentemente integrados en el propio equipo de medida, para lo que deberán ser reenganchables desde el domicilio del contrato o de reenganche automático. En el caso de no ubicarse en la centralización de contadores, se colocará lo más cerca posible del punto de entrada de la derivación individual.

7. Se instalarán registradores con carácter general en los puntos de medida tipo 1, 2, 3 y 4, los cuales podrán estar integrados en un contador combinado o constituir un dispositivo independiente de los contadores. Cada registrador podrá almacenar información de uno o más equipos de medida, con las condiciones que establezcan las instrucciones técnicas complementarias.

El registrador de puntos de medida tipo 1, 2 y 3 deberá tener capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta 5 minutos, así como para registrar y almacenar los parámetros requeridos para el cálculo de las tarifas de acceso o suministro (energía activa y reactiva y valores de potencia), con la periodicidad y agregación que exija la normativa tarifaria correspondiente. Cuando esta no requiera un periodo de integración menor, el registro de energía activa será horario.

Los equipos de los puntos de medida tipo 4 dispondrán de seis registros de energía activa, seis de energía reactiva y otros seis de potencia. Así mismo, los equipos tendrán capacidad para programar los parámetros necesarios para la facturación de las tarifas integrales y de acceso. No obstante lo anterior, los equipos deberán disponer de capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta una hora, así como registrar y almacenar las curvas horarias de energía activa y reactiva de un mínimo de 3 meses.

Los equipos básicos tipo 5 deberán permitir la discriminación horaria de las medidas, con capacidad para gestionar al menos seis periodos programables. Para cada periodo se registrarán y almacenarán las energías activa y reactiva (en los sentidos y cuadrantes en que sea posible la circulación de energía), la máxima potencia cuarto horaria y la fecha y hora del máximo. No obstante lo anterior, los equipos deberán disponer de capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta una hora, así como registrar y almacenar las curvas horarias de energía activa y reactiva de un mínimo de 3 meses.

8. Los equipos de medida tipo 5, deberán estar integrados en un sistema de telegestión y telemedida implantado por el encargado de la lectura correspondiente.

Se entenderá que un equipo está efectivamente integrado en el sistema de telegestión cuando los equipos cumplan con las especificaciones funcionales mínimas de los sistemas de telegestión establecidas en el presente apartado, y tengan capacidad para la lectura de los registros horarios de energía activa de manera remota a través de dicho sistema.

El sistema de telegestión y telemedida desarrollado por cada encargado de la lectura, los equipos asociados y, en su caso, los protocolos específicos, habrán de ser autorizados por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con el procedimiento y condiciones que, a tal efecto, establezca el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Una vez obtenida la autorización, el encargado de la lectura podrá sustituir los equipos de medida, aun cuando no sean de su propiedad. En este último caso, si además la sustitución del equipo es decisión del propio encargado de la lectura y no está motivada por el Plan de Sustitución de contadores previsto en la disposición adicional vigésima segunda del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, ésta no generará coste alguno para su propietario ni cobro en concepto de alquiler, durante el periodo restante de vida útil del equipo sustituido, con un máximo de 15 años. Si el cliente optara por adquirir un equipo en propiedad, dicho equipo deberá cumplir con las especificaciones que establezca el distribuidor.

Administrativamente se fijará el precio regulado de alquiler de los equipos.

Estos sistemas estarán constituidos por los siguientes elementos: los equipos de medida y de control (contador, elementos con función de control de potencia, interruptores, displays, etc.), ubicados en el punto de medida; el sistema informático de gestión, que gestiona los

flujos de información y el funcionamiento de los equipos de medida y control, y el sistema de comunicación entre ambos. Adicionalmente, podrán instalarse concentradores intermedios que actúen de enlace entre los equipos de medida y control y el sistema informático de gestión.

Las especificaciones funcionales mínimas de los sistemas de telegestión serán los indicados a continuación, sin perjuicio de que el encargado de la lectura pueda implementar en el sistema funcionalidades adicionales:

Lectura remota de los registros de energía activa y reactiva, así como de potencia, necesarios para la facturación de las energías y las tarifas, u otros usos que le fueran requeridos, tales como la inclusión en un panel representativo de consumidores.

Lectura remota de los registros de los parámetros de calidad.

Parametrización del equipo de medida de forma remota, incluyendo la configuración de los períodos de discriminación horaria y la potencia contratada.

Activación del modo de control de la potencia demandada, maxímetro o dispositivo de control de potencia.

Sincronización periódica remota con los concentradores.

Control remoto de la potencia: corte y reconexión del suministro, tanto para la gestión de altas y bajas de suministros como para la ejecución de planes de gestión de la demanda.

Por último, el sistema deberá disponer de capacidad de gestión de cargas, con el objeto de reducir la demanda en momentos críticos.

Las empresas distribuidoras deberán poner a disposición de los productores cuyos puntos de medida sean de tipo 5, los equipos de medida en régimen de alquiler.

En caso de que el productor opte por alquilar el equipo de medida, el precio de alquiler será el mismo que el regulado para dichos equipos de medida instalados en puntos de medida tipo 5 de consumo e incluirá los mismos conceptos.

9. Podrán integrarse en los sistemas de telegestión y telemedida previstos en el punto anterior, los equipos ubicados en baja tensión en fronteras tipo 3 y 4, siempre que dichos equipos cumplan, además de las especificaciones propias del sistema de telegestión y telemedida, todos los requisitos establecidos en el presente reglamento y normas de desarrollo para los puntos de medida tipo 3, 4 y 5, el que resulte más exigente en cada caso; con la excepción de los protocolos de comunicaciones, que podrán ser específicos, según lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 20 de este reglamento.

10. La clase de precisión de los transformadores de medida y los contadores de energía activa y reactiva que deberán cumplir los equipos de medida se resume en el siguiente cuadro:

Tipo de punto	Clase de precisión			
	Transformadores		Contadores	
	Tensión	Intensidad	Activa	Reactiva
1	0,2	0,2 S	≤ 0,2 S	≤ 0,5
2	≤ 0,5	≤ 0,5 S	≤ C	≤ 1
3	≤ 1	≤ 1	≤ B	≤ 2
4	≤ 1	≤ 1	≤ B	≤ 2
5			≤ A	≤ 3

11. Asimismo, todos los equipos de medida correspondientes a puntos de medida de clientes incorporarán registro de los parámetros relativos a la calidad del servicio. Dichos registros habrán de recoger al menos el número y duración de cada una de las interrupciones de suministro de duración igual o superior a 3 minutos detectadas por el equipo de medida, así como el tiempo en que la tensión de línea esté fuera de los límites permitidos por exceso y por defecto.

Artículo 10. *Excepciones a los equipos básicos.*

1. El cliente o en su caso titular de la instalación de generación, podrá optar a su costa por disponer de equipos de medida de calidad o precisión superior a los requeridos para el tipo de punto de medida en el que se encuentra clasificado, sin que ello implique modificación alguna de los procedimientos de estimación de medida y liquidación

correspondientes al tipo de equipo reglamentario de que se trate y, asumiendo en todos los casos, el sobrecoste que pueda implicar para el encargado de la lectura.

2. También se podrán instalar, a petición del cliente y con cargo al mismo, equipos de medida de funcionamiento por monedas, tarjetas u otros sistemas de autocontrol, que se acomodarán a la estructura tarifaria vigente. Estos equipos de medida deberán ser de modelo aprobado o tener autorizado su uso y contar con verificación primitiva o la que corresponda y precintado, así como cumplir con el resto de requisitos técnicos y de lectura establecidos en este reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias.

Artículo 11. *Instalaciones de generación que comparten conexión.*

Cuando varias instalaciones de generación compartan instalaciones de evacuación para su conexión con las redes de transporte o distribución, en ausencia de acuerdo entre ellas y el gestor de la red autorizado por el órgano competente, las energías activa y reactiva medidas en frontera se asignarán a cada instalación, junto con la imputación de pérdidas que corresponda, proporcionalmente a las medidas individualizadas. Para ello, además del correspondiente punto medida global correspondiente al punto frontera con la red, deberán instalarse equipos para medida individualizada de potencia activa y reactiva en cada una de las instalaciones.

Por lo tanto, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 5 del presente reglamento, en el punto de conexión se establecerá una configuración principal y, cuando así sea requerido, una configuración redundante o comprobante. Por otro lado se establecerá, así mismo, una configuración principal, y cuando así sea requerido, una configuración redundante o comprobante en cada una de las instalaciones de generación.

Los procedimientos de operación del sistema establecerán el mecanismo de cálculo para el reparto de energías y/o pérdidas.

Artículo 11 bis. *Instalaciones de generación de régimen especial compuestas por grupos de distintas fases.*

Cuando una instalación de generación en régimen especial esté compuesta por equipos que, por haber sido puestos en funcionamiento en distintas fases, puedan percibir regímenes económicos diferentes, las energías activa y reactiva medidas en frontera se asignarán a cada fase, junto con la imputación de pérdidas que corresponda, proporcionalmente a la potencia instalada en cada fase o bien mediante medidas individualizadas.

En el caso de que se opte por instalar medidas individualizadas, además del correspondiente punto medida global correspondiente al punto frontera con la red, deberán instalarse equipos para medida individualizada de potencia activa y reactiva en cada una de las instalaciones.

Por lo tanto, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 5 del presente reglamento, en el punto de conexión se establecerá una configuración principal y, cuando así sea requerido, una configuración redundante o comprobante. Por otro lado se establecerá, así mismo, una configuración principal, y cuando así sea requerido, una configuración redundante o comprobante en cada una de los grupos con distinta fase de la instalación de generación.

Artículo 12. *Responsables de los puntos de medida.*

1. Serán responsables de la instalación de medida y de sus equipos:

a) El sujeto productor es responsable de la instalación y equipos que miden la energía neta generada por una central de generación.

En los puntos de conexión de varias instalaciones de producción con las redes de transporte o distribución, todos los titulares de estas unidades de producción serán solidariamente responsables del punto de medida global. Por acuerdo entre ellos se designará un interlocutor con los operadores y administraciones competentes.

b) El consumidor es el responsable de la instalación y equipos que miden su consumo.

En el caso de consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de suministro con autoconsumo, el sujeto consumidor es el responsable de todos los equipos instalados para la correcta facturación de dicha modalidad.

c) El operador del sistema es el responsable de la instalación y equipos que miden la energía intercambiada en las interconexiones internacionales.

d) La empresa de distribución es la responsable de la instalación y equipos que miden la energía intercambiada en los puntos frontera de su red con la red de transporte.

e) En las modalidades de producción con autoconsumo o en aquellas opciones de venta de energía en las que varios sujetos compartan equipos de medida, los titulares de las instalaciones de producción y el titular del punto de suministro asociado serán solidariamente responsables de todos los puntos de medida. Por acuerdo entre ellos se designará un interlocutor con los operadores y administraciones competentes.

f) En todos los demás casos, la responsabilidad sobre la instalación y equipos de medida corresponderá al sujeto que normalmente adquiere energía.

2. Otras responsabilidades:

a) El responsable de un equipo de medida lo será de la instalación de medida y del mantenimiento, operación y verificación, siendo además responsable de que el equipo e instalación de medida cumpla todos los requisitos legales establecidos. Ello sin perjuicio de que pueda contratar los diferentes servicios de los que es responsable, pudiendo incluso disponer de equipos alquilados. La responsabilidad alcanza a todos los costes inherentes a dichos equipos e instalación de medidas, excepto para los puntos frontera de clientes.

La conexión o desconexión de los equipos de medida de clientes siempre la realizará el distribuidor, el cual debe alquilar dichos equipos en su configuración básica, excepto los transformadores, a los clientes con puntos de medida tipos 3, 4 ó 5 conectados con su red, al precio legalmente establecido, si así lo desean, e informarles de que pueden, asimismo, alquilarlos a terceros, o bien adquirirlos en propiedad.

El precinto de los distintos equipos y circuitos de medida podrá ser realizado por el encargado de la lectura o el verificador de medidas eléctricas.

En el caso de que sea necesario realizar una modificación en las instalaciones de enlace como consecuencia de la instalación del nuevo equipo de medida, el cliente debe realizar dicha adecuación de sus instalaciones soportando el coste que esto supone.

b) El responsable del punto de medida lo será, igualmente, de gestionar con los operadores telefónicos el medio y vía de comunicación y poner la lectura en correctas condiciones a disposición del operador del sistema en el interfaz de acceso a la red troncal, para su registro en el concentrador principal de medidas eléctricas en los casos en que sea el operador del sistema el encargado de realizar la lectura.

Análogamente será responsable de poner la lectura en correctas condiciones en el interfaz de acceso a la red del concentrador secundario, en el caso de que se efectúe la lectura remota mediante un concentrador secundario.

c) El responsable del punto de medida que por requerimiento normativo está dotado de comunicaciones será siempre responsable de las mismas, debiendo garantizar el acceso remoto al encargado de la lectura.

d) El responsable del punto de medida o, en su caso, el propietario de la instalación de red donde éste se instale, deberá garantizar el acceso físico al mismo del operador del sistema, del verificador de medidas eléctricas, del encargado de la lectura, de los demás participantes en la medida, de la Comisión Nacional de Energía y de las Administraciones competentes, en condiciones adecuadas para la realización de los trabajos de lectura, comprobación, verificación e inspección en su caso.

3. Los encargados de la lectura mantendrán un inventario actualizado de los puntos frontera y puntos de medida que les correspondan como tales encargados. En el mismo incluirán los equipos de medida, su disposición y sus responsables. Para la inclusión en el inventario y puesta en servicio de un equipo de medida, éste deberá cumplir los requisitos exigidos por el presente reglamento y demás disposiciones vigentes en la materia. El encargado de la lectura velará por el cumplimiento de lo previsto en el presente reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias, debiendo poner en conocimiento del operador del sistema o de la Comisión Nacional de Energía, en el ámbito de sus respectivas competencias, cualquier irregularidad observada.

4. La actividad y funciones del encargado de la lectura podrán ejercerse directamente por su titular, o bien éste podrá optar por ejecutarlas mediante entidades autorizadas al

efecto por la Administración competente, o con medios no directamente vinculados con dicho titular. No obstante, el titular continuará siendo plenamente responsable del cumplimiento de las obligaciones y ejercicio de los derechos que legalmente corresponden al encargado de la lectura.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a propuesta de la Comisión Nacional de la Energía, establecerá los requisitos y condiciones exigibles para obtener la mencionada autorización, que será otorgada por las comunidades autónomas con competencia en la materia, cuando la actividad se pretenda ejercer tan sólo en el ámbito territorial de dicha comunidad autónoma, o por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando abarque territorios de más de una comunidad autónoma. No podrán actuar como encargados de la lectura las sociedades mercantiles que realicen actividades de producción o de comercialización, tanto de energía eléctrica como de gas.

5. Aquellos distribuidores encargados de la lectura, que en virtud de la disposición transitoria undécima, sobre régimen retributivo especial para distribuidores, de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y mientras la mencionada disposición se encuentre en vigor, adquieran energía a tarifa D, no podrán descontar los consumos de los clientes que adquieran su energía libremente en el mercado conectados a sus redes de la energía adquirida al distribuidor o distribuidores que le suministren, mientras no hayan remitido al operador del sistema, conforme a los requisitos establecidos en este reglamento y las disposiciones que lo desarrollan, la información de las medidas de dichos consumos con el adecuado desglose por tipo de punto de suministro, tarifa de acceso, nivel de tensión y comercializador asociado.

6. Cada punto de medida dispondrá de un código de identificación que será único, permanente e inequívoco en todo el sistema de medidas del sistema eléctrico nacional. Dicho código será asignado por su encargado de la lectura conforme al procedimiento de asignación de códigos establecido por procedimiento de operación del sistema, garantizándose la irrepetibilidad e identificación inequívoca del punto de medida, así como un formato común que permita su tratamiento informático masivo.

7. A los efectos de lo dispuesto en el presente reglamento, en el caso de fronteras y puntos de medida de clientes e instalaciones de generación en régimen especial, ambos directamente conectados con la red de transporte, el distribuidor correspondiente tendrá los mismos derechos y obligaciones previstos para el caso en que estén conectados a su red de distribución.

Artículo 13. *Seguridad y acceso a la información.*

1. Las instrucciones técnicas complementarias establecerán:

a) Las condiciones de acceso a la información y las medidas de seguridad asociadas.

b) La forma en que cada participante en la medida pueda acceder directamente a los equipos de medida, mediante comunicaciones, terminal portátil que se le conecte o mediante lectura visual.

Sólo los participantes en una medida tienen derecho a acceder directamente a la lectura de los equipos de medida y comprobación de su programación, en relación con los datos que le correspondan, de acuerdo con las restricciones de acceso que se establezcan.

2. Los responsables de los equipos deberán facilitar a los encargados de la lectura los programas informáticos y las claves necesarias para realizar la lectura local y, en los casos en que existan comunicaciones, deberán facilitar los programas informáticos y las claves necesarias para realizar la lectura remota, así como otras claves que se puedan requerir para otras operaciones, de acuerdo con la función de cada sujeto.

La carga de claves y la programación del registrador sólo podrán ser efectuadas por el encargado de la lectura o, en su ausencia, cuando se rebasen los plazos legalmente establecidos, por el verificador de medidas eléctricas y conforme con las condiciones que se especifiquen en las instrucciones técnicas complementarias.

Las instrucciones técnicas complementarias determinarán los requisitos y condiciones relativos al precintado y desprecintado de equipos.

3. La seguridad e integridad de la información que se adquiere a través de concentradores secundarios de carácter voluntario estará garantizada por firma electrónica,

con los requisitos establecidos en la Ley 59/2003, de 19 de diciembre, de Firma Electrónica, o la norma que la sustituya. Los encargados de la lectura no podrán en ningún caso obtener datos de medida agregados a través de concentradores secundarios de carácter voluntario.

En aquellas configuraciones de medida en las que existan equipos de medida que deban ser accesibles a varios encargados de la lectura, el responsable del equipo de medida deberá garantizar el acceso de los encargados de la lectura a dicho equipo. Previo acuerdo expreso entre las partes, se podrá sustituir el acceso de uno de los encargados de la lectura al equipo siempre que dicho encargado de la lectura pueda acceder a la información necesaria para el desempeño de sus funciones.

Artículo 14. *Sustitución de los equipos.*

1. Los equipos de medida o algunos de sus elementos serán reemplazados cuando se averíen o cuando alguno de los participantes en la medida solicite su sustitución por otro de calidad superior. Cuando la sustitución se realice a petición de un participante, éste correrá con los gastos que ocasione, que se determinarán de acuerdo con lo que dispongan las instrucciones técnicas complementarias.

2. Cuando exista un equipo redundante que no comparta transformadores o comprobante que cumpla las condiciones que se especifiquen en las instrucciones técnicas complementarias, los plazos para la sustitución de los equipos, salvo causas de fuerza mayor, serán los siguientes:

a) El plazo máximo para la sustitución de transformadores de medida será de seis meses.

b) El plazo máximo para la sustitución de contadores-registradores será de dos meses.

3. Se podrán ampliar en un mes los plazos anteriores por acuerdo entre los participantes en la medida, siempre que con ello no perjudique a terceros. Estos acuerdos deberán hacerse públicos siguiendo los procedimientos que se indiquen en las instrucciones técnicas complementarias.

4. Cuando no exista un equipo redundante o comprobante que cumpla las condiciones que se especifiquen en las instrucciones técnicas complementarias, la sustitución de elementos del equipo de medida se realizará de forma inmediata, con un plazo máximo de 15 días, incluidos los transformadores de medida, a partir del conocimiento del hecho por parte de su encargado de la lectura, salvo circunstancias excepcionales de la explotación o por necesidades de continuidad de servicio, en cuyo caso se realizarán a la mayor brevedad posible.

5. El responsable del equipo deberá adaptar sus instalaciones y equipos a lo previsto reglamentariamente. En caso de que el equipo sea propiedad del cliente, la empresa distribuidora deberá comunicar al cliente la obligación de sustituir el equipo según los plazos establecidos. Transcurridas dos notificaciones sin que el cliente haya expresado su voluntad de proceder a instalar por sí mismo el equipo, la empresa distribuidora deberá proceder a su instalación, facturando en este caso, además de los derechos de enganche vigentes, el precio reglamentariamente establecido para el alquiler del equipo.

En aquellos casos en que el distribuidor se vea imposibilitado a instalar el equipo de medida, podrá proceder a la suspensión del suministro, de acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 85 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

Artículo 15. *Corrección de registros de medidas.*

1. Las incidencias justificadas de los equipos de medida que se definan de acuerdo a lo dispuesto en el presente reglamento o en desarrollo del mismo, darán lugar a nuevos registros de medida que podrán conducir a nuevas liquidaciones y, en su caso, a nuevas facturaciones a consumidores y productores. Cuando sea posible determinar la fecha en que se produjo la incidencia, las correcciones se aplicarán desde esa fecha. En ningún caso las correcciones podrán extenderse más allá de los doce meses anteriores a la petición de la verificación o a la detección de la incidencia.

No se considerarán incidencias de los equipos de medida los incumplimientos por parte de los sujetos de sus obligaciones en aplicación de lo dispuesto en el presente real decreto.

En ningún caso las nuevas liquidaciones darán lugar a la modificación de las liquidaciones efectuadas por el operador del sistema que hubieran adquirido la condición de definitivas según lo establecido en los correspondientes procedimientos de operación. En este supuesto, las liquidaciones nuevas se realizarán de acuerdo a lo que a tal efecto se establezca en los procedimientos de operación del sistema, tomando como base el precio final horario correspondiente. Los cobros o pagos que resulten de dicha liquidación se facturarán de acuerdo con lo siguiente:

a) En el caso de consumidores, los cobros o pagos se liquidarán entre el distribuidor encargado de la lectura y el comercializador que corresponda, quien los considerará en la facturación de los consumidores afectados.

b) En el caso de generadores de régimen especial los cobros o pagos se liquidarán entre el distribuidor perteneciente al mismo grupo empresarial que el representante de último recurso que le correspondería al generador según lo dispuesto en la disposición adicional séptima del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, y el productor en régimen especial, o su representante, quien los considerará en la facturación de los productores afectados.

c) En el caso de generadores de régimen ordinario los cobros o pagos se facturarán con el transportista o el distribuidor a cuyas redes esté conectado, según corresponda.

d) En el caso de fronteras entre dos distribuidoras los cobros o pagos se efectuaran entre ambas al precio de pérdidas definido en la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre, por la que se regula el método de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

2. Lo dispuesto en el apartado anterior será igualmente de aplicación a los casos en los que un participante en una medida comunique al encargado de la lectura una objeción con posterioridad al cierre de medidas realizado para la liquidación definitiva, siempre que concurran las siguientes circunstancias:

a) Que la objeción no haya sido desestimada en el proceso de cierre de medidas previsto en los procedimientos de operación o que el encargado de la lectura certifique que la objeción habría sido estimada si se hubiera presentado en el plazo y en la forma establecidos para el proceso de cierre de medidas;

b) Que el encargado de la lectura certifique la cantidad de energía corregida;

c) Que la objeción se comunique al encargado de la lectura en un plazo máximo de 120 días a contar desde el día de publicación del cierre de medidas definitivo;

d) Que la diferencia con la medida correspondiente al cierre sea mayor del 20% o superior a 1 GWh. Este límite se aplicará a medidas individualizadas para los puntos frontera tipo 1 y 2 y a agregaciones para los puntos frontera tipo 3, 4 y 5.

e) Que la objeción se comunique conforme a lo dispuesto en los procedimientos de operación para este tipo de objeciones realizadas con carácter posterior al cierre.

3. Lo dispuesto en el primer apartado de este artículo será igualmente de aplicación a los casos en los que el encargado de lectura detecte un error en la medida con posterioridad al cierre de medidas realizado para la liquidación definitiva, siempre que concurran las siguientes circunstancias:

a) Que la detección del error se produzca en un plazo máximo de 120 días a contar desde el día de publicación del cierre de medidas definitivo;

b) Que la diferencia con la medida del cierre sea mayor del 20% o superior a 1 GWh. Este límite se aplicará a medidas individualizadas para los puntos frontera tipo 1 y 2 y a agregaciones para los puntos frontera tipo 3, 4 y 5.

4. Lo dispuesto en el primer apartado de este artículo será igualmente de aplicación a los casos en los se detecte un error en la medida con posterioridad al cierre de medidas realizado para la liquidación definitiva por inspecciones realizadas por la Comisión Nacional de Energía.

5. El Operador del Sistema comunicará al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía los incumplimientos por parte de los encargados de lectura

de cualquiera de las obligaciones contempladas el presente real decreto y su normativa de desarrollo, en relación con el envío de datos de medidas que hayan sido objeto de liquidaciones efectuadas por el citado operador del sistema que hubieran adquirido la condición de definitivas.

A la vista de la información anterior, la Comisión Nacional de Energía realizará las inspecciones necesarias para verificar los incumplimientos detectados. Asimismo, podrá incoar los expedientes que correspondan a fin de determinar si los incumplimientos constituyen infracción según el Título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.

6. En caso de aplicación de lo dispuesto en los apartados 2, 3 y 4 del presente artículo, al precio final horario correspondiente se le aplicará un recargo que se determinará en los procedimientos de operación del sistema.

Los nuevos registros de medidas consecuencia de estas correcciones deberán ser puestos a disposición de la Comisión Nacional de Energía, en el ámbito de sus competencias, y del operador del sistema como responsable del sistema de medidas del sistema eléctrico, debiendo informar éste último al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

7. El saldo resultante de la diferencia entre los ingresos y pagos efectuados por el transportista o el distribuidor en aplicación del presente artículo tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre. En el caso de los distribuidores, se tendrá en cuenta en el cálculo anterior el saldo que se hubiera obtenido de estos ingresos y pagos al precio de pérdidas definido en la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre.

CAPÍTULO III

Verificación e inspección

Artículo 16. *Verificación de instalaciones y equipos de medida.*

1. Los equipos de medida que no dispongan de reglamentación metrológica específica, deberán someterse a la verificación en origen y las verificaciones sistemáticas establecidas en el presente reglamento y normas de desarrollo.

2. La verificación de la instalación de puntos de medida y sus equipos asociados la realizará un verificador de medidas eléctricas, que será una entidad sin interés económico en la medida, debiendo ser independiente de los participantes con interés económico en el punto de medida. No obstante, para todos los puntos frontera con la red de transporte, las fronteras distribución-distribución, las conexiones internacionales y todos los puntos frontera de generación cuyo encargado de la lectura sea el operador del sistema, dicha entidad sólo podrá ser el propio operador del sistema. Los requisitos y condiciones exigibles a estas entidades para su autorización serán establecidos mediante orden ministerial a propuesta del Centro Español de Metrología y previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

3. Las instalaciones de medida y los contadores de los puntos tipo 1 y 2, y los tipo 3 de generación, deberán ser verificados por un verificador de medidas eléctricas autorizado antes de tres meses desde su inclusión en el sistema de medidas. La primera verificación sistemática del resto de puntos de medida tipo 3 será realizada antes de que finalice el periodo de diez años desde su puesta en servicio.

4. Las instalaciones de medidas y los contadores de energía situados en puntos de medida tipo 1, 2 y 3 serán sometidos a verificaciones sistemáticas con los plazos en años que se indican a continuación:

Tipo de punto	Periodicidad
1	2
2	5
3	5

Las verificaciones de contadores tipo 4 y 5 se podrán efectuar con carácter individual o por el procedimiento de lotes.

5. Una vez instalados los equipos de medida en la red, el encargado de la lectura, precintará los equipos de medida y asociados y se realizará la primera verificación sistemática. La entidad que realice la verificación coordinará con el responsable de la instalación de medida la realización de la verificación a la que podrán asistir todos los participantes en la medida, debiendo comunicar al resto de participantes la fecha de realización de ésta con antelación suficiente.

6. En las verificaciones sistemáticas, el encargado de la lectura precintará y desprecintará, excepto que el mismo no esté presente, en cuyo caso el verificador de medidas eléctricas habrá de desprecintar e imponer sus propios precintos. En ese caso, el encargado de la lectura habrá de sustituir dichos precintos por los suyos tan pronto como sea posible.

7. Los gastos que ocasionen las verificaciones correrán a cargo del responsable del punto de medida, que será quien designe al verificador de medidas eléctricas, entre los que cumplan los requisitos que se establezcan y estén autorizados al efecto.

El precio máximo de la verificación a aplicar por el verificador de medidas eléctricas, lo establecerá el Gobierno mediante real decreto y se actualizará anualmente o cuando circunstancias especiales así lo aconsejen.

8. A requerimiento de cualquier participante en una medida se podrán efectuar verificaciones fuera de los plazos establecidos. Si se supera la verificación realizada a petición de algún participante, los gastos que ocasione la prueba correrán por cuenta de quien la solicitó, y, si no se supera, por cuenta del responsable del punto de medida. Estas verificaciones se realizarán con el mismo alcance y condiciones que las verificaciones sistemáticas.

9. Los equipos o componentes encontrados defectuosos durante una verificación serán objeto de reparación o sustitución, según se indique en las instrucciones técnicas complementarias. Dicha reparación o sustitución se realizará con la mayor brevedad posible, sin rebasar nunca los plazos establecidos en el artículo 13 de este reglamento.

La reparación se efectuará por un reparador que cumpla los requisitos indicados en el Real Decreto 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida. Una vez reparado, el equipo de medida se someterá a la verificación después de reparación o modificación por un verificador de medidas eléctricas o si no fuera posible se someterá a la primera verificación sistemática simultáneamente con su instalación en la red.

Artículo 17. *Inspección de instalaciones y equipos de medida.*

De conformidad con el apartado Tercero.1.octava, de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, la Comisión Nacional de Energía podrá inspeccionar las instalaciones de medida, sus equipos y las verificaciones efectuadas, el cumplimiento por los verificadores de medidas eléctricas de la autorización concedida, así como las actuaciones relativas al presente reglamento y normas de desarrollo efectuadas por los sujetos implicados.

Dichas inspecciones se realizarán con la colaboración técnica del Centro Español de Metrología, pudiendo requerir, asimismo, la colaboración del operador del sistema.

Asimismo, podrá ser objeto de inspección o comprobación, por los órganos competentes de las comunidades autónomas en el ámbito de sus respectivas competencias, cualquier instalación y equipo de medida, así como las actuaciones relativas al presente reglamento y normas de desarrollo efectuadas por los sujetos implicados. Dichas inspecciones o comprobaciones no tendrán nunca el carácter de verificación de las previstas en el presente reglamento.

CAPÍTULO IV

Sistemas y protocolos de comunicaciones

Artículo 18. *Redes del sistema de comunicaciones.*

En general, el sistema de comunicaciones para toma de medidas está formado por las redes de acceso y troncal, según se definen en el artículo 3.

Ambas redes pueden compartir el mismo soporte físico.

Artículo 19. *Modos de conexión.*

La conexión de un equipo de medida al concentrador principal podrá ser directa o a través de concentrador secundario, según decida el responsable del equipo de medida, para los puntos tipo 1 y 2, excepto en el caso de clientes, que se conectarán siempre mediante concentrador secundario.

Para el resto de puntos de medida, la conexión del equipo con el concentrador principal será a través del concentrador secundario del encargado de la lectura.

Cuando la empresa comercializadora disponga de concentrador secundario, podrá transferir al concentrador principal la información que se determine por las instrucciones técnicas complementarias, sin perjuicio de que la transferencia de dichas medidas al concentrador principal deba ser realizada en cualquier caso por el distribuidor como encargado de la lectura.

Esta información facilitada por los comercializadores sólo podrá ser utilizada por el operador del sistema en el proceso de estimación de medidas, siempre que se carezca de las medidas procedentes del encargado de la lectura.

Artículo 20. *Inventario y características de los equipos de comunicaciones.*

El operador del sistema mantendrá un inventario actualizado de los equipos que conforman el sistema de comunicaciones de la red troncal y de aquellos otros equipos que proporcionen la garantía de integridad que se establezca en las instrucciones técnicas complementarias, con exclusión de los elementos pertenecientes a redes públicas de comunicación.

De igual modo procederán los encargados de la lectura respecto de las líneas de comunicación conectadas con su concentrador secundario.

Los equipos de comunicaciones deberán estar homologados o normalizados, según proceda, y cumplirán las normas que les sean de aplicación sobre seguridad industrial y ordenación de las telecomunicaciones.

Artículo 21. *Medios y protocolos de comunicación.*

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 3 del presente artículo, el operador del sistema definirá y actualizará los medios y protocolos válidos en la red troncal y de acceso, tanto para la comunicación local como la remota, cuyas características se establecerán en las especificaciones técnicas del concentrador principal. En la elección de dichos medios y protocolos se tendrá en cuenta el estado de la tecnología, su evolución y las opiniones e intereses de los participantes de las medidas.

2. No obstante, los responsables de los equipos de medida y los titulares de los concentradores secundarios podrán solicitar al operador del sistema que incorpore a la red troncal nuevos medios y protocolos. El operador del sistema procederá a su incorporación, siempre que las propuestas cumplan con los criterios de calidad mínimos para garantizar la funcionalidad y seguridad definidas en este reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias.

Asimismo, el titular de un concentrador secundario podrá solicitar al operador del sistema la utilización de líneas dedicadas ya existentes para comunicación entre ambos, siempre que puedan soportar los nuevos requerimientos de información y que no sean incompatibles con las especificaciones técnicas que se establezcan para el concentrador principal. En cualquier caso, el solicitante correrá con los gastos ocasionados por la incorporación de su propuesta a la red troncal.

3. Para la lectura y telegestión de los equipos de medida tipo 5 por parte de su encargado de la lectura se podrán utilizar distintos medios físicos de comunicación, tales como RTC, GSM, GPRS, PLC, etc. Los protocolos de comunicaciones serán preferentemente públicos, como en el resto de puntos de medida, no siendo de aplicación en este caso lo previsto en el punto 1 del presente artículo. No obstante, dichos protocolos podrán ser excepcionalmente específicos, de carácter privado, formando parte de una solución global de telegestión.

4. Las instrucciones técnicas complementarias podrán establecer restricciones por motivos de seguridad en la utilización de medios y protocolos de comunicación.

Artículo 22. *Gestión del sistema de comunicaciones.*

1. El operador del sistema será responsable de definir la red troncal y disponer los medios necesarios para la conexión del concentrador principal a la misma.

2. El responsable de un equipo de medida lo será también de la instalación, mantenimiento y operación de los equipos de comunicaciones necesarios hasta su conexión a la red troncal o red de acceso según corresponda, excepto cuando se trate de clientes tipo 3, 4 ó 5, en cuyo caso la responsabilidad recaerá sobre el sujeto que efectúe la solicitud de la comunicación.

CAPÍTULO V

Equipamiento y funciones de los concentradores

Artículo 23. *Concentrador principal.*

El operador del sistema será el propietario del concentrador principal de medidas eléctricas y será responsable de su instalación, mantenimiento y administración, así como de la adaptación permanente de los equipos a las necesidades del sistema de medidas eléctricas y a la evolución tecnológica.

Las especificaciones técnicas del concentrador principal deberán estar en consonancia con los requisitos establecidos en el presente reglamento y en sus instrucciones técnicas complementarias.

Artículo 24. *Concentradores secundarios.*

La instalación de los concentradores secundarios tendrá carácter voluntario excepto para los encargados de la lectura que deberán instalar concentradores secundarios con las características que se señalen en las instrucciones técnicas complementarias.

Cuando una empresa de distribución adquiera habitualmente energía eléctrica a través de uno o más puntos frontera de otra empresa de distribución, podrá previo acuerdo de las partes traspasar sus derechos y obligaciones en relación con el establecimiento de un concentrador secundario, a la empresa de distribución a la que está conectada, o bien podrá instalar un concentrador secundario compartido con otras empresas de distribución que se encuentren en idéntica situación.

Cuando existan concentradores secundarios ajenos al concentrador secundario del encargado de la lectura, los registradores conectados mediante comunicaciones con el primero, podrán ser leídos por el encargado de la lectura a través de dicho concentrador, siempre que sea posible, se disponga de firma electrónica y se garanticen todos los requisitos exigibles en relación con las lecturas. El encargado de la lectura podrá obtener éstas directamente de este concentrador secundario o exigir el acceso hasta cada registrador. En todo caso, el titular del concentrador secundario está obligado a facilitar el acceso y todo lo que se pueda requerir para que el encargado de la lectura efectúe adecuadamente dichas lecturas. En caso de desacuerdo se someterá a la Comisión Nacional de Energía, la cual resolverá con carácter vinculante.

El operador del sistema mantendrá un inventario actualizado de todos los concentradores secundarios que actúan en el sistema de medidas y de sus titulares. Para la inclusión en el inventario y puesta en explotación de un concentrador secundario, éste

deberá cumplir los requisitos exigidos por este reglamento y por las instrucciones técnicas complementarias.

Artículo 25. *Información contenida en los concentradores.*

El operador del sistema, como responsable del concentrador principal, recibirá la información con el grado de desagregación que establezcan las instrucciones técnicas complementarias.

El concentrador principal almacenará, al menos, las medidas horarias en punto frontera de clientes tipo 1, 2 y 5, en los términos que por resolución de la Secretaría de Estado de Energía se determine.

El concentrador principal actuará como servidor de datos para todos los puntos de medida cuyo encargado de la lectura sea el operador del sistema. Las instrucciones técnicas complementarias detallarán la información y grado de desagregación que deberá contener.

Los concentradores secundarios del encargado de la lectura actuarán igualmente como servidores de datos en relación con los puntos de medida a él asociados, debiendo recibir la información que se determine en las instrucciones técnicas complementarias.

Artículo 26. *Acceso a la información contenida en los concentradores.*

1. La información relativa a la medida de clientes obtenida por la aplicación de este reglamento tiene carácter confidencial. La difusión de la información de medidas sólo podrá hacerse con consentimiento expreso de los afectados. No obstante, los participantes recibirán la información que resulte imprescindible para realizar sus funciones y podrán obtener certificaciones de dicha información de su encargado de la lectura.

2. El operador del sistema gestionará el acceso a la información del concentrador principal, de forma que se garantice su confidencialidad, en los términos descritos en el presente reglamento y normas que lo desarrollen.

En todo caso, garantizará la confidencialidad de la información y datos de clientes de que disponga. Dicha responsabilidad no podrá delegarse ni transferirse a terceros, sin perjuicio de que la propiedad, gestión, explotación o mantenimiento del concentrador principal pueda corresponder a otra entidad que no coincida jurídicamente con la titular. En estos supuestos, el titular habrá de establecer con los responsables de los puntos de medida los pactos que en cada caso se puedan requerir, así como el contrato al que se refiere el artículo 12 de la Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre, de Protección de Datos de Carácter Personal.

3. Los titulares de concentradores secundarios serán plenamente responsables de garantizar la confidencialidad de la información y datos de clientes de que dispongan. Dicha responsabilidad no podrá delegarse ni transferirse a terceros, sin perjuicio de que la propiedad, gestión, explotación o mantenimiento del concentrador secundario pueda corresponder a otra entidad que no coincida jurídicamente con la titular. En estos supuestos, la entidad titular habrá de establecer con los responsables de los puntos de medida los pactos que en cada caso se puedan requerir.

En todo caso, el responsable del punto de medida podrá reclamar del encargado de la lectura todos los datos que sobre él disponga, incluso en soporte informático.

En el caso de que la propiedad, gestión, explotación o mantenimiento del concentrador secundario corresponda a otra entidad que no coincida jurídicamente con la titular, dicho concentrador no podrá ser compartido por empresas que realicen actividades incompatibles de acuerdo con el artículo 14 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

4. La información contenida en el sistema de medidas que no sea de clientes estará sometida a los preceptos sobre publicación de información que establezca la normativa que regula el funcionamiento del mercado de producción eléctrica.

5. En el ejercicio de sus respectivas competencias o funciones, podrán acceder a la información de medidas contenida en el concentrador principal y en los secundarios, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, las comunidades autónomas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Estas entidades podrán publicar información agregada de medidas de clientes, así como del resto de puntos conforme a lo previsto en el apartado 4 anterior.

El operador del sistema podrá publicar información agregada de clientes de acuerdo con la forma y plazos que se determinen por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, así como del resto de puntos conforme a lo previsto en el apartado 4 anterior.

Artículo 27. *Canales de comunicación con los usuarios.*

El acceso de los usuarios a los concentradores principal y secundarios para consulta de datos se realizará mediante los canales de comunicación y procedimientos que establezcan los procedimientos de operación del sistema con objeto de garantizar su seguridad. Además de la seguridad, en la selección de los canales se considerarán como criterios prioritarios que sean accesibles para el mayor número posible de usuarios actuales y potenciales, y que el coste para el usuario sea mínimo, considerando tanto la inversión en el equipo como el gasto previsto en las comunicaciones.

Artículo 28. *Periodicidad de las lecturas.*

Las instrucciones técnicas complementarias fijarán la periodicidad de las lecturas de la información correspondiente a equipos de medida dotados de comunicaciones y las lecturas locales o visuales de los contadores principales y redundantes.

Sin perjuicio de lo anterior, la lectura de la energía generada por las instalaciones de generación cuyos puntos de medida sean tipo 3 y 5 será mensual.

A petición de cualquiera de los participantes en una medida y previa justificación se podrán realizar lecturas adicionales, corriendo los gastos por cuenta del solicitante, sin perjuicio de la posible utilización posterior de dicha información a los efectos que procedan.

CAPÍTULO VI

Costes de los Servicios

Artículo 29. *Costes de los servicios.*

1. El coste para la instalación, operación y mantenimiento del concentrador principal, así como el coste de comunicaciones originado por las llamadas cursadas desde dicho concentrador a un concentrador secundario para la obtención de la información de medidas, se incluirán en el coste reconocido al operador del sistema.

2. Los costes por la instalación, operación y mantenimiento de los concentradores secundarios de obligada instalación para los encargados de la lectura se considerarán parte del coste reconocido a los distribuidores. Los costes por la instalación, operación y mantenimiento de los concentradores secundarios o de cualquier otro sistema de recogida y tratamiento de información de carácter voluntario, correrán por cuenta del propietario.

3. El coste de comunicaciones entre concentradores secundarios correrá a cargo del sujeto que tome la información.

4. El coste fijo de comunicaciones correspondiente tanto a la instalación como al alquiler mensual de la línea de conexión del equipo de medida con la red de acceso, o en su caso, con la red troncal, correrá por cuenta del responsable del equipo de medida.

5. El coste variable originado por las llamadas cursadas desde el concentrador del encargado de la lectura a un equipo de medida en la realización de la lectura remota, corresponderá al encargado de la lectura, coste que estará incluido en el precio regulado de lectura para la liquidación de la energía.

El sobrecoste de la lectura local de los equipos de medida que, según dispone el presente reglamento o sus normas de desarrollo, han de ser leídos de forma remota, correrá por cuenta del responsable del punto de medida, siempre que la necesidad de efectuar la lectura local sea por causas imputables a dicho responsable.

6. El sobrecoste originado por la lectura remota de un punto de medida en el que ésta sea opcional o no requerida para el tipo de punto en el que se encuentra clasificado será repercutido al participante en la medida, distinto del encargado de la lectura, que haya optado por la lectura remota.

Si la utilización de equipos con lectura remota ha sido elegida por el encargado de la lectura, será éste el responsable de los sobrecostes originados, incluyendo el coste fijo de

comunicaciones, pudiendo repercutir al responsable del punto sólo el precio regulado de lectura establecido para el caso o tipo de punto del que se trate.

7. El resto de comunicaciones originadas por los servicios al usuario, según se definen en las instrucciones técnicas complementarias, correrán por cuenta del usuario.

8. Los responsables de los equipos de medida o encargados de lectura que utilicen el servicio de estimación de medidas perdidas o no contrastables abonarán al operador del sistema la cantidad que legalmente se determine en los casos en que proceda.

En el caso de puntos de medida cuyo encargado de la lectura sea el distribuidor, el coste del servicio de estimación de medidas se considerará incluido en los costes de la actividad regulada de distribución, salvo que la carencia de medida sea debida a causas imputables al responsable del punto de medida, en cuyo caso dicho responsable abonará al distribuidor la cantidad que legalmente se determine en los casos en que proceda.

9. Por los certificados que el operador del sistema o el encargado de la lectura expida con la información de que disponga sobre una medida, éste facturará al peticionario la cantidad que se determine por real decreto.

10. El coste de la verificación de las instalaciones y equipos de los puntos de medida y de su parametrización, carga de claves y precintado, correrán a cargo del responsable de los equipos de medida, que lo abonará a la entidad que lo ejecute. En el caso de instalaciones de medida de clientes, la primera verificación sistemática realizada por el encargado de la lectura para la puesta en marcha de la instalación no generará derecho de cobro, de acuerdo con el artículo 50 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

CAPÍTULO VII

Diferencias en las medidas y carencias de información

Artículo 30. *Diferencias entre medidas.*

Cuando las medidas obtenidas en una comprobación de un equipo no coincidan con las medidas firmes se procederá a efectuar una corrección de los registros de medida del período leído que podrá dar lugar a una nueva liquidación de dicho período, a partir de los valores obtenidos en la comprobación, sin que ésta pueda retrotraerse más allá de doce meses.

Cuando en una comprobación de un equipo comunicado se detecte una pérdida de información o cuando las diferencias entre medidas sean imputables al sistema de comunicaciones, el equipo será objeto de lectura local con la periodicidad y en los plazos recogidos en las instrucciones técnicas complementarias.

La nueva liquidación se efectuará de acuerdo con lo establecido en el artículo 14 del presente reglamento.

Artículo 31. *Carencia de medida firme en un punto de medida.*

1. Los encargados de la lectura calcularán el mejor valor de energía intercambiada en las fronteras de las que son encargados a partir de los datos de medidas de las distintas configuraciones de medida de acuerdo con lo establecido en los procedimientos de operación del sistema.

2. Cuando se carezca de medidas firmes del equipo principal, se obtendrán las medidas en el punto a partir de equipos redundantes o comprobantes. Cuando se carezca también de medidas en estos últimos, el encargado de la lectura estimará las medidas de energía activa y reactiva, así como, en su caso, la potencia a facturar, y las pondrá a disposición de los participantes en la medida, de acuerdo con los plazos y procedimientos que establezcan las disposiciones en vigor. Si en el plazo estipulado, el encargado de la lectura no recibe objeción alguna, se adoptarán como firmes las medidas estimadas.

3. Durante los períodos en que se pueda demostrar que no circuló energía, por estar las instalaciones desacopladas de la red o interrumpido el servicio, la medida se considerará cero y no intervendrá en las estimaciones.

4. Los procedimientos de operación del sistema establecerán los procesos a seguir en el caso de carencia de medidas eléctricas.

5. Los distintos encargados de la lectura deberán poner el cálculo de mejor valor a disposición de los participantes en la medida, de acuerdo con lo establecido en las normas de desarrollo del presente reglamento.

6. Si en el plazo que reglamentariamente se determine el encargado de la lectura no recibe objeción alguna, se adoptará como firme la medida estimada. Si existe alguna objeción se resolverá la misma de acuerdo a lo indicado en este reglamento y normas de desarrollo.

7. El operador del sistema estimará las medidas necesarias que no le hayan remitido sus responsables o sus encargados de lectura en los plazos correspondientes para realizar los cierres de energía de acuerdo a lo indicado en este reglamento y normas de desarrollo.

Artículo 32. *Utilización de perfiles de consumo.*

1. Para los puntos de consumo tipos 4 y 5 de clientes que no dispongan de registro de consumo horario en sus equipos de medida, la liquidación de la energía se llevará a cabo mediante la aplicación de un perfil de consumo. Dicho perfil de consumo y el método de cálculo aplicables a cada grupo de consumidores, en función de la tarifa de acceso contratada y los equipos de medida y control instalados, será fijado por la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía.

2. Para la estimación del perfil de carga representativo de los consumidores tipo 5 se utilizará un panel representativo de consumidores. Los distribuidores deberán instalar y gestionar los equipos del panel que les correspondan, en el plazo, número y características que determine la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía.

Disposición adicional primera. *Configuraciones singulares de medida derivadas de la desaparición del sujeto autoproductor.*

(Derogado)

Disposición adicional segunda. *Instalación de elementos de control de potencia.*

El Plan de Sustitución de contadores previsto en la disposición adicional vigésima segunda del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, se realizará sin perjuicio de lo previsto en los planes de instalación de elementos de control de potencia contenidos en el artículo 10 del Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.

Disposición transitoria primera. *Verificador de puntos de medida.*

Hasta que existan entidades debidamente autorizadas para ejercer la actividad de verificación de los puntos de medida, los encargados de la lectura podrán actuar como verificadores de medidas eléctricas, con carácter supletorio, en el caso de que el operador del sistema haya manifestado expresamente su no disponibilidad para realizar la verificación solicitada.

Disposición transitoria segunda. *Sustitución de equipos.*

1. Aquellas instalaciones y equipos de medida que por el presente Reglamento cambien su clasificación tal y como se indica a continuación, podrán mantener los equipos actuales hasta su sustitución por equipos nuevos, siempre que a la entrada en vigor de este Reglamento dichas instalaciones y equipos sean conformes con el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, aprobado por Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre:

a) los que cambien su clasificación de tipo 3 a tipo 1 o 2, que deberán realizar la sustitución antes del 1 de julio de 2012;

b) los puntos de medida de consumo que cambien su clasificación de tipo 4 a tipo 3, que deberán realizar la sustitución antes del 1 de julio de 2012;

c) los puntos de medida de generación que cambien su clasificación de tipo 4 a tipo 3, que deberán realizar la sustitución antes del 1 de julio de 2011.

No obstante, les serán de aplicación el resto de requisitos y condiciones relativos al tipo de punto en el que resulten clasificados, debiendo en todo caso disponer de comunicación para lectura remota, cuando así sea requerido.

Para las instalaciones y equipos de medida que estuviesen clasificados como puntos de medida tipo 3 y que en virtud de la disposición adicional primera.2 del Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de clientes y generadores en Régimen Especial pasaron a clasificarse como puntos de medida tipo 2, también será de aplicación lo dispuesto en el párrafo precedente, siempre que, a la entrada en vigor del citado real decreto, dichas instalaciones y equipos fuesen conformes con el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, aprobado por Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, en la primera verificación sistemática realizada.

2. Aquellas instalaciones de generación que estuviesen clasificadas como puntos de medida tipo 5 y que en virtud de la nueva clasificación establecida por el presente reglamento pasan a clasificarse como puntos de medida de un tipo superior, deberán sustituir sus equipos de medida antes del 1 de julio de 2011.

3. En los puntos de medida tipo 5 de consumidores, regulados en el Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, se podrán seguir utilizando los equipos de medida ya instalados, hasta su sustitución en cumplimiento del Plan de Sustitución de contadores previsto en la disposición adicional vigésima segunda del citado Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre.

Los equipos de medida instalados en puntos de medida tipo 5 de generación, regulados en el Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, deberán ser sustituidos por equipos con discriminación horaria e integrados en el sistema de telegestión de su encargado de la lectura con anterioridad al 31 de mayo de 2015.

4. **(Sin contenido)**

5. Podrán ser utilizados hasta el momento de su sustitución por equipo nuevo aquellos transformadores de medida que cumplan los requisitos establecidos a tal efecto en las instrucciones técnicas complementarias vigentes.

Asimismo, podrán ser utilizados hasta el momento de su sustitución por equipo nuevo aquellos transformadores que alimenten a sistemas de medida de tres hilos, siempre que cumplan los requisitos establecidos a tal efecto en las instrucciones técnicas complementarias.

Adicionalmente para todos, sus características de tensión e intensidad en el secundario y su potencia de precisión deberán estar adaptadas a su carga y deberán cumplir con los reglamentos y disposiciones vigentes en la fecha de su puesta en servicio.

Los transformadores que no cumplan todos estos requisitos mínimos deberán ser sustituidos en los plazos que se indican en esta disposición para el resto de elementos del mismo tipo de punto de medida del que se trate.

Disposición transitoria tercera. *Registros de calidad en equipos de medida de clientes.*

La obligación para todos los equipos de medida de clientes de incorporar registros de los parámetros relativos a la calidad del servicio, prevista en el artículo 8 del presente reglamento, sólo alcanza a los equipos de nueva instalación, tanto correspondientes a nuevos puntos de suministro como a la sustitución de equipos existentes. Dicha obligación será de aplicación desde el 1 de enero de 2008 para puntos de medida tipos 1, 2 y 3, y a partir del 1 de enero de 2010 para puntos de medida tipo 4, ello sin perjuicio de que todos los equipos utilizados hasta esas fechas deban cumplir el resto de disposiciones establecidas en este reglamento y sus desarrollos normativos. Para los equipos de medida tipo 5 esta obligación será de aplicación en base a la ejecución del Plan de Sustitución de contadores previsto en la disposición adicional vigésima segunda del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre.

Disposición transitoria cuarta. *Utilización de perfiles de consumo en puntos de medida tipo 5.*

En tanto se mantenga la existencia del sistema tarifario integral, a los consumidores cuyos puntos de medida se correspondan con los tipos 4 y 5 no les resultará de aplicación lo contenido en el artículo 31.1, debiendo cumplir en cualquier caso los equipos de medida de dichos suministros con lo establecido para ellos en el presente reglamento con el fin de garantizar la obtención de los datos para la correcta facturación de las tarifas que les sean de aplicación.

Una vez desaparezca el sistema tarifario integral, se aplicarán a estos equipos los perfiles de consumo que al efecto se establezcan de acuerdo a lo señalado en artículo 31.1 de este reglamento.

§ 105

Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2013
Última modificación: 3 de noviembre de 2016
Referencia: BOE-A-2013-13767

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establecía en sus artículos 11 y 16 que la distribución de energía eléctrica tiene carácter de actividad regulada, cuyo régimen económico será objeto de desarrollo reglamentario por parte del Gobierno, mediante la aplicación de principios comunes en todo el territorio. Esta actividad de distribución de energía eléctrica se configura en la ley con carácter de monopolio natural, como una actividad regulada que tiene como fin la transmisión de energía desde las redes de transporte y los generadores embebidos en la misma a los consumidores de energía eléctrica, todo ello con unos niveles de calidad apropiados, con unos niveles de pérdidas de energía razonables y todo ello al mínimo coste para el sistema eléctrico.

Tras la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre; el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, estableció el régimen económico de la actividad de distribución de energía eléctrica, que se aplicó hasta el año 2008 inclusive.

Dicho régimen adolecía de deficiencias relevantes derivadas del hecho de que los incrementos anuales de la retribución de la actividad de distribución se establecían a nivel global sin tener en cuenta las especificidades de las redes en cada zona geográfica y de la ausencia de incentivos a la mejora de la calidad, y a la reducción de pérdidas.

Como consecuencia de aquellas necesidades el Gobierno aprobó el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. Este real decreto establecía una nueva metodología retributiva que se apoyaba en contabilidad regulatoria y en un Modelo de Red de Referencia.

El desarrollo de dicho real decreto cubrió los objetivos de desvincular los incrementos retributivos de cada una de las empresas del crecimiento medio de la demanda y de crear incentivos para la mejora de la calidad del servicio y la reducción de pérdidas a través del desarrollo de los mismos mediante la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009 y la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre, por la que se regula el método de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, respectivamente.

No obstante lo anterior, diversos problemas tanto en la aplicación como en la formulación de este real decreto durante el periodo regulatorio 2009-2012 ha generado incertidumbre,,

hecho que resulta desfavorable tanto para las empresas distribuidoras como para el conjunto del sistema al no poderse cuantificar a priori el coste de la actividad.

Así, en dicho Real Decreto no se había previsto que los activos se fueran amortizando, por lo que se retribuía la totalidad del activo bruto de aquellas instalaciones puestas en servicio durante el periodo 2009-2012 y el activo neto a 31 de diciembre de 2008 de aquellas instalaciones puestas en servicio hasta ese año, en lugar del activo neto al cierre de cada ejercicio. Asimismo, dicho real decreto, en algunos casos, no precisó de manera clara a partir de qué conceptos y de qué forma habría de calcularse el nivel de retribución base al inicio de cada periodo regulatorio.

Este régimen retributivo se modificó por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, el cual estableció en su artículo 5 que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo elevaría al Gobierno para su aprobación una propuesta de real decreto que vinculase la retribución por inversión de las instalaciones de distribución a los activos en servicio no amortizados así como que el devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones de transporte puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2.

Por otra parte, el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, establece en su artículo 1 que con efectos desde el 1 de enero de 2013, en todas las metodologías que, estando vinculadas al Índice de Precios de Consumo, rigen la actualización de las retribuciones, tarifas y primas que perciban los sujetos del sistema eléctrico por aplicación de la normativa sectorial, se sustituirá dicho índice por el Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos.

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico ha supuesto la introducción de un nuevo principio retributivo al referenciar la tasa de retribución al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años y ha establecido una metodología de retribución transitoria hasta el inicio del primer periodo regulatorio al amparo del contenido del presente real decreto que se elabora en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5 del citado Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

Finalmente, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 14 que las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán reglamentariamente atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones de acuerdo al principio de realización de la actividad al mínimo coste para el sistema eléctrico.

Asimismo en esta ley se establecen y consolidan los siguientes principios retributivos que se aplican en el presente real decreto:

a) El devengo y el cobro de la retribución generado por instalaciones distribución puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2.

b) La retribución en concepto de inversión se hará para aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.

c) Al efecto de permitir una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, la tasa de retribución financiera del activo con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado.

d) La metodología de retribución de la actividad de distribución deberá contemplar incentivos económicos, que podrán tener signo positivo o negativo, para la mejora de la calidad de suministro, la reducción de pérdidas y la disminución del fraude.

e) El Gobierno establecerá los criterios generales de redes y los criterios de funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica sujetas a retribución regulada. Las metodologías retributivas que se establezcan con cargo a los ingresos del sistema eléctrico tendrán únicamente en consideración los costes derivados de aplicación de dichos criterios.

f) Se fijan parámetros de retribución de la actividad de distribución, como en el resto de actividades reguladas, por períodos regulatorios que tienen una vigencia de seis años.

Recogiendo todos los principios antes señalados, el presente real decreto establece una formulación para retribuir los activos de distribución con una metodología clara, estable y predecible que contribuya a aportar estabilidad regulatoria y con ello se reduzcan los costes de financiación de la actividad de distribución y con ellos los del sistema eléctrico.

El nuevo modelo introduce un límite máximo a la inversión reconocida anualmente con dos años de anterioridad a la percepción de la retribución debida a estas actuaciones, con el fin de aportar una previsión razonable de la evolución de los costes del sistema motivados por esta actividad y con el fin de emitir una señal de estabilidad que garantice la inversión de las empresas distribuidoras y de vincular la retribución al plan de inversiones presentado y a las inversiones finalmente ejecutadas.

Por otra parte, y puesto que la actividad de distribución tiene carácter de monopolio natural mediante este real decreto se introducen parámetros y se establecen formulaciones que permitan lograr aumentos de eficiencia tanto en la construcción de las infraestructuras como en la operación y mantenimiento de las redes.

Respecto a los incentivos, se ha realizado una reformulación de los mismos con el fin de lograr una mayor sencillez en su aplicación, establecer a cada una de las empresas un incentivo a mejorar los objetivos marcados por ellas mismas los años anteriores en lo relativo a calidad de servicio como a la mejora de las pérdidas en su red.

Como consecuencia del aumento en el fraude de energía eléctrica se ha introducido un nuevo incentivo a las empresas distribuidoras para lograr una disminución de fraude de energía puesto que son estas empresas las titulares de las redes y las encargadas de lectura.

En el Capítulo VII se recoge el régimen de acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender el suministro eléctrico, todo ello con el fin de agrupar bajo el mismo real decreto todos los ingresos que perciben las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Como consecuencia de ello, se ha derogado expresamente los preceptos que anteriormente regulaban dichos pagos en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica Asimismo, en este capítulo se ha introducido un pago por estudio de conexión y un pago por estudio de acceso a la red de distribución que será sufragado por los productores de energía eléctrica por la realización de dichos estudios para las instalaciones de generación.

Finalmente, cabe señalar que en la presente norma se establece que el inicio del primer periodo regulatorio se producirá el 1 de enero siguiente al de aprobación de la orden ministerial que fije los valores unitarios de referencia, hito que marcará el fin del periodo transitorio en que es de aplicación la metodología transitoria del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional undécima.Tercero,1. Quinta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en el artículo 5 y en las disposiciones adicionales primera y segunda, así como en la disposición transitoria tercera de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el presente real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de Energía y, para la elaboración de este informe se han tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad de dicha comisión, a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia y consultas a las comunidades autónomas.

La Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha informado este real decreto en su reunión del día 19 de diciembre de 2013.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 27 de diciembre de 2013,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

El presente real decreto tiene por objeto establecer:

1. La metodología para determinar la cuantía a retribuir a las empresas que desarrollan la actividad de distribución de energía eléctrica con el fin de garantizar la adecuada prestación del servicio, incentivando la mejora de la calidad de suministro y la reducción de las pérdidas en las redes de distribución con criterios homogéneos en todo el Estado y al mínimo coste para el sistema.
2. El régimen económico de los pagos por los derechos por acometidas, enganches, verificaciones y actuaciones sobre los equipos de control y medida.
3. El régimen económico de los pagos por los estudios de acceso y conexión a las redes de distribución.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

La metodología definida en el presente real decreto será de aplicación a todas aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios que desarrollen la actividad de distribución.

CAPÍTULO II

Criterios generales

Artículo 3. *Actividad de distribución.*

1. De acuerdo al artículo 38.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la actividad de distribución es aquella que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectada a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores.
2. La actividad de distribución se ejercerá por los distribuidores que serán aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios que tengan como objeto social exclusivo la distribución de energía eléctrica.

Artículo 4. *Redes de distribución.*

1. De acuerdo al artículo 38.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, tendrán la consideración de instalaciones de distribución todas las líneas, parques y elementos de transformación cuya tensión en el devanado secundario sea inferior a 220 kV y otros elementos eléctricos, entre los que se incluyen los de compensación de energía reactiva, de tensión inferior a 220 kV, salvo aquellas que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 34 de la citada ley, se consideren integradas en la red de transporte.

Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las redes de distribución, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

No formarán parte de las redes de distribución los transformadores de grupos de generación, los elementos de conexión de dichos grupos a las redes de distribución, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

2. En todo caso, tendrán consideración de red de distribución aquellas redes que alimenten o conecten entre sí a más de un consumidor eléctrico.

Artículo 5. *Distribuidores y Gestores de las redes de distribución.*

1. De acuerdo al artículo 38.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los distribuidores serán los gestores de las redes de distribución que operen.

2. Los distribuidores, como titulares de las redes de distribución serán responsables de la construcción, operación, el mantenimiento y, en caso necesario, del desarrollo de su red de distribución, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que su red tenga capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad de acuerdo con los criterios establecidos en los procedimientos de operación de distribución.

Los distribuidores, además de las obligaciones y derechos que les atribuye la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en su artículo 40, deberán llevar un inventario actualizado de:

a) Las redes de distribución de baja tensión bajo su gestión que hayan sido puestas en servicio desde el año siguiente al de entrada en vigor del presente real decreto. Este inventario deberá recoger para cada instalación sus características técnicas, administrativas, fecha de la concesión de la autorización de explotación, valor de inversión y todas aquellas que resultasen necesarias para el cálculo de la retribución de la empresa distribuidora.

b) La totalidad de las redes de distribución de alta tensión bajo su gestión. Este inventario deberá recoger para cada instalación sus características técnicas, necesarias para el cálculo de la retribución de la empresa distribuidora.

Dicho inventario deberá ser remitido en formato electrónico anualmente antes del 1 de mayo a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. Sin perjuicio de las funciones que les atribuya la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los distribuidores como gestores de las redes de distribución en las que operan, tendrán las siguientes funciones en el ámbito de las redes que gestionen:

a) Elaborar anualmente las previsiones relativas a la demanda para un horizonte de cuatro años, así como sobre las capacidades y margen de reserva de sus redes de distribución y subestaciones todo ello de acuerdo con los criterios establecidos en los procedimientos de operación de distribución. Dichas previsiones se remitirán antes del 1 de mayo de cada año a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

b) Coordinar con los gestores de las redes de distribución colindantes las actuaciones de maniobra y mantenimiento que se lleven a cabo en el ámbito de las redes que gestionen.

c) Calcular los coeficientes de pérdidas por niveles de tensión y periodos horarios de las redes que gestionen. Los gestores de la red de distribución remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el plazo de un mes desde el cierre de medidas de cada ejercicio un informe que contenga los resultados de dichos cálculos.

d) Conservar durante un mínimo de doce años toda la información derivada del ejercicio de sus funciones a los efectos de este real decreto.

4. Los distribuidores, como gestores de las redes de distribución, tendrán derecho a recabar del operador del sistema y de los agentes que operen en las redes bajo su gestión y en redes dependientes de su operación la información necesaria para el ejercicio de sus funciones.

El procedimiento de solicitud y gestión de la información intercambiada entre los gestores de la red de distribución, el operador del sistema y el resto de agentes se regulará mediante un procedimiento de operación de distribución.

Artículo 6. *Criterios generales de retribución de la actividad de distribución.*

1. La metodología desarrollada en el presente real decreto para la retribución de la actividad de distribución tendrá como finalidad establecer los criterios de remuneración de la construcción, operación y mantenimiento de las redes de distribución, incentivando la mejora continua de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica, mejora de la calidad

de suministro, la reducción de pérdidas y la disminución del fraude, todo ello, con criterios homogéneos para todo el territorio español y al menor coste posible para el sistema eléctrico.

2. La retribución de la actividad de distribución se determinará atendiendo a periodos regulatorios de seis años de duración.

3. Antes del 15 de julio del año anterior al del inicio de cada periodo regulatorio, el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, establecerá el conjunto de parámetros técnicos y económicos que se utilizarán para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución durante todo el periodo regulatorio.

A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, remitirá un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo antes del 15 de mayo del último año de cada periodo regulatorio. Dicho informe incluirá una propuesta del conjunto de parámetros para el cálculo de la retribución de acuerdo a la metodología establecida en el presente real decreto.

Entre los parámetros técnicos y económicos que podrán ser modificados antes del inicio de cada periodo regulatorio en la orden señalada se encontrarán:

a) Las valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento y las vidas útiles de las instalaciones de la red de distribución a que se hace referencia en el artículo 19 del capítulo V. En todo caso la vida útil regulatoria de una instalación y los valores unitarios de inversión a aplicar a una instalación serán los que establezca la orden que fije los valores unitarios de referencia para el periodo en que se obtuvo la autorización de explotación dicha instalación.

b) Los factores de eficiencia y los factores P_{IPC-I} y P_{IPC-OM} que intervienen en los índices de actualización de los valores unitarios de referencia que se recogen en el artículo 19 del capítulo V.

c) Los valores unitarios de referencia que se emplean en el cálculo de la retribución por otras tareas reguladas recogidas en el artículo 13 y a los que se hace referencia en el capítulo V.

d) El factor de eficiencia de la retribución por operación y mantenimiento no ligada a activos eléctricos recogidos en las unidades físicas a que se hace referencia en el artículo 12.1 denominado $\alpha^{i}_{\underset{NI}{O\&M}}$.

La tasa de retribución financiera del activo de distribución con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico, también será un parámetro que podrá ser modificado antes del inicio de cada periodo regulatorio en los términos previstos en el artículo 14.

4. Anualmente, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se establecerá la retribución reconocida a cada distribuidor, que se calculará de acuerdo con lo indicado en el Capítulo III y constará de los términos que se recogen en el artículo 10.2

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia elaborará un informe que contendrá un resumen estadístico de las instalaciones de distribución, del volumen de instalaciones financiadas y cedidas por terceros, del volumen de instalaciones que hayan superado su vida útil regulatoria o que hayan sido cerradas, los niveles de calidad y los niveles de pérdidas de cada una de las empresas distribuidoras, que será remitido al Ministerio de Industria, Energía y Turismo antes del 1 de octubre de cada año.

Artículo 7. *Devengo y cobro de la retribución.*

1. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.8.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el devengo y el cobro de la retribución generado por instalaciones de distribución puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2.

2. Para devengar retribución, las empresas distribuidoras deberán estar inscritas en el Registro Administrativo de Distribuidores del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3. De acuerdo con lo establecido en el artículo 18.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el cobro de dicha retribución se realizará con cargo a las liquidaciones del

ejercicio para el que se haya establecido, aplicándose la misma distribución de cobro que al resto de actividades con retribución regulada.

Artículo 8. *Criterios generales de redes.*

1. **(Anulado).**

2. No obstante lo señalado en el apartado anterior, las líneas de la red de distribución podrán construirse y retribuirse como soterradas en los últimos 500 metros previos a una subestación blindada aun cuando la línea discurriese por suelo rural.

3. A los efectos del presente real decreto, se considerará que una línea está en servicio y por tanto es objeto de retribución cuando dicha instalación cuente con autorización de explotación para la totalidad del tramo que discurre entre dos elementos de corte.

4. En la retribución de las instalaciones de la red de distribución con cargo al sistema eléctrico se considerarán exclusivamente la inversión o los costes de operación y mantenimiento reconocidos por la normativa básica estatal en los términos establecidos en este real decreto.

De acuerdo al artículo 15 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, las empresas a las que aplicaran, en alguna de sus áreas normas específicas sobre redes, unos niveles de calidad superiores a los fijados por la normativa estatal o unos criterios de diseño de redes que supongan unos mayores costes en la actividad de distribución, podrán establecer convenios u otros mecanismos con las Administraciones Públicas para cubrir el sobrecoste ocasionado.

Artículo 9. *Herramientas regulatorias para el cálculo de la retribución.*

1. En los términos previstos en este real decreto, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá emplear las herramientas regulatorias que considere oportuno en el cálculo de los términos y coeficientes de la retribución de la actividad de distribución.

2. En todo caso, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá contar con un Modelo de Red de Referencia como herramienta de apoyo y contraste. Se entenderá por Modelo de Red de Referencia a aquel que determina la red de distribución óptima que es necesaria para enlazar la red de transporte o, en su caso, red de distribución, con los consumidores finales de electricidad y los generadores conectados a sus redes, caracterizados por su ubicación geográfica, su tensión de alimentación y su demanda y/o generación de potencia y energía, todo ello cumpliendo con los requerimientos de calidad establecidos en la normativa básica estatal.

El Modelo de Red de Referencia minimizará los costes de inversión, operación y mantenimiento y las pérdidas técnicas, cumpliendo con los requisitos de calidad de suministro establecidos reglamentariamente por la Administración General del Estado, atendiendo a los criterios de planificación eléctrica que resulten económicamente más eficientes y uniformes en todo el Estado, con los condicionantes físicos propios del mercado a suministrar en cada zona. Dicho modelo, deberá ser capaz de generar la red que enlaza a los consumidores y generadores conectados a las redes de una empresa distribuidora con la red de transporte o, en su caso distribución, de tratar las redes reales de las empresas distribuidoras y de calcular los desarrollos necesarios para alimentar a los nuevos clientes y cargas y evacuar la generación conectada a sus redes.

Las especificaciones y funcionalidades de dicho modelo serán públicas y estarán disponibles para ser consultadas en todo momento en la sede electrónica de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Tanto el código fuente como el programa ejecutable residirán únicamente en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá mantener adaptados los requerimientos de información regulatoria de costes y de inventario de instalaciones a las necesidades impuestas por este real decreto.

CAPÍTULO III

Determinación de la retribución de la actividad de distribución

Artículo 10. *Retribución anual de la actividad de distribución.*

1. El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá anualmente la retribución reconocida a cada distribuidor por la actividad de distribución, que se calculará de acuerdo con lo dispuesto en el presente artículo.

A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, remitirá un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo antes del 1 de octubre de cada año, con la propuesta de retribución para el año siguiente. Dicha propuesta deberá contener la retribución total a percibir por cada una de las empresas con el desglose de la retribución señalado en el apartado 2 del presente artículo.

El informe señalado en el párrafo anterior deberá contener un anexo en formato digital de hoja de cálculo con el desglose de la retribución de cada empresa en los términos señalados en los siguientes apartados del presente artículo. Este anexo digital remitido al Ministerio de Industria, Energía y Turismo tendrá carácter confidencial con el fin de evitar la difusión de información sensible a efectos comerciales.

Asimismo se adjuntará una proyección de la retribución para los próximos seis años de acuerdo con el artículo 13.6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. La retribución de la actividad de distribución reconocida al distribuidor i en el año n por el desempeño de su actividad el año n–2 se determinará mediante la siguiente formulación:

$$R_n^i = R_{n\ Base}^i + R_{n\ NI}^i + ROTD_n^i + Q_n^i + P_n^i + F_n^i$$

; Donde:

$R_{n\ Base}^i$, es el término de retribución base a percibir por la empresa distribuidora i el año n en concepto de retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive y que continúen en servicio el año n–2.

Se denomina año base aquel que transcurre dos años antes al de inicio del primer periodo regulatorio.

$R_{n\ NI}^i$ es el término de retribución por nuevas instalaciones a percibir por la empresa distribuidora i el año n en concepto de retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al año base y que continúen en servicio el año n–2.

$ROTD_n^i$, es el término de retribución por otras tareas reguladas que la empresa distribuidora i ha de percibir el año n, por el desarrollo de dichas tareas el año n–2.

Q_n^i, es el término de incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora i el año n asociado a los indicadores de calidad de suministro obtenidos por la empresa distribuidora i entre los años n–4 a n–2. Dicho incentivo a la calidad se calculará según lo establecido en Capítulo X.

P_n^i, es el término de incentivo o penalización por la reducción de pérdidas repercutido a la empresa distribuidora i el año n asociado al nivel de pérdidas de su red entre los años n–4 a n–2. Dicho incentivo a la reducción de pérdidas se calculará según lo establecido en Capítulo IX.

F_n^i, es el término de incentivo a la reducción del fraude en el sistema eléctrico a la empresa distribuidora i el año n asociada a la reducción del fraude lograda el año n–2. Dicho incentivo a la reducción de fraude se calculará según lo establecido en el Capítulo XI.

3. Si se produjesen transmisiones de activos entre empresas distribuidoras de energía eléctrica, las empresas afectadas deberán comunicarlo previamente al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y solicitar la modificación de la retribución a percibir desde el momento en que se produzca la transmisión de activos aportando la información necesaria para el cálculo de ésta.

La retribución de cada una de las empresas afectadas será establecida por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. En este informe se deberá recoger una propuesta sobre cada uno de los términos retributivos señalados en el apartado anterior, de los valores del inmovilizado correspondientes a los activos transferidos desglosados en la cantidades que se deban a activos puesto en servicio hasta el año base y con posterioridad a éste, así como de las vidas útiles regulatoria y de las vidas útiles residuales de dichos activos.

Artículo 11. *Cálculo de la retribución base.*

1. La retribución base se determinará aplicando la siguiente formulación:

$$« R^{i}_{base} = RI^{i}_{base} + ROM^{i}_{base} »$$

Donde:

R^{i}_{base} , Es la retribución base de la empresa distribuidora i que ésta deberá percibir el primer año del primer periodo regulatorio y que recogerá la retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y continúen en servicio en dicha fecha y sigan siendo titularidad de la empresa i.

RI^{i}_{base} , término de retribución base a la inversión a percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio en concepto de inversión correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y continúen en servicio en dicha fecha sin haber superado su vida útil regulatoria y sigan siendo titularidad de la empresa i.

ROM^{i}_{base} , término de retribución base a la operación y mantenimiento a percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio en concepto de operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúen en servicio en dicha fecha y sigan siendo titularidad de la empresa i.

2. El término de retribución base de la inversión RI^{i}_{base} , de la empresa distribuidora i, se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$RI^{i}_{base} = A^{i}_{base} + RF^{i}_{base}$; Donde:

A^{i}_{base} es el término de retribución base por amortización de la empresa distribuidora i que ésta deberá percibir por ese concepto el primer año del primer periodo regulatorio. Se evaluará como la amortización lineal del inmovilizado base bruto de la empresa i correspondiente a sus instalaciones de distribución de acuerdo con la siguiente expresión:

$$A^{i}_{base} = \frac{IBR^{i}_{base}}{VU^{i}_{base}}$$

; siendo:

VU^{i}_{base} Vida útil regulatoria media de las instalaciones de la empresa distribuidora i a 31 de diciembre del año base.

IBR^{i}_{base} Es el inmovilizado base bruto de la empresa distribuidora i con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico el primer año del primer periodo regulatorio derivado de las instalaciones que se encuentran en servicio el año base y no hayan superado su vida

útil regulatoria. En el cálculo de este valor sólo se considerarán aquellas instalaciones que no hayan superado su vida útil regulatoria a 31 de diciembre del año base.

El cálculo del valor de, IBR^{i}_{base} , recogido en el presente apartado sólo será efectuado para el primer año del primer periodo regulatorio en que sea de aplicación el presente real decreto, siendo el valor resultante el empleado para los cálculos de retribución a la inversión que seguidamente se detallan durante la vida residual de los activos.

Este término se calculará como.

$IBAT^{i}_{base}$ es el valor del inmovilizado base bruto para instalaciones de tensión superior a 1 kV resultante de valorar el inventario auditado de instalaciones de alta tensión que se encuentren en servicio el año base, empleando los valores unitarios de inversión a que hace referencia el Capítulo V.

$$IBAT^{i}_{base} = kinm_{i-AT} \cdot \sum_{\substack{\forall instalacion\ j \\ de\ AT\ de\ la\ empresa\ i \\ que\ no\ ha\ sup erado \\ la\ vida\ regulatoria}} UF^{j}_{AT} \cdot VUinv^{j}$$

; Donde:

UF^{j}_{AT} Son las unidades físicas de la instalación de alta tensión j que se encuentra en servicio el año base. A los efectos retributivos del presente real decreto, los centros de transformación se considerarán como instalaciones de alta tensión.

$VUinv^{j}$ Valor unitario de referencia de inversión para una instalación de igual tipología a la j, actualizado al año base.

$kinm_{i-AT}$ Es el coeficiente de eficiencia de la inversión para instalaciones de alta tensión y reflejará en cuanto se ajusta para la empresa i el inventario real de instalaciones mayores de 1 kV al inventario que debería tener una empresa eficiente que distribuyera energía eléctrica en un mercado similar. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.

$IBBT^{i}_{base}$ es el valor del inmovilizado bruto para instalaciones de tensión menor o igual a 1 kV resultante de valorar el inventario auditado de instalaciones que se encuentren en servicio el año base, empleando los valores unitarios de inversión a que hace referencia el Capítulo V.

$$IBBT^{i}_{base} = kinm_{i-BT} \cdot \sum_{\substack{\forall instalacion\ j \\ de\ BT\ de\ la\ empresa\ i \\ que\ no\ ha\ sup erado \\ la\ vida\ regulatoria}} UF^{j}_{BT} \cdot VUinv^{j}$$

; Donde:

UF^{j}_{BT} Son las unidades físicas de la instalación de baja tensión j que se encuentra en servicio el año base.

$VUinv^{j}$ Valor unitario de referencia de inversión para una instalación de igual tipología a la j, actualizado al año base.

$kinm_{i-BT}$ Es el coeficiente de eficiencia de la inversión para instalaciones de baja tensión y reflejará en cuanto se ajusta el inventario real de instalaciones de tensión menor o igual a 1 kV de la empresa i al inventario que debería tener una empresa eficiente que distribuyera energía eléctrica en ese mercado. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.

Para las empresas que no aporten el inventario auditado de instalaciones en baja tensión, en su totalidad o si éste no dispone de un grado muy elevado de fiabilidad antes del 1 de mayo del año previo al de inicio del primer periodo regulatorio, de acuerdo con los requisitos que al efecto establezca la Dirección General de Política Energética y Minas a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se tomarán como instalaciones de baja tensión aquellas que resulten del empleo de las herramientas regulatorias a que se hace referencia en el artículo 9.

En el cálculo de los términos *IBAT* $^{i}_{base}$ y de *IBBT* $^{i}_{base}$, se valorarán a coste de reposición y por tanto tomando como valor unitario de inversión el correspondiente al año base.

IBO $^{i}_{base}$ Es el valor del inmovilizado bruto el año base, de otros activos necesarios para el ejercicio de la actividad de distribución distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Su valor y el de su vida útil serán propuestos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.

λ^{i}_{base} Coeficiente en base uno que refleja para la empresa i el complemento a uno del volumen de instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base, que han sido financiadas y cedidas por terceros y el volumen de ayudas públicas recibido por cada una de las empresas. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.

FRRI $^{i}_{base}$; Factor de retardo retributivo derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de las instalaciones puestas en servicio desde el año 2011 por la empresa i y el inicio del devengo de retribución por inversión.

Este valor se calculará como:

$$FRRI^{i}_{base} = \varphi^{i}_{2011\rightarrow base} \cdot (1 + TRF_{Base})^{tr_{2011\rightarrow base}} + \left(1 - \varphi^{i}_{2011\rightarrow base}\right) \cdot (1 + TRF_{Base})^{tr_{pre-2011}}$$

donde:

TRF_{Base} es la tasa de retribución financiera a aplicar al inmovilizado durante el primer periodo regulatorio.

$tr_{pre-2011}$ es el tiempo de retardo retributivo de la inversión de las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 2011. Este factor será la media de tiempo transcurrido entre la autorización de explotación de la instalación y el comienzo de devengo de retribución y tomará un valor de 0,5 para las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 2011.

«$tr_{2011\rightarrow base}$ es el tiempo de retardo retributivo de la inversión de las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero del año 2011 hasta el año base. Este factor será la media de tiempo transcurrido entre la autorización de explotación de la instalación y el comienzo de devengo de retribución y tomará un valor de 1,5 para las instalaciones puestas en servicio desde el año 2011 hasta el año base.

$\varphi^{i}_{2011\rightarrow base}$ factor que recoge la proporción entre el inmovilizado debido a instalaciones han sido puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre del año base respecto del total de instalaciones de la empresa i que se encuentran en servicio el 31 de diciembre del año base. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.

RF $^{i}_{base}$; Es el término de retribución financiera del activo neto de la empresa distribuidora i que ésta deberá percibir por ese concepto el primer año del primer periodo regulatorio correspondiente a las instalaciones propiedad de la empresa distribuidora i que han sido puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúan en servicio dicho año. Este término se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$RF^{i}_{base} = IN^{i}_{base} \cdot TRF_{Base}$; Donde:

IN $^{i}_{base}$ es el inmovilizado base neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de la empresa distribuidora i asociado a las instalaciones que se encuentran en servicio el año base. Este valor se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

Donde VR^{i}_{base} Es la vida residual promedio a 31 de diciembre del año base de las instalaciones de la empresa distribuidora i que no hayan superado su vida útil regulatoria dicho año base. Para el cálculo de este valor se tomará la vida útil residual de las instalaciones de cada una de las empresas. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.

VU^{i}_{base} Vida útil regulatoria media de las instalaciones de la empresa distribuidora i a 31 de diciembre del año base.

TRF_{Base} es la tasa de retribución financiera a aplicar al inmovilizado durante el primer periodo regulatorio.

3. El término de retribución base por operación y mantenimiento para la empresa distribuidora i, ROM_{base}^{i}, se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$ROM^{i}_{base} = \left(ROMAT^{i}_{base} + ROMBT^{i}_{base} + ROMNLAE^{i}_{base} \cdot \alpha^{j}_{\substack{O\&M \\ base}} \right) \cdot FRROM^{i}_{base}$$

;

Donde:

$ROMAT^{i}_{base}$; Es el término de retribución base por operación y mantenimiento de instalaciones de alta tensión que la empresa distribuidora i ha de percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio derivado de la operación y mantenimiento de las instalaciones de alta tensión que se encuentran en servicio en el año base. El importe de dicha retribución se determinará aplicando al inventario auditado de instalaciones de tensión superior a 1 kV los valores unitarios de operación y mantenimiento a que hace referencia el Capítulo V.

$$ROMAT^{i}_{base} = kinm_{i-AT} \cdot \sum_{\substack{\forall \text{ instalacion } j \\ \text{de AT de la empresa } i}} UF^{j}_{AT} \cdot VU^{j}{}_{O\&M}$$

; Donde:

UF^{j}_{AT} Son las unidades físicas de la instalación j de alta tensión que se encuentra en servicio el año base.

$VU^{j}_{O\&M}$ Valor unitario de referencia de operación y mantenimiento para una instalación de igual tipología a la j, actualizado al año base.

$kinm_{i-AT}$ Es el coeficiente de eficiencia de la inversión para instalaciones de alta tensión

$ROMBT^{i}_{base}$; Es el término de retribución base por operación y mantenimiento de instalaciones de baja tensión que la empresa distribuidora i ha de percibir el año de inicio del primer periodo regulatorio derivado de la operación y mantenimiento de las instalaciones de baja tensión que se encuentran en servicio el año base. El importe de dicha retribución se determinará aplicando al inventario auditado de instalaciones de tensión menor o igual a 1 kV los valores unitarios de operación y mantenimiento a que hace referencia el Capítulo V. Para las empresas que no aporten el inventario de instalaciones en baja tensión antes del inicio del primer periodo regulatorio se tomarán como instalaciones de baja tensión aquellas que resulten del empleo de las herramientas regulatorias a que se hace referencia en el artículo 9.

$$ROMBT^{i}_{base} = kinm_{i-BT} \cdot \sum_{\substack{\forall \text{ instalacion } j \\ \text{de BT de la empresa } i}} UF^{j}_{BT} \cdot VU^{j}{}_{O\&M}$$

; Donde:

UF^{j}_{BT} Son las unidades físicas de la instalación de baja tensión j que cuenten con autorización de explotación antes del 31 de diciembre del año base.

$VU^{j}_{O\&M}$ Valor unitario de referencia de operación y mantenimiento para una instalación de igual tipología a la j, actualizado al año base.

$kinm_{i-BT}$ Es el coeficiente de eficiencia de la inversión para instalaciones de baja tensión

$ROMNLAE\ ^{i}_{base}$; Es término de retribución base por operación y mantenimiento que la empresa distribuidora i percibe el primer año del primer periodo regulatorio, asociado a la labor de mantenimiento realizada el año base que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Esta retribución se calculará apoyándose en la información regulatoria de costes. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.

$\alpha^{i}_{O\&M\ base}$ Factor de eficiencia de la operación y mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el primer año del primer periodo regulatorio.

$FRROM\ ^{i}_{base}$; Factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio desde el año 2011 por la empresa i y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento.

Este valor se calculará como:

$$FRROM^{i}_{base} = \varphi^{i}_{2011\rightarrow \text{base}} \cdot (1 + TRF_{APS})^{tr_{base\,OM}} + \left(1 - \varphi^{i}_{2011\rightarrow \text{base}}\right)$$

; donde:

TRF_{APS} ; es la tasa de retribución financiera del primer periodo regulatorio.

tr_{base_OM} ; es el tiempo de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero del año 2011 hasta el año base. Este factor tomará un valor de 1 para las instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011.

$\varphi\ ^{i}_{2011\rightarrow \text{base}}$; factor que recoge la proporción entre el inmovilizado debido a instalaciones han sido puestas en servicio desde el 1 de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre del año base respecto del total de instalaciones de la empresa i que se encuentran en servicio el 31 de diciembre del año base.

El cálculo del valor $ROM\ ^{i}_{base}$, recogido en el presente apartado sólo será efectuado para el primer año del primer periodo regulatorio en que sea de aplicación el presente real decreto.

4. El término $R^{i}_{n\ Base}$, de retribución base a percibir por la empresa distribuidora i el año n en concepto de retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio hasta el año base inclusive y que continúen en servicio el año n–2, tomará el valor de $R\ ^{i}_{base}$ para el primer año del primer periodo regulatorio:

Para los siguientes años:

$$« R^{i}_{base\ n} = RI^{i}_{base\ n} + ROM^{i}_{base\ n} »$$

donde:

$RI^{i}_{base\ n}$, es el término de retribución base por inversión a percibir el año n por la empresa distribuidora i derivado de la retribución por inversión correspondiente a todas las

instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base. Este término se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$RI^{i}_{base\ n} = A^{i}_{base\ n} + RF^{i}_{base\ n}$$

; donde:

$A^{i}_{base\ n}$ es el término de retribución base por amortización de la empresa distribuidora i el año n. Se evaluará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$A^{i}_{base\ n} = \frac{IBR^{i}_{base\ n}}{VU^{i}_{base}}$$

; siendo:

$IBR^{i}_{base\ n}$ Es el inmovilizado base bruto de la empresa distribuidora i con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico el primer año del primer periodo regulatorio derivado de las instalaciones que se encuentran en servicio el año base calculado en el apartado 2 del presente artículo.

Si en la información aportada anualmente por la empresa distribuidora i de acuerdo a lo establecido en el artículo 31, se produjese un ritmo de cierre de instalaciones puestas en servicio con anterioridad al año base por un valor superior al doble del término A^{i}_{base} definido en el apartado 2 del presente artículo se efectuará un nuevo cálculo para la determinación término $IBR^{i}_{base\ n}$. En la realización de este nuevo cálculo para los activos que se encuentran en servicio el año n–2 y que fueron puestos en servicio con anterioridad al año base se emplearán la metodología y los parámetros recogidos en el apartado 2 actualizados al año base.

$RF^{i}_{base\ n}$; Es el término de retribución financiera del activo neto correspondiente a las instalaciones propiedad de la empresa distribuidora i que fueron puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúan en servicio y siendo titularidad de dicha empresa el año n–2.

$$RF^{i}_{base\ n} = IN^{i}_{base\ n} \cdot TRF_{n}$$

; Donde:

IN^{i}_{base} es el inmovilizado base neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de la empresa distribuidora i asociado a las instalaciones que fueron puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúan en servicio y siendo titularidad de dicha empresa el año n–2. Este valor se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

Donde VR^{i}_{n-2} Es la vida residual de las instalaciones de la empresa distribuidora i el año n–2. Este término se calculará como:

$VR^{i}_{n-2} = VR^{i}_{base} - k$; donde:

VR^{i}_{base} Es la vida residual de las instalaciones de la empresa distribuidora i a 31 de diciembre del año base.

k; es el número de años transcurridos desde el año base hasta el año n–2.

TRF_n es la tasa de retribución financiera a aplicar al inmovilizado el año n calculada de acuerdo al artículo 14.

$RI^{i}_{base\ n}$

En todo caso, el término tomará un valor nulo cuando el valor de k sea igual o superior al de VR^{i} .

$ROM^{i}_{Base\ n}$

b) es el término de retribución base por operación y mantenimiento a percibir el año n por la empresa distribuidora i derivado las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que continúan en servicio y siendo titularidad de la empresa i el año n–2.

Esta retribución se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

ROM^{i}_{n-1} Es la retribución por operación y mantenimiento base reconocida por la actividad de distribución a la empresa distribuidora i en el año n–1 asociada a las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que aún continúan en servicio el año n–3.

$\Delta ROM^{i}_{cierre\ n-3}$ Es la retribución por operación y mantenimiento asociada a las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base y que a lo largo del año n–3 han dejado de estar en servicio o han dejado de ser titularidad de la empresa distribuidora i.

$IAOM_n$, es índice de actualización de operación y mantenimiento vinculado a los índices de precios de consumo y de precios industriales de bienes de equipo del año n–2 que se calculará según la fórmula expresada en el Capítulo V.

Artículo 12. *Cálculo del término de retribución por inversión y por operación y mantenimiento correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al año base.*

$R^{i}_{n\ NI}$

1. El término de retribución, , que recogerá la retribución por inversión y por operación y mantenimiento que recibe la empresa i el año n correspondiente a todas las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al año base y que continúan en servicio y siendo titularidad de dicha empresa el año n–2, se determinará aplicando la siguiente formulación:

$$R^{i}_{n\ NI} = \sum_{\substack{\forall\ instalacion\ j \\ de\ de la empresa\ i}} R^{j}_{n} + ROMNLAE^{i}_{n\ NI} \cdot \alpha^{i}_{O\&M\ NI}$$

; donde

R^{j}_{n} es la retribución a percibir por el elemento de inmovilizado j de la red de distribución de la empresa i, en el año n por estar en servicio el año n–2. En todo caso el elemento de inmovilizado j deberá haber sido puesto en servicio con posterioridad al año base.

Este valor se calculará como:

$R^{j}_{n} = RI^{j}_{n} + ROM^{j}_{n}$; donde

RI^{j}_{n} : Retribución de inversión del elemento de inmovilizado j en el año n por el hecho de estar en servicio el año n–2 y no haber superado su vida útil regulatoria.

ROM^{j}_{n} : Retribución de operación y mantenimiento del elemento de inmovilizado j en el año n por el hecho de estar en servicio el año n–2

$ROMNLAE^{i}_{n}$; Es término de retribución por operación y mantenimiento que la empresa distribuidora i percibe el año n, asociado a la labor de mantenimiento realizada el año n–2 $ROM^{i}_{Base\ n}$ que no está retribuida en el término ni está directamente ligada ni retribuida en la retribución a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas.

Esta retribución se calculará apoyándose en la información regulatoria de costes. Su valor será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución para cada una de las empresas.

$\alpha^{i}_{O\&M\ NI}$ Factor de eficiencia de la operación y mantenimiento que no está directamente ligada a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas.

2. La retribución a la inversión de una instalación de la red de distribución se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$RI^{j}_{n} = A^{j}_{n} + RF^{j}_{n}$; donde:

A^{j}_{n} : Retribución por amortización de la inversión del elemento de inmovilizado j en el año n.

La retribución por amortización de la inversión de la instalación j, se obtendrá a partir de los valores de inversión, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$A^{j}_{n} = \frac{VI^{j}}{VU^{j}}$:

Donde:

VI^{j} : Valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j de acuerdo al apartado 3 del presente artículo.

VU^{j} : Vida útil regulatoria de la instalación j expresada en años. Con carácter general tomará un valor de 40 años salvo que en la orden en la que se fijen los valores unitarios de referencia a que se hace referencia en el Capítulo V se disponga otro valor específicamente para ese tipo de instalación o activo. Los despachos de maniobra con carácter general tendrán una vida útil regulatoria de 12 años. La vida útil regulatoria de una instalación será aquella que establezca la orden en la que se fijen los de valores unitarios de referencia que le sea de aplicación en el momento concesión de la autorización de explotación para una instalación de igual tipología.

RF^{j}_{n} : Retribución financiera de la inversión de la instalación j en el año n. Este término se calculará cada año n aplicando la tasa de retribución al valor neto de la inversión, conforme a la siguiente formulación:

$RF^{j}_{n} = VN^{j}_{n} \cdot TRF_{n}$; Donde:

TRF_{n} es la tasa de retribución financiera a aplicar a la instalación j durante el año n del periodo regulatorio calculada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 14.

VN^{j}_{n} : Valor neto de la inversión de la instalación j con derecho a retribución a cargo del sistema el año n. Este término se calculará como:

Donde k es el número de años transcurridos desde la concesión de la autorización de explotación.

3. El valor de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema del elemento j puesto en servicio por la empresa i el año n–2, VI^{j} se calculará como:

a) Para los activos con derecho a retribución a cargo del sistema cuya tipología se encuentre recogida en los valores unitarios de referencia:

$$VI^{j} = \left(\left(VI_{n-2}^{j,real} + \frac{1}{2}\cdot\left(VI_{n-2}^{j,valores\ unitarios} - VI_{n-2}^{j,real}\right)\right)\cdot\delta_{j} - AY^{j}\right)\cdot FRRI_{n-2}^{j}\ ;$$

; donde:

δ_j es un coeficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión de dicha instalación financiado y cedido por terceros.

AY ^{j} ; valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido.

$VI_{n-2}^{j,real}$; valor real auditado de inversión de la instalación j con autorización de explotación del año n–2.

$VI_{n-2}^{j,valores\ unitarios}$; valor de la inversión de la instalación j con autorización de explotación del año n–2 calculado empleando los valores unitarios de referencia señalados en el Capítulo V.

FRRI $^{j}_{n-2}$; Factor de retardo retributivo de la inversión de la instalación j concesión de la autorización de explotación del año n–2. Factor derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por inversión.

Este valor se calculará como:

$$FRRI_{n-2}^{j} = (1 + TRF_{APS})^{tr_j}$$

; donde:

TRF_{APS} ; es la tasa de retribución financiera en vigor el año de concesión de la autorización de explotación de la instalación j.

tr_j ; es el tiempo de retardo retributivo de inversión de la instalación j. Este parámetro tomará un valor de 1,5.

Este cálculo se realizará tanto si la diferencia $\left(VI_{n-2}^{j,valores\ unitarios} - VI_{n-2}^{j,real}\right)$ es positiva como si fuera negativa.

En caso de que se cumpla que $\left(\frac{VI_{n-2}^{j,valores\ unitarios} - VI_{n-2}^{j,real}}{VI_{n-2}^{j,real}}\right) < -0{,}15$, se deberá aportar un informe técnico acompañado de una declaración responsable de la empresa distribuidora que justifique los motivos técnicos y económicos por los que los costes incurridos son superiores a los valores unitarios de referencia por sus especiales características y/o problemáticas. Para actuaciones de tensión superior a 36 kV la documentación anterior deberá ser sustituida por una auditoría técnica.

En ningún caso la cuantía a sumar al valor real auditado de inversión, es decir $\frac{1}{2}\cdot\left(VI_{n-2}^{j,valores\ unitarios} - VI_{n-2}^{j,real}\right)$, en ningún caso podrá ser superior al 12,5 por ciento de dicho valor auditado.

b) Para los activos con derecho a retribución a cargo del sistema distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas. Este valor se obtendrá de la información auditada presentada por las empresas distribuidoras, y se calculará como:

« $VI^{j} = (VI_{n-2}^{j,real}\cdot\delta_{j} - AY^{j})\cdot FRRI_{n-2}^{j}$ »

Su valor así como el de su vida útil serán propuestos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la Dirección General de Política Energética y Minas y remitido junto a la propuesta de retribución efectuada para el año n.

Para el cálculo de los valores de inversión reales auditados, se descontarán aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución y aquellos tributos a los que se hace referencia en el artículo 16.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Aquellas instalaciones que deban ser construidas o financiadas por consumidores o productores de energía eléctrica y hayan sido o hubieran debido ser cedidas o financiadas de acuerdo a la normativa estatal a la red de distribución, sólo percibirán retribución en concepto de operación y mantenimiento, considerándose nulo su valor de inversión a efectos retributivos.

Una vez establecido el valor de inversión con derecho a retribución de la instalación j, este no podrá ser modificado durante toda la vida de la instalación.

4. La retribución en concepto de operación y mantenimiento a percibir por la instalación j el año n como consecuencia de haber estado en servicio el año n–2, ROM^{j}_{n} será la resultante de aplicar el valor unitario de operación y mantenimiento a la instalación j. Este valor se calculará de acuerdo a la expresión:

$$ROM^{j}_{n} = \left(VU^{j}_{O\&M\ n-2} \cdot UF_{j}\right) \cdot FRROM_{n-2};$$

Donde:

$VU^{j}_{O\&M\ n-2}$; Valor unitario de referencia de operación y mantenimiento para una instalación de igual tipología a la de la instalación j, actualizado al año n–2.

UF_{j} ; unidades físicas de la instalación j.

$FRROM_{n-2}$; Factor de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j con autorización de explotación del año n–2. Factor derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por operación y mantenimiento. Este valor se calculará como:

$$FRROM_{n-2} = (1 + TRF_{n-2})^{tr_om_{j}}$$

; donde:

TRF_{n-2} ; es la tasa de retribución financiera del año n–2.

tr_om_{j} ; es el tiempo de retardo retributivo de la operación y mantenimiento de la instalación j expresado en años. Este parámetro tomará como valor uno.

Los valores unitarios de referencia anuales a aplicar en concepto de retribución por operación y mantenimiento a la instalación j, serán los recogidos en la orden ministerial a que se hace referencia en el Capítulo V.

Las instalaciones que cesen su operación de forma definitiva en el año n–2 percibirán el año n en concepto de operación y mantenimiento la parte proporcional al número de días que hubieran estado en servicio dicho año dejando de percibir retribución a partir de ese momento.

Asimismo, las empresas que pongan en servicio instalaciones en el año n–2, percibirán en concepto de operación y mantenimiento el año n la parte proporcional al número de días que hubieran estado en servicio el año n–2.

5. Para la determinación del valor de VI^{j}, RI^{j}_{n} y ROM^{j}_{n} correspondiente a líneas de baja tensión puestas en servicio el año n–2, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá realizar agrupaciones de instalaciones por familias. A tal efecto,

a) Se definirán tantas familias como instalaciones tipo que sean líneas de baja tensión se recojan en la orden que fije los valores unitarios de referencia señalados en el capítulo V.

b) Se considerarán como integrantes de una familia de líneas de baja tensión de una tipología determinada el año n, a todas las instalaciones puestas en servicio el año n–2 que tengan las mismas características técnicas de la instalación tipo que sirvió para la definición de dicha familia.

Si se realizarán las agrupaciones anteriormente señaladas, las limitaciones y las exigencias de auditorías técnicas establecidas en los dos últimos párrafos del apartado 12.3.a para líneas de baja tensión se aplicarán sobre las agrupaciones de instalaciones por familias.

No obstante lo anterior, si antes del final de la vida útil se produjeran bajas de instalaciones que estuvieran incluidas en una agrupación, se dejará de devengar la retribución correspondiente a las instalaciones individuales que hubieran causado baja.

Artículo 13. *Cálculo del término de retribución por otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras.*

El término denominado ROTD $^{i}_{n}$ de retribución base percibida el año n por otras tareas reguladas desarrolladas por la empresa distribuidora i el año n–2. Este término se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\mathrm{ROTD}_n^i = \left(\mathrm{RL}_n^i + \mathrm{RC}_n^i + \mathrm{RT}_n^i + \mathrm{RP}_n^i + \mathrm{RE}_n^i + \mathrm{RTA}_n^i\right) \cdot FRROM_{n-2}$$

; donde:

FRROM $_{n–2}$; es el término definido en el artículo anterior.

RL $^{i}_{n}$; Retribución por la lectura de contadores y equipos de medida de los clientes conectados a sus redes percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año n–2. Esta retribución se calculará por aplicación de los valores unitarios de referencia por cliente que se determinarán a partir de los importes auditados declarados por las empresas distribuidoras en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial en los mismos. En el caso de que quede demostrada la existencia de incumplimiento del deber de lectura por parte del distribuidor a un cliente j, o de que ésta no se ajuste a las obligaciones establecidas por la normativa de aplicación, la retribución a percibir por la empresa distribuidora i por la lectura del cliente j se reducirá en un 50%.

RC $^{i}_{n}$; Retribución por las tareas asociadas a la contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año n–2. Esta retribución se calculará por aplicación de los valores unitarios de referencia por cliente que se determinarán a partir de los importes auditados declarados por las empresas distribuidoras en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial en los mismos.

RT $^{i}_{n}$; Retribución por las tareas asociadas a la atención telefónica a los clientes conectados a sus redes percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año n–2. Esta retribución se calculará a partir de unos valores unitarios de referencia por cliente que se determinarán a partir de los importes auditados declarados por las empresas distribuidoras en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial en los mismos.

RP $^{i}_{n}$; Retribución por tareas de planificación percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año n–2. Su importe se determinará a partir de los importes auditados declarados por las empresas distribuidoras en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial en los mismos y que refleje los costes de planificación de una empresa modelo eficiente.

RE $^{i}_{n}$; Retribución por costes de estructura de la empresa de distribución eficiente percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año n–2. Su importe se determinará a partir de los importes auditados declarados por las empresas distribuidoras en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados por un factor que introduzca competencia referencial en los mismos y que refleje los costes de estructura de una empresa modelo eficiente.

RTA $^{i}_{n}$; Retribución en concepto de Tasas de ocupación de la vía pública percibida por la empresa distribuidora i el año n derivada de tasas satisfechas por dicha empresa del año n–2.

No podrán computarse en concepto de retribución por otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras los costes ocasionados por sentencias judiciales, sanciones u otros costes debidos a requisitos que no hayan sido exigidos por la normativa estatal.

Artículo 14. *Tasa de retribución financiera del activo de distribución con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico.*

1. La tasa de retribución financiera del activo de distribución con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico se calculará como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al de inicio del periodo regulatorio incrementada en un diferencial.

2. Antes del comienzo del siguiente período regulatorio podrá modificarse la tasa de retribución financiera de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.4 de la citada ley.

A tal efecto, antes del 1 de enero del último año del período regulatorio correspondiente, el Ministro de Industria, Energía y Turismo, elevará al Consejo de Ministros un anteproyecto de ley en el que se recogerá una propuesta del valor que tomará el diferencial señalado en el apartado anterior en el periodo regulatorio siguiente.

Para fijar este valor, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá recabar informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que deberá emitirse antes del 1 de julio del penúltimo año del periodo regulatorio correspondiente, así como contratar los servicios de una entidad especializada.

Asimismo, y antes del 1 de marzo del penúltimo año del periodo regulatorio correspondiente, los interesados podrán remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo de forma detallada y motivada una propuesta que deberá incluir una cuantificación numérica del resultado de la misma con los datos conocidos en ese momento, indicando qué información es estimada o supuesta y cuál se deriva de datos reales auditados de la empresa proponente o del sector.

3. De conformidad con lo previsto en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, para la determinación de la propuesta del valor que tomará el diferencial se atenderá a los siguientes criterios:

a) Retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo considerando la situación financiera del sistema eléctrico y la situación cíclica de la economía española.

b) Coste de financiación de las empresas de distribuidoras comparables eficientes y bien gestionadas de España y de la Unión Europea.

c) Necesidades de inversión del siguiente periodo regulatorio de acuerdo a las estimaciones de evolución de la demanda

En ningún caso, la variación de la tasa de retribución financiera empleada entre dos años consecutivos podrá ser superior en valor absoluto a 50 puntos básicos. En el caso de que se produjera una variación superior, la propuesta de cambio del valor en la tasa de retribución se efectuará en el número de años que resulte necesario a fin de no superar dicho límite.

Artículo 15. *Extensión de la vida útil de las instalaciones de la red de distribución.*

1. Una vez finalizada la vida útil regulatoria de la instalación de distribución, la retribución devengada por dicha instalación en concepto de retribución por inversión será nula.

2. La retribución por operación y mantenimiento de la instalación j el año n, ROM^{j}_{n}, será la que le corresponda de acuerdo a la formulación de los artículos 11 y 12 multiplicada por un coeficiente de extensión de vida útil denominado μ^{j}_{n} . Esta parámetro tomará los siguientes valores:

a) Durante los cinco primeros años en que se haya superado la vida útil regulatoria de la instalación $\mu^{j}_{n} = 1{,}15$.

b) Cuando la instalación haya superado su vida útil regulatoria entre 6 y 10 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será:

$\mu^{j}_{n} = 1{,}15 + 0{,}01 \cdot (x - 5)$; donde:

x es el número de años que la instalación ha superado su vida útil regulatoria.

c) Cuando la instalación haya superado su vida útil regulatoria entre 11 y 15 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será:

$\mu^{j}_{n} = 1{,}20 + 0{,}02 \cdot (x - 10)$; donde:

x es el número de años que la instalación ha superado su vida útil regulatoria.

d) Cuando la instalación haya superado su vida útil regulatoria en más de 15 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será:

$\mu^{j}_{n} = 1{,}30 + 0{,}03 \cdot (x - 15)$; donde:

x es el número de años que la instalación ha superado su vida útil regulatoria.

El parámetro μ^{j}_{n} no podrá tomar un valor superior a 2.

3. Se considerará que las instalaciones incluidas dentro de la retribución base de la empresa distribuidora i han superado su vida útil regulatoria cuando haya transcurrido desde el primer año del primer periodo regulatorio un número de años superior a su vida residual promedio base VR^{i}_{base} , definida en el artículo 11.

Desde ese momento les será de aplicación dicha extensión de vida útil a cada una de las instalaciones que continúen en servicio. A estos efectos, el cómputo de los años comenzará a realizarse a partir del año en que la vida residual para el conjunto de instalaciones sea nula.

CAPÍTULO IV

Planes de inversión

Artículo 16. *Planes de inversión y autorización del volumen de inversión.*

1. El volumen anual de inversión de la red de distribución de energía eléctrica puesto en servicio el año n con derecho a retribución a cargo del sistema el año n+2 no podrá superar al 0,13 por ciento del producto interior bruto de España previsto por el Ministerio de Economía y Competitividad para el año n.

En el caso de que se produjeran hechos imprevistos o causas económicas y técnicas imprevistas, este volumen máximo de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema podrá ser modificado al alza o a la baja por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. A estos efectos tendrán tal consideración:

a) Crecimientos anuales de la demanda total del sistema durante más de tres años consecutivos superiores en un cien por cien a los previstos en la planificación del sistema.

b) Crecimientos de la demanda durante más de dos años consecutivos inferiores en un cincuenta por ciento a los previstos en la planificación del sistema.

c) Crecimientos en el Producto Interior Bruto durante más de dos años consecutivos superiores o inferiores en un cincuenta por ciento a los previstos por el Ministerio de Economía y Competitividad.

2. El volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema el año n+2 derivado de las instalaciones que se prevé poner en servicio el año n la empresa i recogido en el plan de inversión de la empresa distribuidora i para dicho año, no podrá superar el producto entre el volumen máximo sectorial recogido en el párrafo anterior y el coeficiente resultante entre la división de la retribución aprobada para el año n–1 de la empresa i y la de la totalidad de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

A los efectos previstos en las limitaciones del volumen máximo de inversión permitido a la empresa i no se computarán las compras de activos de distribución pertenecientes a otra empresa distribuidora si éstos ya estaban siendo retribuidos por el sistema.

3. El volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema el año n+2 recogido en el plan de inversiones de la empresa i, que recoge las instalaciones que se prevé poner en servicio en el año n y que es presentado ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo el año n–1, sólo podrá superarse y ser retribuido con cargo al sistema en el caso de que el crecimiento de la demanda previsto para dicha empresa fuese tres veces

superior al previsto en la planificación para el conjunto del sector eléctrico en el dicho año n, o en aquellos casos en los que una sola de las actuaciones previstas cuya retribución corresponda al sistema, valorada empleando los valores unitarios de inversión a que se hace referencia en el capítulo V, por si misma suponga una cuantía superior al 50 por ciento del límite de inversión establecido para dicha empresa.

4. A los efectos de la determinación de su retribución, y de acuerdo con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los titulares de redes de distribución de energía eléctrica, antes del 1 de mayo del año n–1 deberán solicitar a la Secretaría de Estado de Energía la aprobación de sus planes de inversión anuales correspondientes al año n y los plurianuales correspondientes al periodo de 3 años comprendido entre el año n y n+2.

A tal efecto, las empresas titulares de las redes de distribución de energía eléctrica remitirán los planes de inversión en formato electrónico además de a la Secretaría de Estado de Energía, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Estos planes de inversión deberán acompañarse de una solicitud a la Secretaría de Estado para su aprobación, de los informes de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla respecto de las inversiones previstas en su territorio cuya autorización sea de su competencia y de una valoración del volumen de inversión previsto de acuerdo a la formulación recogida en el apartado 10 del presente artículo.

Con carácter previo, antes del 1 de marzo del año n–1 las empresas distribuidoras deberán presentar a las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla el contenido de sus planes de inversión en lo relativo a las inversiones previstas en su territorio cuya autorización sea de su competencia, las cuales deberán evacuar informe antes del 1 de mayo del año n–1.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, remitirá a la Secretaría de Estado de Energía antes del 15 de julio del año n–1 un informe con un análisis para el conjunto del sector y para cada una de las empresas de los planes de inversión presentados. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su informe recogerá para cada una de las empresas y para el conjunto del sector una propuesta del volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema para el año n+2 que se deriva de los planes presentados por las empresas por las instalaciones que prevén poner en servicio el año n, así como del volumen máximo de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia notificará de manera individualizada a cada una de las empresas el resultado del análisis de sus planes de inversión.

5. La Secretaría de Estado de Energía resolverá, y notificará a las empresas y Comunidades y Ciudades Autónomas afectadas antes del 1 de octubre del año n–1. La resolución de aprobación de dichos planes deberá contener la cuantía máxima del volumen de inversión a ejecutar el año n, ligado a la retribución que podrá ser reconocida a la empresa el año n+2, todo ello de acuerdo con los niveles calidad exigidos por la normativa básica estatal.

Para que la resolución señalada en el párrafo anterior sea aprobatoria se deberán cumplir las siguientes condiciones:

– No se deberá superar el volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema, excepción hecha de los supuestos previstos en el artículo 16.3.

– Deberá contar con informe favorable de todas las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla afectadas respecto de las inversiones previstas en su territorio cuya autorización sea de su competencia.

En ningún caso, excepción hecha de los supuestos previstos en el artículo 16.3, se podrá realizar una aprobación total o parcial de un plan de inversiones que supere el volumen máximo de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la empresa i.

6. Si la resolución recogida en el apartado anterior no hubiera sido aprobatoria o hubiera recogido observaciones o impuesto modificaciones en los planes propuestos, las empresas afectadas deberán remitir a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados, a la Competencia antes del 1 de noviembre de dicho año n–1 una nueva propuesta de planes de inversión.

Con carácter previo, antes del 10 de octubre del año n–1 las empresas distribuidoras deberán presentar a las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla el contenido de sus nuevos planes de inversión en lo relativo a las inversiones previstas en su territorio cuya autorización sea de su competencia, las cuales deberán evacuar informe antes del 20 de octubre del año n–1.

Esta remisión de los nuevos planes irá acompañada de una nueva solicitud de aprobación a la Secretaría de Estado de Energía, señalando motivadamente que se cumplen con los requisitos exigidos y adjuntando los nuevos informes de las Comunidades y Ciudades Autónomas afectadas respecto de las inversiones previstas en su territorio cuya autorización sea de su competencia y de una nueva valoración del volumen de inversión previsto de acuerdo a la formulación recogida en el apartado 10 del presente artículo.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá antes del 15 de noviembre del año n–1 informe a la Secretaría de Estado de Energía sobre los planes de inversión presentados por las empresas distribuidoras.

7. La Secretaría de Estado de Energía deberá resolver antes del 1 de diciembre de dicho año.

Para que la resolución señalada en el párrafo anterior contemple la aprobación del plan de inversiones de la empresa distribuidora i en su totalidad se deberán cumplir las siguientes condiciones:

– No se deberá superar el volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema, excepción hecha de los supuestos previstos en el artículo 16.3.

– Deberá contar con informe favorable de todas las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla afectadas respecto de las inversiones previstas en su territorio cuya autorización sea de su competencia.

No obstante lo anterior, la resolución podrá incluir la aprobación parcial del plan de inversiones en aquellas territorios para los que se cuente con informe favorable de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla respecto de las inversiones previstas en su territorio cuya autorización sea de su competencia y para las actuaciones cuya competencia autorizatoria corresponda a la Administración General del Estado.

En todo caso, esta aprobación parcial se podrá realizar siempre que el volumen máximo de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la empresa i contemplado en esa aprobación parcial no supere los umbrales establecidos en los apartados primero y segundo del presente artículo excepción hecha de los supuestos previstos en el artículo 16.3.

En ningún caso, excepción hecha de los supuestos previstos en el artículo 16.3, se podrá realizar una aprobación total o parcial de un plan de inversiones que supere el volumen máximo de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la empresa i.

8. Si la resolución resultase de nuevo desfavorable, la empresa distribuidora no podrá llevar a cabo actuaciones el año n retribuidas a cargo del sistema el año n+2 por una cuantía superior al 85 por ciento del volumen máximo que se deriva de la aplicación de los apartados uno y dos del presente artículo.

9. Si se hubiera producido la aprobación parcial del plan de inversiones, la empresa distribuidora deberá ejecutar las actuaciones contenidas en el plan de inversiones contenidas en la aprobación parcial del plan.

Para el conjunto de los territorios para los que no se haya aprobado el plan de inversiones de una empresa distribuidora i por no disponer de informes favorables de las Comunidades o Ciudades Autónomas afectadas, la empresa distribuidora i sólo podrá llevar a cabo actuaciones retribuidas a cargo del sistema en dichos territorios por un volumen de inversión máximo del 80 por ciento de la diferencia entre volumen máximo de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema para la empresa i el año n y el volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema que se recoja en la resolución de aprobación parcial para la empresa i el año n.

10. La valoración del volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema el año n+2 que la empresa i prevé poner en servicio el año n, VPI^{i}_{n} , se realizará de acuerdo a la siguiente formulación:

Donde:

a) Para la evaluación del volumen de inversión de las instalaciones no singulares, $\Sigma_{\forall j \ de \ i} VI_n^{j\,valores\ unitarios}$ se emplearán los valores unitarios de referencia de inversión a que se hace referencia en el Capítulo V.

b) Para la evaluación del volumen de inversión asociado a los activos definidos en el artículo 12.3.b, $\Sigma_{\forall j \ de \ i} VI_n^{j\,no\ unitarios}$, se tomará el valor estimado por la empresa distribuidora.

c) Se descontará del volumen de inversión total de las, cesiones y las inversiones financiadas por terceros que se prevea percibir $\Sigma_{\forall j \ de \ i} CyF$.

d) AY^{i}_{n} valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido.

e) $FRRI^{i}_{n}$ Factor de retardo retributivo de la inversión. Este parámetro se calculará de acuerdo a la formulación recogida en el artículo 12 suponiendo un retardo en el devengo y cobro desde su concesión de la autorización de explotación de un año y medio.

Artículo 17. *Control de ejecución de los planes de inversión.*

1. Anualmente las empresas distribuidoras presentarán ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del 1 de junio del año n–1 un informe del plan de inversiones en el que se acredite el grado de cumplimiento de plan de inversión ejecutado el año n–2.

En dicho informe se deberán motivar las causas que hubieran provocado que aquellas instalaciones incluidas en los planes de inversión presentados en los años anteriores no se hayan puesto en servicio o en las que se esté incurriendo en retrasos significativos respecto a los plazos previstos.

Asimismo, en dichos informes deberán constar aquellas actuaciones que no estando previstas en los planes de inversión, se hubieran puesto en servicio, debiéndose motivar las razones por las que se ha ejecutado dicha inversión. En todo caso, estas actuaciones deberán ampararse en crecimientos de demanda o generación no previsibles en el momento de elaboración de los planes de inversión.

Para la evaluación del volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema finalmente ejecutado se empleará la formulación señalada en el artículo 12.

2. Con el fin de incentivar el cumplimiento de los planes de inversión, aquellas empresas que durante tres años consecutivos, desde el año n–4 al año n–2, tengan un volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema inferior en un 25 por ciento al aprobado para esos años por la Secretaría de Estado de Energía en los planes de inversión de dichas empresas, verán minorado en los tres años siguientes, del año n al n+2, la cuantía máxima que se establece como límite máximo de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema a que hace referencia el artículo 16.2 en un 10 por ciento

Las empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes que durante un semiperiodo presentasen un volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema puesto en servicio inferior en más de un 25 por ciento al aprobado para ese semiperiodo por la Secretaría de Estado de Energía, verán minorada la cuantía máxima que se establece como límite máximo de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema señalada el artículo 16.2 en un 10 por ciento en el siguiente semiperiodo en que deban presentar los planes de inversión para su aprobación.

Lo señalado en los párrafos anteriores no será de aplicación si el motivo por el que se ha obtenido un menor volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema se debe a la percepción un volumen de ayudas públicas o de instalaciones financiadas o cedidas por terceros superiores a los previstos o si es debido a que se han ejecutado las inversiones previstas a un valor de inversión real auditada inferior a la valoración realizada empleando valores unitarios de referencia.

3. En el caso de que una empresa i superase el volumen máximo de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema establecido en artículo 16 el año n debido a los elementos puestos en servicio el año n–2 y no cumpliese los requisitos previstos en el artículo 16.3:

a) Si fuera en una cantidad superior al 5 por ciento e inferior al 15 por ciento y el año previo no se hubiera superado la cantidad aprobada para ese año, el volumen máximo de inversión que se establece como límite máximo de inversión a que se hace referencia en el artículo 16.2 se verá minorado en un 5 por ciento para el año n.

b) Si fuera en una cantidad superior al 5 por ciento e inferior al 15 por ciento durante dos o más años consecutivos, el volumen de máximo de inversión que se establece como límite máximo de inversión a que se hace referencia en el artículo 16.2 se verá minorado en la misma cantidad el año n.

c) Si se hubiera superado el volumen aprobado en una cuantía igual o superior al 15 por ciento y menor al 25 por ciento, el devengo de todas las retribuciones de dicho exceso puesto en servicio el año n–2 se verá minorado en un 25 por ciento durante el año n. Asimismo, el volumen de máximo de inversión que se establece como límite máximo de inversión a que se hace referencia en el artículo 16.2 para el año n se verá minorado en 1,25 veces el exceso de volumen.

d) Si se superase el volumen señalado en el párrafo anterior en una cantidad superior al 25 por ciento el devengo de todas las retribuciones de dicho exceso puesto en servicio el año n–2 se verá minorado en un 75 por ciento durante el año n. Asimismo, el volumen de máximo de inversión que se establece como límite máximo de inversión a que se hace referencia en el artículo 16.2 para el año n se verá minorado en 1,25 veces el exceso de volumen.

Artículo 18. *Contenido y formato detallado de los planes de inversión.*

La Secretaría de Estado de Energía establecerá mediante resolución el contenido y formato en el que se deberán presentar los planes de inversión anuales y plurianuales de las empresas distribuidoras de energía eléctrica previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Esta resolución será objeto de publicación en el ''Boletín Oficial del Estado''. Esta resolución agota la vía administrativa, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 109 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Contra la misma podrá interponerse recurso contencioso-administrativo ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses, a contar desde el día siguiente al de su publicación, de conformidad con la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la jurisdicción Contencioso-administrativa.

Asimismo, también podrá interponerse potestativamente recurso de reposición ante el Secretario de Estado de Energía, en el plazo de un mes, contado a partir del día siguiente al de la publicación.

CAPÍTULO V

Establecimiento de valores unitarios y procedimiento de actualización

Artículo 19. *Valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento.*

1. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se establecerán valores unitarios de referencia señalados en los artículos 11 y 12.

A estos efectos, los valores unitarios peninsulares de referencia se determinarán de acuerdo con los valores medios representativos del coste de las infraestructuras cuyo diseño técnico y condiciones operativas se adapten a los estándares utilizados en el sistema eléctrico peninsular.

Esta orden ministerial también contendrá los valores unitarios para los conceptos señalados en el artículo 13, los cuales serán únicos para todo el territorio español.

2. Asimismo, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se establecerán los valores unitarios de referencia para aquellas instalaciones que tengan consideración de red de distribución en los sistemas eléctricos no peninsulares, que podrán ser diferentes para cada uno de los subsistemas que se determinen a estos efectos por las especificidades derivadas de su ubicación territorial. Las particularidades de estos valores unitarios respecto a los peninsulares sólo atenderán a las especificidades derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado.

3. En todo caso, los valores unitarios de referencia se determinarán tomando como base la información regulatoria de costes que se establezca. En ningún caso dichos valores unitarios incorporarán costes financieros, ni otros no vinculados directamente a la actividad de distribución de energía eléctrica.

Los valores unitarios de referencia serán únicos para todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas en el apartado 2 para los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de las instalaciones no peninsulares.

Como consecuencia del carácter de monopolio natural de la actividad de distribución de energía eléctrica y con el fin de impulsar la eficiencia en su gestión, estos valores unitarios vendrán afectados por un factor que impulse la eficiencia e introduzca competencia referencial. En el cálculo de dicho factor deberán considerarse la evolución de los costes unitarios y los aumentos de eficiencia de las empresas distribuidoras eficientes y bien gestionadas del entorno europeo.

4. Los valores unitarios y sus parámetros de actualización recogidos en el presente capítulo podrán ser revisados antes del inicio de cada periodo regulatorio por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Artículo 20. *Procedimiento de actualización de los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento.*

(Suprimido)

CAPÍTULO VI

Extensión de redes de distribución y procedimientos de operación de distribución

Artículo 21. *Extensión de las redes de distribución.*

1. A efectos de lo dispuesto en este real decreto se entenderá por:

a) «Extensión natural de las redes de distribución»: a los refuerzos o adecuaciones de las instalaciones de distribución existentes a las que se conecten las infraestructuras necesarias para atender los nuevos suministros o la ampliación de los existentes, que respondan al crecimiento vegetativo de la demanda. Dichas infraestructuras deberán ser realizadas y costeadas por la empresa de distribución responsable de las mismas en la zona y reconocidas en la retribución correspondiente a cada distribuidor.

A los efectos definidos en el párrafo anterior, la red de distribución tendrá consideración de red única, por lo que el crecimiento vegetativo en un elemento de la red de distribución de un distribuidor conectado a la red de distribución de otra empresa distribuidora de mayor tamaño será asumido como tal por el distribuidor de mayor tamaño.

La extensión natural de las redes de distribución de las empresas distribuidoras se reflejarán en los planes de inversión.

b) «Instalaciones de nueva extensión de red»: a las instalaciones o infraestructuras de red que sean necesarias realizar para la atención de solicitudes de nuevos suministros o ampliación de los existentes, que no respondan a crecimientos vegetativos de la demanda, desde la red de distribución existente hasta el primer elemento propiedad del solicitante, en las condiciones reglamentarias de seguridad, fiabilidad y calidad de servicio. Asimismo, también tendrán la consideración de nueva extensión de red aquellos refuerzos que tienen

por objeto incrementar la capacidad de algún elemento de la red existente, con el mismo nivel de tensión que la del punto de conexión y que de acuerdo con los criterios establecidos mediante orden ministerial supongan un aumento relevante en la potencia del elemento a reforzar. A estos efectos, se entenderá por solicitante la persona física o jurídica que solicita el suministro, sin que necesariamente tenga que contratar el mismo.

En todos los casos de instalaciones de nueva extensión de red, las condiciones técnico-económicas sobre el nivel de tensión, el punto de conexión y la solución de alimentación eléctrica para los nuevos suministros serán determinadas por el distribuidor, que deberá tener en cuenta criterios de desarrollo y de operación al mínimo coste de las redes de distribución garantizando la calidad de suministro. El solicitante del nuevo suministro tendrá derecho a que la empresa distribuidora le justifique las causas de elección del punto y de la tensión de conexión. En caso de discrepancia entre el solicitante del suministro y el distribuidor, resolverá el órgano competente de la Administración Pública correspondiente.

Cuando las nuevas instalaciones de extensión de redes puedan ser ejecutadas por varios distribuidores existentes en la zona, la Administración Pública competente determinará, siguiendo criterios de mínimo coste, con carácter previo a su ejecución, cuál de ellos debe asumir dichas instalaciones como activos de su red de distribución.

A los efectos definidos en este real decreto, se entenderá por crecimiento vegetativo y por aumento relevante en la potencia del elemento a reforzar el que se defina por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo previo acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Los desarrollos de red de distribución financiados por un distribuidor de menor tamaño para conectarse a un punto de conexión de un distribuidor de mayor tamaño serán de titularidad del primero sin que tengan obligación de ser cedidas al distribuidor de mayor tamaño. No obstante lo anterior, la posición de la subestación donde se conceda el punto de conexión, será financiado y de titularidad del distribuidor de mayor tamaño por motivos de seguridad y calidad.

Artículo 22. *Procedimientos de operación de las redes de distribución.*

1. **Por resolución de la Secretaría de Estado de Energía se aprobarán** los procedimientos de operación de las redes de distribución que serán de aplicación en todo el territorio español y tendrán efectos sobre el marco retributivo establecido por la Administración General del Estado. En la retribución de la actividad de distribución con cargo al sistema eléctrico se considerarán exclusivamente los costes que pudieran derivarse de la aplicación de los procedimientos de operación de distribución aprobados por la Secretaría de Estado de Energía.

Estos procedimientos de operación de las redes de distribución serán propuestos a la Secretaría de Estado de Energía por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y abarcarán, los siguientes aspectos:

a) Criterios de operación y planes y programación del mantenimiento de las redes de distribución.

b) Planes de emergencia.

c) Caracterización y previsión de la demanda y de la generación distribuida.

d) Criterios de coordinación entre las distintas empresas distribuidoras, las empresas titulares de instalaciones de transporte y el operador del sistema sobre los planes de desarrollo de las redes de distribución.

e) Procedimiento de solicitud y gestión de la información intercambiada entre los gestores de la red de distribución, el operador del sistema y el resto de agentes.

Téngase en cuenta que se declara la inconstitucionalidad y nulidad del inciso destacado por Sentencia del TC 120/2016, de 23 de junio. Ref. BOE-A-2016-7297.

2. Estos procedimientos de operación de las redes de distribución, tendrán carácter básico y se aplicará en todo el territorio español.

CAPÍTULO VII

Régimen de acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender el suministro eléctrico

Artículo 23. *Criterios generales del régimen de acometidas y demás actuaciones.*

1. El presente capítulo tiene por objeto establecer el régimen económico de las acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender los requerimientos de suministro de energía eléctrica de los usuarios, sin perjuicio de lo establecido por las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus competencias.

2. Las empresas distribuidoras estarán obligadas a atender en condiciones de igualdad las demandas de suministro eléctrico que se les planteen en las zonas en que operan, pudiendo exigir de los usuarios que sus instalaciones y receptores reúnan las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias.

3. Lo establecido en este capítulo será de aplicación igualmente a aquellos usuarios conectados a la red de transporte, en cuyo caso, los derechos y obligaciones establecidos en el presente capítulo para las empresas distribuidoras se entenderán para las empresas transportistas.

Artículo 24. *Retribución por acometidas.*

1. Tendrá la consideración de pagos por derechos de acometida la contraprestación económica que debe ser abonada a la empresa distribuidora por la realización del conjunto de actuaciones necesarias para atender un nuevo suministro o para la ampliación de uno ya existente.

2. Los pagos por derechos de acometida incluirán los siguientes conceptos:

a) Pagos por derechos de extensión, siendo éstos la contraprestación económica a pagar a la empresa distribuidora por el solicitante de un nuevo suministro, o de la ampliación de potencia de uno ya existente, por las instalaciones de nueva extensión de red necesarias que sean responsabilidad de la empresa distribuidora en aplicación del artículo siguiente.

b) Pagos por derechos de acceso, siendo éstos la contraprestación económica a pagar a la empresa distribuidora por cada contratante de un nuevo suministro, o de la ampliación de potencia de uno ya existente, cuyo abono procederá, en todo caso, por su incorporación a la red.

c) Pagos por derechos de supervisión de instalaciones cedidas, siendo éstos la contraprestación económica por la supervisión de trabajos, realización de pruebas o ensayos previos a la concesión de la autorización de explotación, a pagar a la empresa distribuidora por el solicitante de un nuevo suministro, o de la ampliación de potencia de uno ya existente, que opten por la ejecución directa y posterior cesión de las instalaciones.

3. El régimen económico de los pagos por derechos de acometida y demás actuaciones necesarias para atender los requerimientos de suministro de los usuarios se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo,, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos y previo informe de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia mediante la aplicación de un baremo por potencia y nivel de tensión en € por kW de potencia solicitada en extensión y contratada en acceso, de forma que se asegure la recuperación de las inversiones y gastos en que hubiera incurrido una empresa distribuidora eficiente y bien gestionada.

4. La empresa distribuidora será responsable y asumirá el coste del entronque y conexión de las nuevas instalaciones a la red de distribución existente, sin perjuicio de dar cumplimiento a la normativa y protocolos de seguridad. Dichas actuaciones a cargo de la empresa distribuidora no incluirán el coste de los materiales en su caso necesarios, los cuales serán por cuenta del solicitante. En el caso de que el solicitante se encuentre dentro de los supuestos contemplados en el artículo 25.2:

a) El contenido de los trabajos deberán ser detallados en el pliego de condiciones técnicas del artículo 25.3.a)1.º y se deberá hacer constar que no tendrán coste para el solicitante de acuerdo al contenido de esta disposición.

b) El coste de estos materiales se detallará separadamente en el presupuesto contemplado en el apartado b)1.º del artículo 25.3.

5. En el caso de que una empresa distribuidora decidiese no cobrar los pagos por derechos por alguno de estos conceptos, quedará obligada a aplicar dicha exención a todos los consumidores conectados a sus redes.

Artículo 25. *Criterios para la determinación de los pagos por derechos de extensión.*

1. Las instalaciones de nueva extensión de red necesarias para atender nuevos suministros o ampliación de los existentes de hasta 100 kW en baja tensión y 250 kW en alta tensión, en suelo urbanizado que con carácter previo a la necesidad de suministro eléctrico cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística en el artículo 12.3.b del texto refundido de la Ley de Suelo, aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio, serán realizadas por la empresa distribuidora de la zona, dando lugar a la aplicación de los correspondientes derechos de extensión.

La cuantía de los derechos aplicables se determinará atendiendo a la tensión, al carácter aéreo o subterráneo de la acometida y a la potencia solicitada, o en su caso por la potencia normalizada igual o inmediatamente superior a la solicitada y será remitida al solicitante en los plazos establecidos en el artículo 103 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, a contar desde la presentación de la solicitud. En ningún caso el distribuidor podrá percibir del solicitante cuantías en concepto derechos de extensión por una potencia superior a la normalizada igual o inmediatamente superior a la solicitada, salvo petición expresa por parte del solicitante. A los efectos previstos en el presente párrafo, una acometida tendrá consideración de subterránea siempre que la misma discurra soterrada en más de un cincuenta por ciento de su longitud.

Las modificaciones consecuencia de los incrementos de potencia solicitados en un plazo inferior a tres años se considerarán de forma acumulativa a efectos del cómputo de potencia y serán costeadas, en su caso, por el solicitante teniéndose en cuenta los pagos efectuados por derechos de acometida durante ese periodo.

2. Para el resto de instalaciones de nueva extensión necesarias para atender las solicitudes de nuevos suministros o ampliación de los existentes, con base en las condiciones técnicas y económicas a las que se refiere al artículo 21.1 b) del presente real decreto, el coste será de cuenta de sus solicitantes, sin que proceda el cobro de derechos extensión.

3. Para los casos contemplados en el apartado 2 del presente artículo, una vez efectuada la solicitud, el distribuidor deberá presentar al solicitante y, en el caso de haberlo, también al representante acreditado del mismo, en los plazos establecidos en el artículo 103 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, un pliego de condiciones técnicas y un presupuesto económico en documentos y envíos separados, que deberán contar con el siguiente desglose:

a) Pliego de condiciones técnicas:

1.º Trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, siempre que estos sean necesarios para incorporar a las nuevas instalaciones.

Los trabajos detallados en este apartado serán realizados por el distribuidor al ser éste el propietario de esas redes y por razones de seguridad, fiabilidad y calidad del suministro.

2.º Trabajos necesarios para la nueva extensión de red desde la red de distribución existente hasta el primer elemento propiedad del solicitante.

Los trabajos referidos en este apartado podrán ser ejecutados a requerimiento del solicitante por cualquier empresa instaladora legalmente autorizada o por la empresa distribuidora.

b) Presupuesto:

1.º Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos correspondientes a refuerzos, adecuaciones, adaptaciones o reformas de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, necesarios para incorporar a las nuevas instalaciones. Este presupuesto deberá pormenorizar, de acuerdo con lo establecido en los correspondientes Procedimientos de Operación de Distribución, que conceptos deberán ser abonados por el solicitante y cuáles serán a cuenta de la empresa distribuidora.

2.º Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos necesarios para la nueva extensión de red desde la red de distribución existente hasta el primer elemento propiedad del solicitante.

La empresa distribuidora deberá hacer constar de manera expresa en el presupuesto que dichas instalaciones podrán ser ejecutadas bien por la empresa distribuidora o bien por un instalador autorizado que deberá llevar a cabo la instalación de acuerdo con las condiciones detalladas en el pliego de prescripciones técnicas, a las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias y a las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración Pública competente.

4. El solicitante dispondrá de un plazo máximo de seis meses para comunicar de manera expresa a la empresa distribuidora si los trabajos de nueva extensión de red los va a ejecutar una empresa instaladora legalmente autorizada o la empresa distribuidora. El vencimiento del plazo de seis meses sin haberse realizado la citada comunicación determinará la caducidad y archivo de la solicitud.

5. Las instalaciones de nueva extensión de red que vayan a ser utilizadas por más de un consumidor y sean realizadas directamente por el solicitante, habrán de ser cedidas al distribuidor de la zona que se responsabilizará desde ese momento de su operación y mantenimiento, seguridad y calidad de suministro.

Asimismo, con independencia de si la totalidad de las instalaciones de nueva extensión de red financiadas y cedidas por consumidores tuvieran o no la obligación de ser cedidas o si se tratase de infraestructuras de conexión a la red de distribución de generadores que tuvieran o no la obligación de ser cedidas, en ambos casos, la posición de conexión a la subestación o en su caso la celda de conexión a un centro de transformación deberá de ser financiada por los consumidores o generadores y cedida al distribuidor titular de la subestación o centro de transformación en su caso, el cual percibirá por la misma exclusivamente retribución en concepto de operación y mantenimiento.

El titular de la instalación, o en su caso, el peticionario del suministro que haya costeado la instalación podrá exigir la suscripción de un convenio de resarcimiento frente a terceros, por una vigencia de mínima de diez años, quedando dicha infraestructura abierta al uso de terceros. Este periodo mínimo de diez años, podrá ser ampliado excepcionalmente por el órgano competente de la Administración Pública correspondiente en casos debidamente justificados. Los referidos convenios deberán ser puestos en conocimiento de la Administración Pública competente, acompañándose, en su caso, a la documentación de la solicitud de autorización administrativa de transmisión de la instalación.

6. Ante discrepancias entre el promotor y el distribuidor, la Administración Pública competente en materia de energía resolverá a los efectos del pago de los derechos de extensión.

7. Con carácter anual, las empresas distribuidoras a quienes hayan sido cedidas instalaciones destinadas a más de un consumidor deberán informar a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de las instalaciones de distribución que han sido objeto de cesión y de las condiciones de la misma.

8. Cuando existan varios distribuidores en la zona a los cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la Administración competente sobre la autorización de las instalaciones determinará a cuál de dichos distribuidores deberán ser cedidas, con carácter previo a su ejecución, y siguiendo criterios de mínimo coste para el conjunto del sistema, todo ello de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en el presente

real decreto y en las normas de desarrollo aprobadas por la Administración General del Estado.

Artículo 26. *Reserva de uso de locales.*

1. Cuando se trate de suministros sobre suelos en situación básica de urbanizados por contar con las infraestructuras y los servicios a que se refiere el artículo 12.3.b del texto refundido de la Ley de Suelo, aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio, incluidos los suministros de alumbrado público, y la potencia solicitada para un local, edificio o agrupación de éstos sea superior a 100 kW, o cuando la potencia solicitada de un nuevo suministro o ampliación de uno existente sea superior a esa cifra, el solicitante deberá reservar un local, para su posterior uso por la empresa distribuidora, de acuerdo con las condiciones técnicas reglamentarias y con las normas técnicas establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración Pública competente, cerrado y adaptado, con fácil acceso desde la vía pública, para la ubicación de un centro de transformación cuya situación corresponda a las características de la red de suministro aérea o subterránea y destinado exclusivamente a la finalidad prevista. El propietario del local quedará obligado a registrar esta cesión de uso, corriendo los gastos correspondientes a cargo de la empresa distribuidora.

2. Si el local no fuera utilizado por la empresa distribuidora transcurridos seis meses desde la puesta a su disposición por el propietario, desaparecerá la obligación de cesión a que se refiere el apartado anterior.

3. La empresa distribuidora, cuando haga uso del mencionado local deberá abonar al propietario una compensación **que se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.**

En el caso de que la potencia del centro de transformación instalado sea superior a la solicitada, con la finalidad de suministrar energía a otros peticionarios, la empresa distribuidora abonará a la propiedad del inmueble en el que recaiga la instalación en el momento de la concesión de la autorización de explotación del centro de transformación, una cantidad que se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Lo anterior será así mismo de aplicación ante cualquier ampliación de la potencia instalada en el referido centro de transformación. A estos efectos no se considerará la diferencia de potencias que pudiera existir entre la potencia solicitada y la potencia normalizada del transformador inmediatamente superior a la solicitada.

Téngase en cuenta que se declara la inconstitucionalidad y nulidad del inciso destacado del apartado 3 por Sentencia del TC 120/2016, de 23 de junio. Ref. BOE-A-2016-7297.

Artículo 27. *Suministros eventuales y de temporada.*

1. Para los suministros eventuales y de temporada, el solicitante pagará a la empresa distribuidora, o realizará por su cuenta, el montaje y desmontaje de las instalaciones necesarias para efectuar el suministro.

Las empresas distribuidoras no podrán cobrar, para este tipo de suministros, cantidad alguna en concepto de pagos por derechos de acceso.

2. Si la instalación de extensión que ha sido preciso realizar para llevar a cabo el suministro provisional, o parte de ella, es utilizable para el suministro definitivo, y se da la circunstancia que por la ubicación de las edificaciones o instalaciones que se construyan, las inversiones de extensión que correspondan ser realizadas por la empresa distribuidora, las cantidades invertidas por el solicitante serán descontadas de los derechos de acometida a pagar por el suministro definitivo.

3. Si algún consumidor de alta o baja tensión deseara una garantía especial de suministro y ésta es atendida mediante el establecimiento de un suministro complementario, en los términos previstos por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, los costes totales a que dé lugar dicho segundo suministro serán íntegramente a su cargo.

Por el concepto de pagos por derechos de acceso no se podrá producir una duplicidad de percepciones con las ya satisfechas por el suministro principal, salvo que este segundo suministro sea realizado por una empresa distribuidora distinta.

4. Ninguno de los suministros a que hace referencia el presente artículo podrá ser utilizado para fines distintos a los que fueron solicitados.

Artículo 28. *Vigencia de los derechos de extensión.*

1. En caso de rescisión del contrato de suministro los derechos de extensión se mantendrán vigentes para la instalación y/o suministro para los que fueron abonados durante un periodo de tres años para baja tensión y de cinco años para alta tensión.

2. En el caso de que el usuario contrate una potencia inferior a la potencia vinculada a los derechos de extensión vigentes en el momento de solicitar dicho contrato, los derechos de extensión, mantendrán su vigencia por un período de tres años para baja tensión y de cinco años para alta tensión.

3. Sin perjuicio de lo establecido en los apartados 2 y 3 anteriores, los aumentos de potencia se considerarán como un alta adicional y originarán los derechos de extensión y acceso que, en su caso, correspondan al incremento de potencia solicitado.

Si fuese precisa la ejecución de nuevas obras de extensión, su tratamiento será el previsto para un nuevo suministro.

4. En el caso de cambio de tensión se considerará que la potencia anterior queda adscrita al nuevo suministro.

Artículo 29. *Pagos por derechos de enganche, verificación y actuaciones sobre los equipos de control y medida.*

1. Los distribuidores podrán obtener una contraprestación económica para atender los siguientes requerimientos del servicio:

a) El enganche: la operación de acoplar eléctricamente la instalación receptora a la red de la empresa distribuidora, quien deberá realizar esta operación bajo su responsabilidad.

b) La verificación de las instalaciones: la revisión y comprobación de que las mismas se ajustan a las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias.

c) Actuaciones en los equipos de medida y control: el conexionado y precintado de los equipos, así como cualquier actuación en los mismos por parte del distribuidor derivadas de decisiones del consumidor.

Si para la ejecución de la instalación ha sido necesaria la presentación de un proyecto y el certificado final de obra no se exigirá el pago de derechos de verificación.

En el caso de que una empresa distribuidora decidiese no cobrar por estos conceptos, quedará obligada a aplicar dicha exención a todos los consumidores conectados a sus redes.

2. El régimen económico de los derechos de enganche se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, mediante la aplicación de un baremo por nivel de tensión y aplicarán cuando la empresa distribuidora realice la referida operación.

En el caso de suministros de temporada, los derechos de enganche quedarán reducidos hasta una quinta parte de los valores anteriores si al dar nuevamente tensión a la instalación del usuario ésta no ha sufrido ninguna modificación y sólo se precisa la maniobra de un elemento de corte ya existente.

3. El régimen económico de los derechos de verificación se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos y previo informe de la Comisión Nacional de los

Mercados y la Competencia mediante la aplicación de un baremo por nivel de tensión y aplicarán cuando la empresa distribuidora realice la referida operación.

El régimen económico de los pagos por los derechos de verificación no será de aplicación a los aumentos de potencia hasta la potencia máxima admisible de la instalación recogida en el último boletín del instalador o en su caso en el último certificado de la instalación.

4. El régimen económico por derechos de actuaciones en los equipos de medida y control se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y previo informe de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia para los supuestos en que la empresa distribuidora realice tales actuaciones mediante la aplicación de un baremo por nivel de tensión.

Artículo 30. *Pagos por estudios de acceso y conexión a la red de distribución.*

1. A los efectos de lo dispuesto en este real decreto se entenderá por:

a) Pagos por estudios de acceso a la red de distribución: la contraprestación económica que percibe el gestor de la red distribución para resarcirse de los costes en que incurre por la realización de los estudios de acceso de las empresas generadoras a la red que solicitan conectarse a la red de distribución que se encuentre bajo su gestión.

b) Pagos por estudios de conexión a la red de distribución: la contraprestación económica que percibe la empresa titular de la red distribución para resarcirse de los costes en que incurre por la realización de los estudios de conexión de las empresas generadoras que solicitan conectarse a su red de distribución.

2. El régimen económico de los pagos por estudios de acceso y conexión a la red de distribución se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y previo informe de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia, para los supuestos en que la empresa distribuidora realice estudios por conexión o acceso, mediante la aplicación de un baremo por nivel de tensión y estudio.

CAPÍTULO VIII

Información y auditoría

Artículo 31. *Obligaciones de información.*

1. Las empresas distribuidoras deberán:

a) Remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe sometido a auditoría externa con la información necesaria para el cálculo de la retribución asociado a todas las instalaciones puestas en servicio el año n–2 y para la modificación de la retribución de una instalación existente cuyos parámetros retributivos hubieran cambiado. La información remitida incluirá:

1.º Valor de inversión real realizada, debidamente auditada, desglosada por conceptos de coste y detallando las características técnicas relevantes para el cálculo de la retribución.

2.º Declaración expresa de ayudas y aportaciones de fondos públicos o medidas de efecto equivalente.

3.º Declaración de instalaciones cedidas y financiadas total o parcialmente por terceros.

b) Comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aquellas instalaciones que sean objeto de transmisión de titularidad o causen baja, a efectos de su consideración en el régimen retributivo.

c) Remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia antes del 1 de mayo de cada año n-1 el inventario de instalaciones auditado a fecha 31 de diciembre del año n-2 en formato electrónico de hoja de cálculo debidamente actualizado con altas y bajas, señalando cuales de dichas instalaciones

han entrado en servicio en ese año n-2. Este inventario actualizado deberá contener, todos los parámetros necesarios para el cálculo de la retribución individualizada de cada una de las instalaciones que se encuentren en servicio señalando si son nuevas, si han sufrido modificaciones respecto al inventario facilitado el año anterior o si no han sufrido modificación alguna. Asimismo se remitirá otro fichero electrónico en el que deberán constar qué instalaciones han causado baja respecto al inventario electrónico remitido el año anterior.

El inventario electrónico aportado deberá contener todas las instalaciones de alta tensión. Asimismo, dicho inventario electrónico deberá contener todas las instalaciones de baja tensión puestas en servicio desde el año posterior al de entrada en vigor del presente real decreto. La aportación del inventario de baja tensión de las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto no será de carácter obligatorio.

2. Las empresas distribuidoras de energía eléctrica estarán obligadas a aportar información en las condiciones que se determinen con la finalidad de establecer los parámetros que se definen en este real decreto y permitir la adecuada supervisión y control de su actividad por parte de las autoridades.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia dictará las circulares pertinentes para el desarrollo de la información regulatoria de costes y para la obtención de toda aquella información adicional a la solicitada en las resoluciones a que se hace referencia en el apartado primero del presente artículo y en el artículo 32 del presente real decreto, de las empresas distribuidoras de energía eléctrica que resulte necesaria para el cálculo de la retribución. Dichas circulares deberán publicarse en el "Boletín Oficial del Estado".

Si la documentación presentada por las empresas distribuidoras para el cálculo de la retribución correspondiente al año n no reúne los requisitos exigidos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia requerirá al interesado para que, en un plazo de un mes, subsane la falta o acompañe los documentos preceptivos, con indicación de que si así no lo hiciera, verán calculada su retribución a partir de los datos aportados en años anteriores a esa Comisión.

Sin perjuicio de lo señalado en el párrafo anterior, si entre la información no aportada o no subsanada correctamente se encontrase la necesaria para el cálculo del volumen de instalaciones que hayan superado la vida útil regulatoria, se les aplicará el de la media representativa del sector incrementado en un 5 por ciento.

De igual modo se procederá si entre la información no aportada o no subsanada correctamente se encuentra la necesaria para el cálculo del volumen de instalaciones financiadas o cedidas por terceros y aquella relativa al volumen de instalaciones que hayan causado baja.

La retribución de año n no podrá ser objeto de modificación por las causas señaladas en los dos párrafos anteriores salvo error de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

En el caso de no disponerse de la información relativa a las instalaciones de distribución, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia empleará para su cálculo las herramientas regulatorias a que se hace referencia en el artículo 9.

Con carácter excepcional, el año en que se realice el cálculo de la retribución base, si para el cálculo de la retribución base de la empresa i no se dispusiese del inventario de instalaciones en el formato adecuado o con la calidad requerida, y esta no hubiera atendido al requerimiento recogido en el párrafo segundo del presente apartado, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia realizará un segundo requerimiento al interesado para que, en un plazo de tres meses, subsane la falta o acompañe los documentos preceptivos, con indicación de que si así no lo hiciera, verán calculada su retribución base de acuerdo con lo dispuesto en los párrafos siguientes.

Sin perjuicio de las sanciones previstas en el título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, si para el cálculo de la retribución base de la empresa distribuidora i no se dispusiese del inventario de instalaciones en el formato adecuado o con la calidad requerida y la empresa distribuidora no hubiera atendido adecuadamente a los requerimientos de subsanación anteriormente señalados, la empresa distribuidora i que se encuentre en esta

situación devengará como retribución a cuenta hasta que se pudiera calcular la retribución el treinta por ciento de la retribución del año previo al de inicio del primer periodo regulatorio.

Si la situación se prolongase el siguiente año, y durante los años en que esta situación continúe, esta cuantía será la retribución anual percibida sin que quepa ningún tipo de actualización ni incorporación de retribución de nuevas inversiones hasta que entreguen la información solicitada en los formatos adecuados y con la calidad requerida.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas tendrá acceso a los registros, bases de datos y aplicaciones que obren en poder de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que contengan la información necesaria para la determinación de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica y a todas aquella información financiera, económica y contable que se disponga de estas empresas.

A estos efectos, se realizarán los desarrollos informáticos oportunos con el fin de facilitar el acceso electrónico a que se refiere en el apartado anterior, de forma que se puedan realizar consultas sobre informaciones contenidas en las bases de datos, aplicaciones y registros en poder de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia. Todo ello se deberá realizar en condiciones que mantengan la seguridad, confidencialidad e integridad de la información.

5. Con carácter general, la información requerida que tenga efectos en el cálculo de la retribución estará sujeta a auditoría.

En aquellas peticiones de información en que se estime que dicha auditoría no resulta necesaria deberá hacerse constar expresamente y motivadamente en el requerimiento de información, todo ello sin perjuicio de posteriores inspecciones o de una auditoría ulterior si se considerase oportuna.

En todo caso, la información referente a las inversiones puestas en servicio el año n–2 estará sujeta a una auditoría.

Artículo 32. *Auditoría de inversiones.*

1. Con el fin de que toda la información aportada sobre la inversión realizada presente un carácter homogéneo, el titular de la Dirección General de Política Energética y Minas establecerá mediante resolución antes del 1 de febrero de cada año los criterios que deberán seguirse para elaborar el informe de auditoría externa a que se hace referencia en el artículo 31.1 y toda aquella información auditada que resulte necesaria para el cálculo de la retribución. Las resoluciones que a tal efecto se dicten serán objeto de publicación en el "Boletín Oficial del Estado".

La resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas prevista en esta disposición no pondrá fin a la vía administrativa y, en consecuencia, podrá ser objeto de recurso de alzada ante la Secretaría de Estado de Energía, conforme a lo establecido en los artículos 114 y 115 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de la Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá proponer un procedimiento de auditoría diferenciado para las auditorías a realizar a empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes que será aprobado por resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas.

A estos efectos la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá una propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas antes del 15 de enero de cada año.

2. El pago de los servicios de la empresa auditora será sufragado por cada una de las empresas auditadas.

3. Las empresas distribuidoras que durante el año anterior al del cálculo de la retribución percibieran por el ejercicio de su actividad una retribución inferior a dos millones de euros no estarán obligadas a aportar un informe de auditoría externa.

A estos efectos, las empresas distribuidoras remitirán junto con la información requerida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una declaración responsable de la veracidad de los datos aportados.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o en su caso el órgano que tuviera atribuida la competencia de inspección, realizará las inspecciones necesarias para

comprobar la exactitud de la información aportada al menos una vez durante cada periodo regulatorio.

Sin perjuicio de las sanciones previstas en el título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, si como consecuencia de dichas inspecciones se hubieran detectado variaciones que tuvieran una influencia en la retribución superior al uno por ciento, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propondrá al Ministro de Industria, Energía y Turismo la revisión de la retribución de la empresa inspeccionada.

CAPÍTULO IX

Incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica

Artículo 33. *Incentivo a la reducción de pérdidas en las redes de distribución.*

1. Se establece un incentivo a la reducción de pérdidas que se aplicará a cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

2. El incentivo para la reducción de pérdidas repercutido a la empresa distribuidora i el año n asociada al nivel de pérdidas de su red entre los años n–4 a n–2, se denominará P^{i}_{n}.

3. Anualmente junto con la propuesta de retribución señalada en el artículo 10.1 y de acuerdo a la metodología establecida en el presente capítulo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá una propuesta motivada de la cuantía a percibir por la empresa distribuidora i en concepto de incentivo o penalización por la reducción de pérdidas a percibir el año n, denominado P^{i}_{n}, asociado al nivel de pérdidas de su red el año n–2.

Artículo 34. *Intensidad del incentivo a la reducción de pérdidas.*

El incentivo a la reducción de pérdidas de la empresa distribuidora i el año n podrá oscilar entre el + 1% y el - 2% de su retribución sin incentivos de dicho año. Esta cuantía podrá ser modificada antes del inicio de cada periodo regulatorio por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Artículo 35. *Definiciones de pérdidas a efectos del incentivo de reducción de pérdidas.*

1. A los efectos del presente incentivo, se define como pérdidas de energía en las redes de la empresa distribuidora i durante el año k, $Eperd^{i}_{k}$ el cual se calculará como:

$$Eperd^{i}_{k} = \sum_{pf} E^{k}_{pf} - \sum_{consumidores} E^{k}_{consumidores}$$

; Siendo:

E^{k}_{pf} La energía expresada kWh medida durante el año k en cada uno de los puntos frontera pf. A estos efectos se considera con signo positivo la energía que entra a las redes de la empresa distribuidora en cada uno de sus puntos frontera con redes de otras empresas distribuidoras, puntos de generación y red de transporte y con signo negativo la energía saliente por dichos puntos.

$E^{k}_{consumidores}$ Energía medida el año k de cada uno de los consumidores conectados a las redes de la empresa distribuidora i, expresada en kWh, medida en contador del consumidor.

2. A los efectos del presente incentivo, se define como pérdidas de energía de la empresa i el año k, P^{i}_{k} al cociente entre las pérdidas que experimenta una empresa distribuidora en su red y la energía medida en los puntos frontera y se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

Artículo 36. *Cálculo del valor del incentivo a la reducción de pérdidas.*

1. El valor del incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución de la empresa distribuidora i que se repercutirá en la retribución a percibir el año n, se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

Donde:

$PE_{n-2 \to n-4}$. Precio de energía de pérdidas, en €/kWh para el periodo que transcurre entre los años n–2 y n–4. Este precio tomará el valor de 1,5 veces el precio medio horario peninsular ponderado promedio de los años n–2 a n–4. Este parámetro podrá ser modificado por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

$$P^{i}_{n-3 \to n-5} = \frac{Eperd^{i}_{n-3 \to n-5}}{\sum_{pf} E^{n-3 \to n-5}_{pf}}$$

; es el promedio de pérdidas relativas de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años n–3 y n–5.

$$P^{i}_{n-2 \to n-4} = \frac{Eperd^{i}_{n-2 \to n-4}}{\sum_{pf} E^{n-2 \to n-4}_{pf}}$$

; es el promedio de pérdidas relativas de la empresa distribuidora i entre los años n–2 y n–4.

$Eperd\ ^{i}_{n-2 \to n-4}$; Pérdidas de energía que la empresa distribuidora i ha tenido en sus redes en el periodo comprendido entre los años n–2 a n–4. Esta energía se expresará en kWh.

$Eperd\ ^{i}_{n-3 \to n-5}$; Pérdidas de energía que la empresa distribuidora i ha tenido en sus redes en el periodo comprendido entre los años n–3 a n–5. Esta energía se expresará en kWh.

$$\sum_{pf} E^{n-3 \to n-5}_{pf}$$

; Energía medida en los puntos frontera en el periodo que transcurre entre los años n–3 a n–5. Esta energía se expresará en kWh.

$$\sum_{pf} E^{n-2 \to n-4}_{pf}$$

; Energía medida en los puntos frontera en el periodo que transcurre entre los años n–2 a n–4. Esta energía se expresará en kWh.

α^{i} Coeficiente que pondera la situación de una empresa respecto de la media nacional en el periodo regulatorio anterior.

a) Para empresas con unas pérdidas relativas en el periodo regulatorio anterior menores que la media nacional, esta parámetro tomará los siguientes valores:

$$P^{i}_{n-2 \to n-4} < P^{i}_{n-3 \to n-5} \Rightarrow \alpha_i = \frac{P^{Sector}_{periodo_anterior}}{P^{i}_{periodo_anterior}}$$

Si

$$P^{i}_{n-2 \to n-4} > P^{i}_{n-3 \to n-5} \Rightarrow \alpha_i = \frac{P^{i}_{periodo_anterior}}{P^{Sector}_{periodo_anterior}}$$

Si

b) Para empresas con unas pérdidas relativas en el periodo regulatorio anterior mayores que la media nacional, esta parámetro tomará los siguientes valores:

$$P^{i}_{n-2\to n-4} < P^{i}_{n-3\to n-5} \Rightarrow \alpha_i = \frac{P^{i}_{periodo_anterior}}{P^{Sector}_{periodo_anterior}}$$

Si

$$P^{i}_{n-2\to n-4} > P^{i}_{n-3\to n-5} \Rightarrow \alpha_i = \frac{P^{Sector}_{periodo_anterior}}{P^{i}_{periodo_anterior}}$$

Si

Donde:

$P^{Sector}_{periodo_anterior}$, son las pérdidas promedio del sector de distribución en los seis años que comprenden los años cuatro primeros años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste. Si no se dispusiera de la información correspondiente de todos esos años, se tomará para el cálculo de este parámetro la información disponible en el momento del cálculo del incentivo correspondiente al primer año del periodo regulatorio. Este valor se mantendrá a lo largo de todo el periodo regulatorio.

$P^{i}_{periodo_anterior}$, son las pérdidas promedio de la empresa distribuidora i en los seis años que comprenden los años cuatro primeros años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste. Si no se dispusiera de la información correspondiente de todos esos años, se tomará para el cálculo de este parámetro la información disponible en el momento del cálculo del incentivo correspondiente al primer año del periodo regulatorio. Este valor se mantendrá a lo largo de todo el periodo regulatorio.

2. El valor del incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución de la empresa distribuidora i que se repercutirá en la retribución a percibir el año n no podrá tomar valores negativos para aquellas empresas cuyo $P^{i}_{n-2\to n-4}$ sea inferior en un 50 por ciento a la media nacional.

CAPÍTULO X

Incentivo o penalización para la mejora de la calidad de suministro en la red de distribución de energía eléctrica

Artículo 37. *Incentivo a la mejora de la calidad de suministro en las redes de distribución.*

1. Se establece un incentivo a la mejora de la calidad de suministro que se aplicará a cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

2. El incentivo para la mejora de la calidad de suministro repercutido a la empresa distribuidora i el año n, denominado Q^{i}_{n}, asociado a los indicadores de calidad de suministro obtenidos por la empresa distribuidora i entre los años n–4 a n–2.

3. Anualmente junto con la propuesta de retribución señalada en el artículo 10.1 y de acuerdo a la metodología establecida en el presente capítulo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá una propuesta motivada de la cuantía a percibir por la empresa distribuidora i en concepto de incentivo para la mejora de la calidad de suministro a percibir el año n, denominado Q^{i}_{n}, asociado a los indicadores de calidad de suministro obtenidos por la empresa distribuidora i entre los años n–4 a n–2.

Artículo 38. *Intensidad del incentivo a la mejora de la calidad de suministro.*

El incentivo a la mejora de la calidad de suministro de la empresa distribuidora i el año n podrá oscilar entre el +2% y el –3% de su retribución sin incentivos de dicho año. Esta cuantía podrá ser modificada al inicio de cada periodo regulatorio por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Artículo 39. *Cálculo del valor del incentivo a la mejora de la calidad de suministro.*

1. El valor del incentivo a la mejora de la calidad de *suministro* de la empresa distribuidora i que se repercutirá en la retribución a percibir el año n, se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

Donde:

$PENS^{n-2\to n-4}$. Precio de energía no suministrada por motivos de calidad de *suministro*, en €/kWh con el que se valorará el incentivo de calidad de *suministro* a percibir en la retribución del año n asociado a los indicadores de calidad de suministro obtenidos por la empresa distribuidora i entre los años n–4 a n–2. Este precio tomará el valor de treinta veces del precio medio horario peninsular promedio ponderado del periodo que transcurre entre los años n–2 a n–4. Este parámetro podrá ser modificado por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

$PInst_i^{n-2\to n-4}$

Es la potencia promedio instalada en centros de transformación de Media a Baja Tensión más la potencia contratada en media tensión conectada a las redes de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años n–2 a n–4.

$\overline{TIEPI}_i^{n-2\to n-4}$

; promedio del TIEPI de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años n–2 a n–4. Este término se calculará como:

$$\overline{TIEPI}_i^{n-2\to n-4} = \frac{PInst_i^{n-4}\cdot TIEPI_i^{n-4} + PInst_i^{n-3}\cdot TIEPI_i^{n-3} + PInst_i^{n-2}\cdot TIEPI_i^{n-2}}{PInst_i^{n\ 4} + PInst_i^{n\ 3} + PInst_i^{n\ 2}}$$

; donde:

$TIEPI^{k}_{i}$ Es el valor en el año k del TIEPI excepto aquel imputable a generación, a terceros y a fuerza mayor de la empresa distribuidora i.

$\overline{TIEPI}_i^{n-3\to n-5}$

; promedio del TIEPI de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años n–3 a n–5. Este término se calculará de aplicando la misma formulación que en el término anterior pero considerando los TIEPI y potencias en el periodo que comprende desde el año n–3 al año n–5.

$K_{zonal}^{n-2\to n-4}$

Coeficiente que valora la distribución zonal de la calidad. Este coeficiente tomará los siguientes valores:

$K_{zonal}^{n-2\to n-4} = 1$

Siempre que el incentivo tome valor negativo.

$K_{zonal}^{n-2\to n-4} = 1 - 0{,}1\cdot\delta$

; siendo δ el número de veces que a lo largo del periodo que transcurre entre los años n–2 y n–4 supera en alguna de las zonas de calidad de *suministro* definidas reglamentariamente por la Administración General del Estado y en algún año en más de un 10 % los umbrales mínimos de TIEPI establecidos para dicha zona por la normativa básica estatal. En ningún caso el valor de este coeficiente resultará negativo.

β^{i} Coeficiente que pondera la situación de una empresa respecto de la media nacional en el periodo regulatorio anterior.

a) Para empresas con un TIEPI en el periodo regulatorio anterior menores que la media nacional, esta parámetro tomará los siguientes valores:

$$\overline{TIEPI}_i^{n-2\to n-4} < \overline{TIEPI}_i^{n-3\to n-5} \Rightarrow \beta^i = \frac{\overline{TIEPI^{sector}_{periodo\ anterior}}}{TIEPI^{i}_{periodo\ anterior}}$$

Si

$$\overline{TIEPI}_i^{n-2\to n-4} > \overline{TIEPI}_i^{n-3\to n-5} \Rightarrow \beta^i = \frac{\overline{TIEPI^{i}_{periodo\ anterior}}}{TIEPI^{sector}_{periodo\ anterior}}$$

Si

b) Para empresas con un TIEPI en el periodo regulatorio anterior mayor que la media nacional, esta parámetro tomará los siguientes valores:

$$\overline{TIEPI}_i^{n-2\to n-4} < \overline{TIEPI}_i^{n-3\to n-5} \Rightarrow \beta^i = \frac{\overline{TIEPI^{i}_{periodo\ anterior}}}{TIEPI^{sector}_{periodo\ anterior}}$$

Si

$$\overline{TIEPI}_i^{n-2\to n-4} > \overline{TIEPI}_i^{n-3\to n-5} \Rightarrow \beta^i = \frac{\overline{TIEPI^{sector}_{periodo\ anterior}}}{TIEPI^{i}_{periodo\ anterior}}$$

Si

$TIEPI^{sector}_{periodo\ anterior}$, es el TIEPI promedio del sector de distribución en los seis años que comprenden los años cuatro primeros años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste. Si no se dispusiera de la información correspondiente de todos esos años, se tomará para el cálculo de este parámetro la información disponible en el momento del cálculo del incentivo correspondiente al primer año del periodo regulatorio. Este valor se mantendrá a lo largo de todo el periodo regulatorio.

$TIEPI^{i}_{periodo\ anterior}$, es el TIEPI promedio de la empresa distribuidora i en los seis años que comprenden los años cuatro primeros años del periodo regulatorio anterior y los dos últimos del periodo regulatorio previo a éste. Si no se dispusiera de la información correspondiente de todos esos años, se tomará para el cálculo de este parámetro la información disponible en el momento del cálculo del incentivo correspondiente al primer año del periodo regulatorio. Este valor se mantendrá a lo largo de todo el periodo regulatorio.

$\mu_{i\ NIEPI}$ Coeficiente que valora la evolución del NIEPI de empresa distribuidora i. Este parámetro estará acotado entre 0,75 y 1,25 y se calculará de acuerdo a la siguiente formulación:

$$\overline{TIEPI}_i^{n-2\to n-4} < \overline{TIEPI}_i^{n-3\to n-5} \Rightarrow \mu_{i\,NIEPI} = \frac{\overline{NIEPI}_i^{n-3\to n-5}}{\overline{NIEPI}_i^{n-2\to n-4}}$$

Si

$$\overline{TIEPI}_i^{n-2\to n-4} > \overline{TIEPI}_i^{n-3\to n-5} \Rightarrow \mu_{i\,NIEPI} = \frac{\overline{NIEPI}_i^{n-2\to n-4}}{\overline{NIEPI}_i^{n-3\to n-5}}$$

Si El mayor valor entre 1 y

$NIEPI^{k}_{i}$ es el valor en el año k del NIEPI de la empresa distribuidora i, excepto aquel imputable a generación, terceros y fuerza mayor.

2. El valor del incentivo a la mejora de la calidad de suministro de la empresa distribuidora i que se repercutirá en la retribución a percibir el año n, no podrá tomar valores negativos para aquellas empresas cuyo $\overline{TIEPI}_i^{n-2\to n-4}$ sea inferior en un 50 por ciento a la media nacional.

CAPÍTULO XI

Incentivo a la reducción del fraude

Artículo 40. *Incentivo a la reducción del fraude.*

1. Se crea un incentivo a la reducción del fraude en el sistema eléctrico, F^{i}_{n} , que se percibirá el año n y estará asociado al fraude detectado y puesto de manifiesto en el año n–2. Tendrá consideración de fraude detectado a los efectos del presente incentivo aquel cuya existencia e importe hayan sido declarados por este concepto e ingresados en el sistema de liquidaciones en el año n–2.

2. El incentivo a la reducción de fraude de la empresa distribuidora i en el año n podrá alcanzar el 1,5 por ciento de la retribución sin incentivos de dicho año. Esta cuantía podrá ser modificada mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

3. La empresa distribuidora i percibirá en la retribución del año n el 20 por ciento de los peajes declarados e ingresados en el sistema en concepto de peajes defraudados al sistema en el año n–2, de acuerdo con lo establecido en el real decreto en el que se regulan las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica.

4. Anualmente junto con la propuesta de retribución señalada en el artículo 10.1, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá una propuesta motivada de la cuantía a percibir por cada empresa distribuidora i en concepto de incentivo a la reducción del fraude en el sistema eléctrico, F^{i}_{n} , a percibir el año n por el fraude detectado y puesto de manifiesto en el año n–2, de acuerdo a la metodología establecida en el presente capítulo.

CAPÍTULO XII

Régimen sancionador

Artículo 41. *Régimen sancionador.*

El incumplimiento de lo establecido en el presente real decreto será sancionado de acuerdo con lo dispuesto en el título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Disposición adicional primera. *Costes de gestión comercial reconocidos a empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes.*

Se suprime la retribución a la gestión comercial de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes al estar la retribución de dicho concepto integrada dentro del término ROTD de retribución por otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras definido en el artículo 13.

Disposición adicional segunda. *Propuestas a remitir por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo antes del 1 de abril de 2014 propuestas sobre:

a) El contenido mínimo y el formato en que deberán presentarse los planes de inversión anual y plurianual a que se hace referencia en el artículo 15.

b) Instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de distribución, por elemento de inmovilizado, parámetros de actualización de los valores unitarios así como la vida útil regulatoria para aquellos activos que por sus especificidades requieran un periodo distinto al de 40 años previsto en el artículo 18. Igualmente, la propuesta remitida deberá recoger los criterios que se seguirán para asimilar las instalaciones existentes en las redes de las empresas distribuidoras a las instalaciones tipo propuestas.

c) Propuesta de criterios para la definición de crecimiento vegetativo de la demanda y por aumento relevante en la potencia del elemento a reforzar establecidos en el artículo 21.

2. Antes del 1 de noviembre de 2014 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas una propuesta de todos los pagos regulados derivados del régimen de acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender al suministro eléctrico señalados en el Capítulo VII.

3. Asimismo, antes del 1 de noviembre de 2014 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas una propuesta de los pagos por estudios de acceso y conexión a la red de distribución, de acuerdo a lo establecido en el artículo 30.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia dispondrá de un plazo de un año, desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, para la elaboración de la propuesta de aquellos procedimientos de operación señalados en el artículo 22.

Disposición adicional tercera. *Particularidades del primer periodo regulatorio y de los planes de inversión durante el primer periodo regulatorio y los años previos.*

1. En el primer periodo regulatorio la tasa de retribución financiera señalada en los artículos 11 y 12 del presente real decreto será la establecida en la disposición adicional décima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. No obstante lo dispuesto en el artículo 6.2 y con independencia de la fecha de inicio del periodo regulatorio, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional décima la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el primer periodo regulatorio finalizará el 31 de diciembre de 2019.

3. El límite de inversión previsto en el artículo 16 será de aplicación al plan de inversión del año n+2, siendo n el año de entrada en vigor del presente real decreto.

No obstante lo anterior, hasta la aprobación de los valores unitarios a que se hace referencia en el Capítulo V, para el cálculo de límite VPI^{i}_{n} señalado en el artículo 16, se tomarán los valores de inversión estimados por cada una de las empresas.

Asimismo, para el control de los planes de inversión previstos en el artículo 17 durante los años en que fuera de aplicación para el cálculo de la retribución el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se tomará como volumen de inversión realmente ejecutado con derecho a retribución a cargo del sistema el que resulte de la aplicación de dicha norma.

Las empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes presentarán un plan para el conjunto de los años 2015 y 2016 y otro para los años 2017, 2018 y 2019.Para la evaluación de los planes de inversión recogida en el artículo 17 se tomará como semiperiodo aquel que comprende los años 2015 y 2016 y aquel que comprende los años 2017, 2018 y 2019.

A los efectos de cálculo del incentivo de reducción de pérdidas y de mejora de la calidad de suministro durante los años del primer periodo regulatorio, para el cálculo de los términos $P^{Sector}_{periodo_anterior}$, $P^{i}_{periodo_anterior}$, $TIEPI^{i}_{periodo\ anterior}$ y $TIEPI^{sector}_{periodo\ anterior}$, se entenderá como periodo regulatorio anterior el periodo que transcurra desde el año 2008 inclusive hasta el año previo al base.

Disposición transitoria primera. *Metodología de retribución hasta el inicio del primer periodo regulatorio.*

1. Se considerará año de inicio del primer periodo regulatorio el siguiente al que se produzca la aprobación de la ordenes señaladas en los apartados 1 y 2 del artículo 19 del presente real decreto.

2. De acuerdo a lo establecido en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, la retribución a percibir desde el 1 de enero del año 2014 hasta que se inicie el primer periodo regulatorio al amparo del presente real decreto, se calculará de acuerdo a la metodología recogida en el anexo II del mencionado real decreto-ley. Las retribuciones calculadas de acuerdo a dicha metodología tendrán carácter definitivo.

3. Los incentivos recogidos capítulos IX, X y XI del presente real decreto serán de aplicación en la retribución a percibir a partir del año de inicio del primer periodo regulatorio. Hasta dicha fecha, se aplicarán los incentivos regulados en la Orden ITC/3801/2008, de 26

de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009, y la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre, por la que se regula el método de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Disposición transitoria segunda. *Adaptación al nuevo modelo para empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes.*

1. Las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, podrán solicitar de forma motivada a la Dirección General de Política Energética y Minas un plazo de hasta la mitad de un periodo regulatorio para hacer converger la retribución resultante de la aplicación de la metodología establecida en el anexo II del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, a la retribución derivada de la aplicación de la metodología contenida en el presente real decreto.

Estas empresas dispondrán de un plazo de tres meses para realizar la solicitud que comenzará a computarse desde que les sea notificada la retribución a percibir resultante de aplicar la nueva metodología.

2. La convergencia entre la retribución a percibir mediante la nueva metodología y la resultante de aplicar el contenido del anexo II del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se realizará de acuerdo a la siguiente formulación:

$$R_k^i = R_{k\text{-}RD}^i + \left(\frac{P+1-k}{P+1}\right)\cdot \Delta R_1^i$$

; donde:

K es el año del periodo regulatorio.

P; es el número de años de transición. Este parámetro tomará un valor de 3 años.

R^i_k ; Retribución sin incentivos a percibir el año k del periodo regulatorio por la empresa distribuidora i.

R^i_{k-RD} ; Retribución por aplicación de la metodología contenida en este real decreto sin incentivos a percibir el año k del periodo regulatorio por la empresa distribuidora i.

ΔR^i_1 ; diferencia entre las retribuciones a percibir por la empresa i el primer año del primer periodo regulatorio entre la retribución calculada de acuerdo con el Anexo II del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio y la retribución sin incentivos calculada para dicho año con la metodología del presente real decreto.

3. Este periodo de transición no se aplicará a las cantidades que en su momento se deriven de la aplicación de los incentivos de reducción de pérdidas, de mejora de la calidad y de reducción del fraude recogidos en el presente real decreto.

Disposición transitoria tercera. *Criterios de retribución de líneas soterradas en servicio a la entrada en vigor del presente real decreto.*

No obstante lo dispuesto en el artículo 8.1, serán retribuidas como líneas soterradas aquellas líneas que aun discurriendo por suelo rural, a la entrada en vigor del presente real decreto cuenten con autorización administrativa previa contemplada en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, o si la misma no fuese preceptiva, aquellas instalaciones que cuenten con autorización de explotación.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido por el presente real decreto y en particular, el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, salvo la disposición adicional cuarta y los artículos 44, 45, 47, 49, 50 y 51 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Este real decreto tiene carácter básico y se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 149.1.25.ª de la Constitución Española que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y bases del régimen minero y energético.

Disposición final segunda. *Facultades normativas.*

El Ministro de Industria, Energía y Turismo dictará, en el ámbito de sus competencias, las disposiciones que resulten necesarias para asegurar la adecuada aplicación de este real decreto.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 106

Real Decreto 314/2023, de 25 de abril, por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 99, de 26 de abril de 2023
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2023-10054

I

La Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, en su artículo 28 admitía la posibilidad de la existencia de «redes de distribución cerradas», definidas como redes de distribución que suministran energía eléctrica a una zona industrial, comercial o de servicios compartidos reducida desde el punto de vista geográfico.

Las redes de distribución de energía eléctrica cerradas son un tipo especial de redes de distribución que se han implementado en algunos países de la UE con el fin de contemplar la realidad de la industria interrelacionada entre sí en determinados polígonos. Este tipo de redes pueden jugar un papel relevante en sectores industriales con riesgo de deslocalización y con un elevado coste energético, con las consiguientes ventajas económicas para el conjunto de la economía.

Aunque la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 julio de 2009, no obliga a los Estados miembros a transponer las redes de distribución de energía eléctrica cerradas, su regulación en nuestro país permitirá una reducción de costes económicos de la energía eléctrica para la mediana y gran industria concentrada en ámbitos territoriales reducidos, mejorando su competitividad en unos momentos en los que es clave el mantenimiento de la industria existente y la reindustrialización e implantación de nueva actividad industrial en nuestro país, teniendo sus condiciones de conexión a la red pública garantía suficiente, dado que su eventual volumen de consumo y potencia no deben constituir en modo alguno un riesgo para la seguridad de las redes.

En este sentido, mediante el artículo 3 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España, se incorporó al ordenamiento jurídico español el artículo 28 de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009. Esta norma establece los principios básicos que deben regir la constitución y autorización de redes de distribución de energía eléctrica cerradas, y señala que el Gobierno deberá llevar a cabo el desarrollo reglamentario de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas,

de acuerdo con los principios de sostenibilidad económica y financiera del sistema, eficiencia energética y transición justa.

Conviene señalar que, en relación con las redes de distribución de energía eléctrica cerradas, la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, que derogó la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, con efectos a partir del 1 de enero de 2021, recoge en esencia el mismo contenido de su predecesora. Mediante este real decreto se incorpora al derecho español el artículo 38 de la meritada Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, contribuyendo así al cumplimiento parcial del hito 123 del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

II

Mediante esta norma, se realiza el desarrollo previsto en el artículo 3 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, antes mencionado. Este desarrollo permitirá abordar las cuestiones más relevantes que plantea el proceso de creación y autorización de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas, garantizando a su vez la sostenibilidad económica del sistema eléctrico.

La implantación de estas redes implicará, en el corto plazo, una reducción de los ingresos por peajes del sistema eléctrico al pasar de una situación en la que existen varios consumidores conectados en distintos niveles de tensión a las redes de distribución y transporte, a otra en la que, desde la óptica del sistema eléctrico, existe un solo consumidor de gran tamaño conectado a mayor tensión, con el consiguiente menor pago de peajes. No obstante, los titulares de estas redes cerradas serán los responsables de invertir, operar y mantener en las redes que los conectan entre sí, lo que a medio y largo plazo supondrá un ahorro en costes al sistema eléctrico. Adicionalmente, el desarrollo de redes de distribución de energía eléctrica cerradas para atención de nuevos suministros permitirá que estos menores ingresos se vean compensados, en parte, por una disminución de las inversiones necesarias con cargo al sistema, las cuales pasarían a ser realizadas por los titulares de las redes de distribución de energía eléctrica cerrada.

La presente norma regula en detalle el procedimiento que deberán seguir los interesados en constituir una red de distribución de energía eléctrica cerrada para la obtención de la pertinente autorización que les que permita constituirse como tal. Asimismo, establece los derechos y obligaciones que asumirán frente a la Dirección General de Política Energética y Minas, frente al sistema eléctrico y frente a sus usuarios.

III

Esta norma se ha elaborado teniendo en cuenta los principios de buena regulación a que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

En particular, se cumplen los principios de necesidad y eficacia, al preverse su aprobación en el artículo 3 de Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, que estable que el Gobierno desarrollará un reglamento que recoja el procedimiento y los requisitos que deberán cumplirse para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerrada.

Asimismo, cumple el principio de proporcionalidad al llevar a cabo el desarrollo reglamentario de los aspectos que tiene atribuido el Gobierno en virtud del artículo antes señalado.

Se entiende satisfecho también el principio de seguridad jurídica dado que la norma es coherente con el resto del ordenamiento jurídico nacional y con el Derecho de la Unión Europea.

La norma cumple el principio de transparencia en la medida en que el proyecto ha sido sometido a audiencia pública y el mismo describe en su preámbulo y en su memoria los objetivos que se persiguen.

Finalmente, el principio de eficiencia se satisface en la medida en que no introduce cargas administrativas innecesarias o accesorias.

De conformidad con el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, este real decreto ha sido sometido a información pública y trámite de audiencia mediante su publicación en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Adicionalmente, el trámite de audiencia también se ha evacuado mediante consulta a los representantes del Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla han participado en el trámite de audiencia a través de dicho Consejo Consultivo de Electricidad, en el que están representadas.

Según lo establecido en el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, lo dispuesto en este real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su «Informe sobre el real decreto por el que se desarrolla el procedimiento y los requisitos que deberán cumplirse para el otorgamiento de la autorización administrativa de las redes de distribución de energía eléctrica cerrada», aprobado por su Consejo en Pleno, en su sesión del día 1 de diciembre de 2021.

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

En su virtud, a propuesta de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con la aprobación previa de la Ministra de Hacienda y Función Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 25 de abril de 2023,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

El objeto de este real decreto es establecer el procedimiento y los requisitos que deberán cumplirse para el otorgamiento de una autorización administrativa a una red de distribución de energía eléctrica cerrada, y las circunstancias para la revocación de dicha autorización, en desarrollo de lo previsto en el artículo 3 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España.

Asimismo, este real decreto regula las condiciones y requisitos particulares de esta figura y de sus titulares, y las particularidades de los sujetos conectados a la misma en el ámbito de la legislación sectorial de energía eléctrica.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Este real decreto será de aplicación a:

a) Las redes de distribución de energía eléctrica cerradas.

b) Los titulares de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas.

c) Los titulares y gestores de las redes de distribución y transporte de energía eléctrica a las que se conectan las redes de distribución de energía eléctrica cerradas.

d) Los consumidores y titulares de instalaciones de generación de energía eléctrica conectados a las redes de distribución de energía eléctrica cerradas y, a los comercializadores y representantes de éstos.

Artículo 3. *Red de distribución de energía eléctrica cerrada.*

1. Se podrá autorizar como red de distribución de energía eléctrica cerrada a una red eléctrica que distribuya energía eléctrica a consumidores industriales en una zona industrial que no exceda de 8 kilómetros cuadrados de extensión, siempre que dicha red distribuya energía eléctrica a las empresas industriales ubicadas en dicho emplazamiento mediante redes propias todo ello sin perjuicio de lo establecido en el artículo 5. A los efectos del presente real decreto, tendrán consideración de consumidores industriales aquellos cuyo código en la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (CNAE) pertenezca a los grupos B o C y aquellos que perteneciendo a los grupos D y E, de acuerdo con la sección III del anexo II del Reglamento (CE) 295/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de marzo de 2008, relativo a las estadísticas estructurales de las empresas, sean considerados como industriales a los efectos de elaboración de las estadísticas del sector industrial. Adicionalmente deberá de cumplirse al menos una de las siguientes condiciones:

a) Por razones técnicas o de seguridad concretas, el funcionamiento o los procesos de producción de los usuarios de dicha red están integrados. Los solicitantes deberán justificar la existencia de estas razones técnicas o de seguridad concretas mediante informe de un tercero independiente para un número de empresas que representen al menos un 50 % del total del consumo anual de los consumidores conectados a la red de distribución.

No obstante lo anterior, se presupondrá que existen razones de seguridad cuando al menos dos de los consumidores industriales que pretendan formar parte de la red de distribución de energía eléctrica cerrada, y siempre que estos representen al menos un 50 % del total del consumo anual de los consumidores conectados a la red de distribución, se encuentren dentro del ámbito de aplicación del Real Decreto 840/2015, de 21 de septiembre, por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas.

Se entenderá que los procesos están integrados cuando los productos generados por un consumidor industrial conectado a la red de distribución cerrada son insumos para la producción de otros de los consumidores industriales conectados a dicha red y siempre que estos representen al menos un 50 % del total del consumo anual de los consumidores conectados a la red de distribución. Esta relación deberá de ser acreditada mediante informe de un tercero independiente.

b) Dicha red distribuye electricidad ante todo al propietario o gestor de la red o a sus empresas vinculadas. A los efectos del presente real decreto se entenderá que se da tal circunstancia cuando al menos el 50 % del consumo conectado a la red de distribución de energía eléctrica cerrada sea del propietario o gestor de dicha red, o de empresas en las que su participación en el capital sea superior a un 50 %.

2. Las redes de distribución de energía eléctrica cerradas no podrán estar conectadas entre sí debiendo tener fronteras únicamente con empresas distribuidoras que no sean redes de distribución de energía eléctrica cerradas o transportistas de energía eléctrica y con los consumidores conectados a sus redes, así como, en su caso, con las instalaciones de generación de energía eléctrica o con las instalaciones de almacenamiento de energía conectadas a ella.

3. Las redes de distribución de energía eléctrica cerradas podrán estar conectadas a uno o varios puntos de las redes de transporte o distribución. En todo caso, si la conexión se produce en más de un punto, este deberá de ser del mismo nivel de tensión y pertenecer a la misma empresa transportista o distribuidora.

En todo caso, para la conexión de la red de distribución de energía eléctrica cerrada a cada uno de los puntos de la red de transporte o distribución, esta deberá cumplir con los mismos requisitos que, de conformidad con la normativa en vigor, sean aplicables para la conexión de redes de distribución a otras redes de distribución o a la red de transporte, según aplique en cada caso. En particular, las redes de distribución de energía eléctrica cerradas deberán cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda, así como la normativa que sea aprobada para el desarrollo e implementación de dicho reglamento.

4. Los consumidores alimentados por una red de distribución de energía eléctrica cerrada no podrán estar conectados entre sí en cascada, sino a través de la propia red de distribución de energía eléctrica cerrada. De igual modo, los clientes conectados a este tipo de redes no podrán estar conectados a las redes de transporte o distribución.

Artículo 4. *Titular de una red de distribución de energía eléctrica cerrada.*

Se entenderá como titular de una red de distribución de energía eléctrica cerrada a aquella sociedad mercantil o cooperativa cuyo objeto social exclusivo sea la distribución de energía eléctrica en una red de distribución de energía eléctrica cerrada.

Artículo 5. *Consumidores no industriales conectados a una red de distribución de energía eléctrica cerrada.*

1. No obstante lo previsto en el artículo 3, las redes de distribución de energía eléctrica cerrada podrán alimentar hasta un máximo de 100 consumidores no industriales siempre que se cumplan de manera simultánea todas y cada una de las siguientes condiciones:

a) Se encuentren ubicados en la misma zona geográfica a la que se refiere el artículo 3.1 de este real decreto.
b) Existan o hayan existido relaciones laborales o mercantiles con los propietarios o socios de dicha red o con otros consumidores industriales conectados a la misma.
c) Representen menos del 2 % del consumo total anual de los consumidores conectados a la red de distribución de energía eléctrica cerrada.
d) Los consumidores se ubiquen en parcelas adyacentes a las de los consumidores industriales o únicamente separadas mediante ríos, arroyos, vías férreas, carreteras o viales públicos.

2. A los efectos del presente real decreto se entenderá por consumidor no industrial a aquellos cuyo CNAE no pertenezca a los grupos B o C.

Artículo 6. *Conexión de los consumidores a una red de distribución cerrada y abandono de la misma.*

1. El titular de la red de distribución cerrada no podrá aplicar unos precios superiores y criterios diferentes a los previstos en el capítulo VII sobre régimen de acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender el suministro eléctrico del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, a aquellos consumidores no industriales conectados a su red de distribución cerrada.
2. A aquellos consumidores que estando conectados a una red de distribución de energía eléctrica cerrada deseen dejar de estar conectados a la misma les será de aplicación lo previsto en el capítulo señalado en el apartado anterior, con la particularidad de que, aun cumpliendo las condiciones a las que se refiere el artículo 25.1, si existieran parcelas no urbanas entre la red del distribuidor de energía eléctrica más cercana y la red de distribución cerrada, el pago por derechos de extensión se multiplicará por un factor de 1,5 los valores previstos en dicho artículo.

CAPÍTULO II

Derechos y obligaciones

Artículo 7. *Derechos y obligaciones del titular de una red de distribución de energía eléctrica cerrada de distribución de energía eléctrica.*

1. Con carácter general, el titular de una red de distribución de energía eléctrica cerrada de distribución de energía eléctrica tendrá los mismos derechos y obligaciones que un distribuidor de energía eléctrica, excepto los que se recojan en este real decreto, y en particular los expresados en el apartado 3 de este artículo.

2. El titular de una red de distribución de energía eléctrica cerrada será el gestor y operador de la misma y, como tal, tendrá las mismas funciones, en el ámbito de las redes que gestionen, que los gestores de las redes de distribución de energía eléctrica.

3. El titular de una red de distribución de energía eléctrica cerrada deberá:

a) Ser el responsable de la seguridad de la propia red, así como de la seguridad de las personas y los bienes y servicios relacionados con la actividad desempeñada.

b) Cumplir en todo momento con las obligaciones que se establezcan en la resolución de autorización de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

c) Mantener en todo momento los requisitos de capacidad legal, técnica y económica que se establezcan.

d) Mantenerse al corriente del pago de peajes y cargos.

e) Poner la red privada a disposición del distribuidor o transportista al que se encuentra conectado, en caso de que fuera necesario para garantizar el suministro.

f) En el ámbito de sus funciones, garantizar a los consumidores que tengan derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor o bono social, de acuerdo con la normativa vigente, puedan disfrutar de la misma si así lo solicitan al comercializador de referencia.

4. No serán de aplicación a los titulares de redes de distribución de energía eléctrica cerradas los siguientes preceptos de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico:

a) El párrafo 1 del apartado 2 del artículo 8, en relación con el carácter de actividad regulada y con el régimen económico y de funcionamiento de dichas redes.

b) El apartado 2.a y 2.b del artículo 13, en referencia a los peajes de acceso a las redes de distribución de energía eléctrica, excepto en:

1.º Los peajes y cargos que deberán ingresar en el sistema correspondientes a aquellos clientes conectados a sus redes que pudieran acogerse al PVPC o al bono social si tuvieran derecho a estos.

2.º Los peajes y cargos que deberán de ingresar en el sistema como si de un consumidor se tratase.

c) El apartado 3.a del artículo 13, en relación con la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

d) El apartado 3 del artículo 14, en relación con la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

e) El apartado 8 del artículo 14, en relación con la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

f) Con carácter general los apartados 1.d, 1.f, 1.h, 2.h, y 2.j y 3.a del artículo 40. No obstante lo anterior, estos artículos podrán ser de aplicación en aquellos aspectos relativos a la supervisión y control de la actividad, así como en aquellos aspectos que resulten necesarios para suministrar y facturar a los consumidores conectados a sus redes.

g) Los apartados 1 y 2 del artículo 41, a excepción de su aplicación para los consumidores o potenciales consumidores que puedan conectarse a una red cerrada de conformidad con lo previsto en este real decreto.

h) El apartado 3 del artículo 51, en referencia a los incentivos y penalizaciones a la retribución de las actividades de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas en función de la calidad de servicio obtenida.

5. Los titulares de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas no tendrán la obligación de:

a) Disponer de las plataformas web dedicadas a la gestión de solicitudes de acceso y conexión previstas en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

b) Disponer durante los 5 primeros años desde su autorización de las plataformas de recogida de datos previstas en la Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico, ni de presentar la información al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

c) Comprar la energía perdida en sus redes.

6. Los titulares de una red de distribución de energía eléctrica cerrada no están sujetos al procedimiento de autorización de la actividad de distribución previsto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, excepto en lo relativo a la obligación de inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores de Energía Eléctrica con las particularidades prevista en este real decreto.

Asimismo, los titulares de una red de distribución de energía eléctrica cerrada no tendrán derecho a percibir ningún tipo de retribución a cargo del sistema eléctrico por el ejercicio de su actividad.

7. El titular de una red de distribución de energía eléctrica cerrada será el responsable ante el titular de la red de distribución o de transporte a la que se encuentre conectado, ante el gestor de la misma y ante el sistema, de los incumplimientos de las obligaciones que se deriven de lo previsto en este artículo con independencia de que los incumplimientos tengan su origen en las instalaciones de los sujetos conectados a su red.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio del traslado de responsabilidades que pueda ser acordado a título privado entre el titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada y los sujetos conectados a la misma, así como de las responsabilidades que puedan ser exigidas por vía civil a dichos sujetos.

8. El titular de una red de distribución cerrada estará obligado a cumplir con las obligaciones de calidad de suministro relativas a los niveles máximos de perturbación provocadas por los consumidores de energía eléctrica de acuerdo con la normativa vigente. A estos efectos, serán exigibles los requisitos que correspondan en función del nivel de tensión de la red de distribución de energía eléctrica a la que se conecte la red de distribución cerrada.

Artículo 8. *Obligaciones de la empresa distribuidora o transportista a la que se conecta la red de distribución de energía eléctrica cerrada.*

La empresa distribuidora o transportista a la que se conecta la red de distribución de energía eléctrica cerrada:

a) Deberá cumplir con los requisitos de calidad que le sean exigidos por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y su normativa de desarrollo en el punto o los puntos de conexión de la red de distribución de energía eléctrica cerrada.

b) No tendrá ninguna responsabilidad en relación con la falta de calidad de servicio que pudiera derivarse de las incidencias motivadas por fallos en las instalaciones de la red de distribución de energía eléctrica cerrada.

Artículo 9. *Obligaciones y derechos de los consumidores y generadores conectados a una red de distribución de energía eléctrica cerrada.*

1. Las instalaciones de demanda que se conecten a una red de distribución de energía eléctrica cerrada deberán formalizar un contrato de adquisición de energía a través de comercializadora o mediante la libre contratación de la energía en el mercado.

Los consumidores deberán suscribir con el titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada los correspondientes contratos de acceso. Estos contratos deberán recoger las particularidades que le sean de aplicación por el hecho de tratase de este tipo de redes.

2. Los generadores deberán obtener los permisos de acceso y conexión que les sean de aplicación y en su caso, suscribir con el titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada los correspondientes contratos de acceso. Estos contratos deberán recoger las particularidades que les sean de aplicación por el hecho de tratarse de este tipo de redes.

3. Las instalaciones de demanda y las instalaciones de generación que se conecten a una red de distribución de energía eléctrica cerrada deberán cumplir con los requisitos para la conexión a la red a los que se refieren el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, y el Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de

2016, así como aquellos que se recojan en la normativa que sea aprobada para el desarrollo e implementación de dichos reglamentos.

El titular de una red de distribución de energía eléctrica cerrada no permitirá la conexión a su red de aquellas instalaciones que incumplan lo establecido en el párrafo anterior.

4. Aquellos consumidores que estando conectados a una red de distribución de energía eléctrica cerrada tengan derecho a acogerse a PVPC o al bono social y deseen hacerlo, deberán ponerlo en conocimiento tanto del distribuidor de la red de energía eléctrica cerrada al que se conectan, como del comercializador de referencia.

5. Los consumidores acogidos a una red de distribución de energía eléctrica cerrada tendrán derecho a realizar autoconsumo en las mismas condiciones que el resto de los consumidores, excepto en lo relativo a las particularidades introducidas por este real decreto.

6. Los productores conectados a una red de distribución de energía eléctrica cerrada podrán ejercer su actividad en las mismas condiciones que el resto de productores, excepto en lo relativo a las particularidades introducidas por este real decreto.

Artículo 10. *Adquisición de activos a otras empresas distribuidoras para formar parte de una red de distribución de energía eléctrica cerrada.*

En aquellos casos en que el titular o futuro titular de una red de distribución cerrada adquiera activos que pertenezcan a una empresa distribuidora de energía eléctrica en la que se encuentren conectados consumidores o productores, deberán cumplirse las siguientes condiciones:

a) La empresa distribuidora deberá comunicar la fecha efectiva de la venta tanto a la Dirección General de Política Energética y Minas como a la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia, la cual deberá analizar si procede la revisión de las retribuciones.

b) La empresa adquiriente deberá proceder a modificar los contratos, permisos y otros compromisos de desarrollo de la red a los consumidores y productores conectados a las redes vendidas en idénticas condiciones a los que, en su caso, tuvieran con el propietario anterior. En el caso de que los nuevos contratos, acuerdos o permisos recogiesen condiciones diferentes estos deberán ser refrendados expresamente por los sujetos afectados. En caso de discrepancias, los sujetos afectos podrán plantear conflicto ante la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia.

CAPÍTULO III

Medida y facturación

Artículo 11. *Medida.*

1. El titular de una red de distribución de energía eléctrica cerrada cumplirá con toda la normativa sectorial de medidas que le sea de aplicación a las restantes empresas distribuidoras.

2. Los consumidores y generadores conectados a una red de distribución de energía eléctrica cerrada deberán disponer de los equipos necesarios para la correcta facturación de la energía eléctrica consumida y, en su caso, generada.

3. Las redes de distribución de energía eléctrica cerrada dispondrán de equipos de medida en sus puntos frontera con las redes de transporte y distribución a las que se encuentran conectadas para la correcta facturación.

4. Los puntos, los equipos y los requisitos de la medida deberán cumplir con la normativa sectorial y, en particular, con lo recogido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, y en la Orden TEC/1281/2019, de 19 de diciembre, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

5. El gestor de la red de distribución de energía eléctrica cerrada deberá remitir a los comercializadores de los consumidores conectados en la red de distribución de energía eléctrica cerradas las medidas para la correcta facturación en los formatos, desgloses, plazos y en los términos previstos en la normativa que resulte de aplicación.

Artículo 12. *Facturación de peajes, cargos y energía.*

1. Las empresas comercializadoras facturarán a sus clientes conectados a la red de distribución de energía eléctrica cerrada por la energía consumida según registren sus equipos de medida individuales, con el incremento de pérdidas que corresponda. En ningún caso, excepto en aquellos en los que teniendo derecho a acogerse al PVPC o al bono social se hayan acogido al mismo, las empresas comercializadoras repercutirán en sus facturas ni peajes ni cargos a sus clientes conectados a la red de distribución de energía eléctrica cerrada.

2. El gestor de la red de distribución al que se encuentre conectada la red de distribución de energía eléctrica cerrada emitirá al titular de esta última, facturas mensuales por los peajes y cargos que les correspondan en los puntos de conexión con la red, en los mismos términos que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno y por la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia para los consumidores.

En el caso de que la conexión de la red de distribución de energía eléctrica cerrada se realice con la red de transporte, la facturación de los peajes y cargos a la que se refiere el párrafo anterior será realizada por el distribuidor de la zona.

3. El titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada deberá abonar los peajes y cargos que le corresponda en los puntos de conexión con las redes a las que se encuentren conectado, en los mismos términos que reglamentariamente se establezcan por la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia y por el Gobierno para los consumidores. A estos efectos el titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada deberá responder ante la normativa como si de un consumidor final se tratase.

4. Los titulares de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas deberán aportar al gestor de la red de distribución al que se encuentra conectado o ante el que haya realizado su contrato de acceso, según aplique en cada caso, garantías económicas por una cantidad equivalente a seis meses de facturación de peajes de acceso y cargos. Estas garantías se actualizarán anualmente en función de la facturación real del año móvil anterior.

5. El gestor de la red de distribución de energía eléctrica cerrada facturará a todos los consumidores conectados a sus redes, excepto a los señalados en el apartado 7, las cantidades necesarias para satisfacer los pagos de los peajes y cargos señalados en el apartado anterior, así como para satisfacer todos aquellos otros costes en los que esta incurra y que el titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada repercuta a los usuarios. Los peajes, cargos y otros costes que deban satisfacer los clientes conectados a una red de distribución de energía eléctrica cerrada, serán acordados previamente por el titular de la red y los usuarios de esta y deberán responder a metodologías objetivas, transparentes y no discriminatorias para todos los usuarios conectados a sus redes.

6. En el caso de existir discrepancias por parte de alguno de los usuarios en lo relativo al reparto de los costes de peajes y cargos, no así en el de los otros costes asociados a la propia red de distribución de energía eléctrica cerrada, los usuarios o el titular podrán solicitar la revisión y aprobación de estas metodologías de reparto de peajes y cargos a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Dirección General de Política Energética y Minas respectivamente, las cuales resolverán aplicando los principios recogidos en las metodologías de peajes y cargos.

7. No obstante, lo anterior, aquellos consumidores que, estando conectados a una red de distribución de energía eléctrica, teniendo derecho a acogerse al PVPC o al bono social se hayan acogido al mismo, serán facturados por las comercializadoras de referencia por los cauces habituales, sin que proceda facturación alguna en concepto de suministro por parte del titular de la red cerrada. En estos casos, las comercializadoras de referencia deberán remitir las cuantías de peajes y cargos al gestor de la red de distribución al que se encuentra conectado el titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada o ante el que este haya realizado su contrato de acceso, según aplique en cada caso, el cual los ingresará al sistema eléctrico con la periodicidad y por los cauces establecidos.

8. Los comercializadores de referencia atenderán, en su caso, las solicitudes de suministro de energía eléctrica y formalizarán los correspondientes contratos con los consumidores conectados una red de distribución de energía eléctrica cerrada en los supuestos y términos recogidos en el artículo 4 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo,

por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

9. La suspensión del suministro de energía eléctrica a los consumidores conectados una red de distribución de energía eléctrica cerrada atenderá a lo dispuesto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, o, en su caso, a lo establecido en el capítulo VI del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.

CAPÍTULO IV

Requisitos de las sociedades que se constituyen en redes de distribución de energía eléctrica cerradas

Artículo 13. *Requisitos de los sujetos para el ejercicio de la actividad de distribución.*

Las sociedades que deseen ser autorizadas como titulares de una red de distribución de energía eléctrica cerrada deberán reunir los siguientes requisitos, sucesivamente:

a) Disponer de certificaciones que acrediten su capacidad legal, técnica y económica de acuerdo con lo previsto en el presente capítulo.

b) Poseer las autorizaciones administrativas de las instalaciones de redes que sean de su titularidad.

c) Disponer de autorización de la Dirección General de Política Energéticas y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico que le faculte para constituirse y ejercer como una red de distribución de energía eléctrica cerrada.

Artículo 14. *Capacidad legal.*

Las sociedades que desarrollen las actividades propias de una red de distribución de energía eléctrica cerrada deberán constituirse como sociedad mercantil o sociedad cooperativa y tener como objeto social exclusivo la distribución de energía eléctrica en una red de distribución de energía eléctrica cerrada. Estas sociedades deberán revestir la forma de sociedades de nacionalidad española o en su caso de otro estado miembro de la Unión Europea con establecimiento permanente en España.

A tal efecto, el titular deberá aportar escritura de constitución de la sociedad debidamente inscrita en el Registro mercantil o, en el caso, de sociedades cooperativas en el registro que corresponda, que acredite las condiciones legales a que se refiere el presente artículo.

Artículo 15. *Capacidad técnica.*

1. La certificación que acredite la capacidad técnica corresponderá otorgarla, previa solicitud del interesado, a la Dirección General de Política Energética y Minas cuando la actividad se desarrolle en más de una comunidad autónoma o al órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma cuando la actividad se vaya a desarrollar exclusivamente en el ámbito territorial de la misma.

2. Para obtener la certificación de la capacidad técnica, las sociedades lo solicitarán a la administración competente, presentando documentación que acredite la capacidad de operar y mantener las redes eléctricas que resulten de su titularidad y estén bajo su gestión o escrito que acredite la existencia de un contrato de duración no inferior a un año con empresa encargada de la realización de dichas tareas. En este último caso deberá aportarse escrito de acreditación de la capacidad técnica de la empresa contratada.

Artículo 16. *Capacidad económica.*

Con el fin de acreditar la capacidad económica, las sociedades titulares de una red de distribución de energía eléctrica cerrada deberán acreditar:

a) Informe de valoración de los activos eléctricos que componen dicha red de distribución de energía eléctrica cerrada, entre los que deberán figurar al menos: valoración de las redes

eléctricas, subestaciones y centros de transformación, otros activos eléctricos y de otros activos necesarios para operar y mantener dichas redes. Este documento deberá recoger una estimación de la vida útil y residual de dichos activos y deberá emplear para su valoración los precios recogidos en los valores unitarios de referencia de las instalaciones de transporte y distribución que se encuentren en vigor en el momento de efectuar la solicitud. El informe de valoración deberá ser auditado por un tercero independiente.

b) Documento que acredite que poseen un inmovilizado material mínimo por un 50 % del valor de inmovilizado bruto de los activos. Este requisito se considerará cumplido mediante la presentación de garantías por dicha cantidad.

CAPÍTULO V

Procedimiento administrativo de autorización de una red de distribución de energía eléctrica cerrada

Artículo 17. *Solicitud para la constitución de una red de distribución de energía eléctrica cerrada.*

1. De acuerdo con lo previsto en el artículo 3 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, las redes de distribución de energía eléctrica cerrada deberán obtener autorización de la Dirección General de Política Energéticas y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

El plazo máximo para resolver desde la fecha en que la solicitud haya tenido entrada en el registro electrónico de la administración será de seis meses. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de lo previsto en el artículo 22 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

2. A los efectos previstos en apartado anterior, las sociedades que deseen constituir una red de distribución de energía eléctrica cerrada deberán remitir a dicha dirección general, por medios electrónicos, una solicitud acompañada de la siguiente documentación:

a) Documentos que acrediten la capacidad legal, técnica y económica de acuerdo con los criterios señalados en este real decreto. En caso de que, conforme a lo establecido en el artículo 15, la certificación de la capacidad técnica corresponda a la comunidad autónoma donde se ubique la red de distribución eléctrica cerrada, la documentación que deberá aportarse es el certificado emitido a estos efectos por dicha comunidad autónoma.

b) Justificación de que se cumplen los criterios establecidos en el artículo 3 en el que se regula la definición de red de distribución de energía eléctrica cerrada.

c) Identificación de los consumidores industriales que participan en la red de distribución de energía eléctrica cerrada y aquellos que aún sin participar en el capital estarían conectados a la misma distinguiendo la situación de estos. A los efectos de identificación se deberá aportar, nombre, CNAE y tensión de suministro. En el caso de que estos consumidores estuvieran conectados con anterioridad a las redes de transporte o distribución se deberá aportar Código Universal de Puntos de Suministro (CUPS), potencias contratadas, consumos y peajes aplicables durante los últimos tres años.

d) Identificación de las instalaciones de generación en servicio o previstas conectadas a la red.

e) Acuerdo que recoja la aceptación de todos los consumidores que van a estar conectados a la red de distribución de energía eléctrica cerrada de que son conocedores de esa circunstancia y de sus implicaciones.

f) Acreditación, como distribuidores de energía eléctrica, del cumplimiento del artículo 12 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

g) Documentos que acrediten la titularidad de las instalaciones que compondrán la red de distribución de energía eléctrica cerrada. En caso de no ser titularidad del solicitante, se deberá aportar documentación mediante la que se comprometa la venta o cesión de los activos al titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada en el plazo de seis meses desde la notificación de la resolución a la que se refiere el artículo 20.

h) Informe técnico-económico donde se detalle la siguiente información de la situación en el momento de la solicitud:

1.º Esquema unifilar de la red de partida desglosado por niveles de tensión. El esquema unifilar deberá señalar con distinta cromatografía las titularidades de las instalaciones en la situación de partida.

2.º Información de potencias contratadas en los distintos periodos y energía consumida anual en cada periodo durante los tres últimos ejercicios en cada nivel tarifario para cada uno de los participantes en la red de distribución de energía eléctrica cerrada.

3.º Facturación anual de peajes y cargos de los últimos cinco ejercicios de cada uno de los participantes.

4.º Instalaciones de generación de electricidad conectadas al interior de la red de distribución de energía eléctrica cerrada. Niveles de tensión del punto de conexión/potencia instalada/energía generada anualmente y energía vertida a la red anualmente. Se incluirá asimismo el detalle de si las mismas están o no percibiendo algún tipo de régimen económico específico.

i) Informe técnico-económico donde se detalle la siguiente información en tres horizontes diferentes, situación una vez se autorice la red y esta se constituya, a uno, cinco y diez años vista:

1.º Esquema unifilar de la red de distribución de electricidad cerrada final desglosado por niveles de tensión. El esquema unifilar deberá señalar con distinta cromatografía las titularidades de las instalaciones en la situación de partida.

2.º Detalle de activos que fuesen titularidad de una empresa distribuidora y serían adquiridos por el titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada y que pasarían a formar parte de dicha red.

3.º Proyección anual de potencias contratadas en los distintos periodos y energía consumida anual en cada periodo para cada uno de los participantes actuales y futuros en la red de distribución de energía eléctrica cerrada. Explicación detallada de las hipótesis consideradas en el cálculo de esas proyecciones.

4.º Proyección de nuevos clientes, tanto de demanda como de generación. Para cada uno de ellos se indicará ubicación de los mismos, potencias y consumos en los horizontes señalados. Explicación detallada de las hipótesis consideradas en el cálculo de esas proyecciones.

5.º Facturación anual de peajes y cargos de la red de distribución de energía eléctrica cerrada en los distintos horizontes de estudio. Explicación detallada de las hipótesis consideradas en el cálculo de esas proyecciones.

6.º Metodología de asignación de peajes y cargos a los consumidores conectados a la red de distribución de energía eléctrica cerrada en los distintos horizontes de estudio.

7.º Metodología de asignación de otros costes de inversión, operación y mantenimiento y gestión de la red de distribución de energía eléctrica cerrada a los consumidores y/o generadores conectados a la red de distribución de energía eléctrica cerrada en los distintos horizontes de estudio.

8.º Previsión de peajes, cargos y precios a repercutir a los consumidores conectados a la red de distribución de energía eléctrica cerrada.

9.º Plan de inversión para la adquisición de activos, construcción y operación y mantenimiento de las redes en los distintos horizontes.

j) Plan de gastos para el mantenimiento de los activos y su reposición.

k) Plan de evolución de la demanda, en cada uno de los horizontes a los que se refiere la letra i) de este apartado, donde se detalle la evolución del saldo consumidor o generador de la red de distribución de energía eléctrica cerrada, así como la implantación de generación en su interior.

Artículo 18. *Subsanación de solicitudes.*

Una vez analizadas tanto la solicitud como la información adjunta, si estas no se considerasen correctas y completas, la Dirección General de Política Energética y Minas solicitará la subsanación tanto de la solicitud como de la documentación aportada en un plazo no superior a un mes.

Si tras un nuevo análisis, la Dirección General de Política Energética y Minas considerase que la documentación aportada o la solicitud no son correctas y completas, se

procederá a realizar una segunda solicitud de subsanación con indicación de que, si así no lo hiciera o si la documentación aportada en un plazo máximo de quince días no fuera correcta, se le tendrá por desistido de su petición y se procederá al archivo del expediente.

Artículo 19. *Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

1. Una vez recibida la solicitud y la documentación correcta, de acuerdo con lo previsto en el artículo 3 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, la Dirección General de Política Energética y Minas remitirá copia de la documentación recibida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y solicitará informe en el que se deberá valorar el cumplimiento de los requisitos relativos a la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico y la inexistencia de discriminación entre grupos de consumidores que, estando conectados a la red de distribución de energía eléctrica cerrada, reúnan características similares.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia dispondrá de un plazo no superior a dos meses para la remisión a la Dirección General de Política Energética y Minas de dicho informe. En este informe se deberá realizar un análisis en los distintos horizontes temporales señalados en el artículo 17 que examine si la creación de esta red de distribución de energía eléctrica cerrada es compatible con la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico. Asimismo, este informe deberá contemplar al menos el impacto en peajes y cargos y en la retribución de las redes eléctricas, así como cualquier otro aspecto económico que pudiera ser considerado relevante para la sostenibilidad económica del sistema eléctrico.

Artículo 20. *Resolución de autorización de la red de distribución de energía eléctrica cerrada.*

1. Una vez recibido el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Dirección General de Política Energética y Minas dispondrá de un plazo de dos meses para dictar la resolución de autorización de la red de distribución de energía eléctrica cerrada. La resolución deberá notificarse al interesado y publicarse en el «Boletín Oficial del Estado».

2. La resolución a la que se refiere el apartado anterior deberá recoger aquellas obligaciones, adicionales a las contenidas en este real decreto y en la normativa sectorial, que deban de cumplirse. En la resolución deberá recogerse como obligación el compromiso presentado por el solicitante respecto a las expectativas de incrementos de demanda recogidas en el horizonte de estudio señalado en el artículo 17. Asimismo, la resolución indicará el código con el que será inscrito el titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada autorizada en la sección segunda del Registro Administrativo de Distribuidores.

En caso de que la solicitud hubiese incluido el compromiso de venta o cesión de activos recogido en el artículo 17.2.g, la eficacia de la resolución estará condicionada a que se aporte la documentación que acredite dicha venta o cesión, en el plazo máximo de seis meses desde la notificación de la resolución.

3. En ningún caso podrá autorizarse una red de distribución de energía eléctrica cerrada si el informe de la Comisión Nacional de los Mercados de Competencia al que se refiere el artículo 19 pusiese de manifiesto con respecto a la sostenibilidad del sistema eléctrico que, en los horizontes de estudio a cinco y diez años, señalados en el mencionado artículo 19, se produce una disminución neta de los ingresos del sistema eléctrico en concepto de peajes y cargos que no estuviera compensado por las menores retribuciones de las redes de distribución y transporte.

4. De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la ausencia de notificación de resolución expresa de la solicitud de autorización tendrá efectos desestimatorios, pudiendo interponerse, en su caso, recurso administrativo ante la autoridad correspondiente.

5. La resolución emitida por la Dirección General de Política Energética y Minas a la que se refiere este artículo se entenderá sin perjuicio de las restantes autorizaciones administrativas de las instalaciones eléctricas contempladas en el artículo 53 de la Ley

24/2013, de 26 de diciembre, las cuales deberán ser dictadas por la administración competente de acuerdo con lo previsto en el artículo 3 de la mencionada ley.

Artículo 21. *Acreditación de cumplimiento de las condiciones.*

El titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe anual de acreditación del cumplimiento de condiciones que deberá estar auditado por un tercero independiente, en el que se deberá documentar:

a) Que se siguen manteniendo las capacidades que se debieron acreditar en el momento de la autorización.
b) El grado de cumplimiento de la evolución de la red de distribución de energía eléctrica cerrada que se aportó en la documentación de solicitud de la red de distribución de energía eléctrica cerrada y en particular del plan de evolución de la demanda.
c) El cumplimiento de los requisitos establecidos en la resolución de autorización de la red de distribución de energía eléctrica cerrada.
d) El mantenimiento, y actualización si procede, de las garantías económicas por el pago de los peajes y cargos a las que se refiere el artículo 12.4 de este real decreto.
e) Informe de estar al corriente de pago de los peajes y cargos emitido por el gestor de la red encargado de la facturación de los mismos al titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada.
f) Análisis de la implementación del plan de medidas correctoras, si procede.
g) Listado de los clientes conectados a la red de distribución de energía eléctrica cerrada, energía anual consumida y potencias contratadas por cada uno de ellos incluyendo la información que permita acreditar que se cumple la condición a la que se refiere la letra e) del artículo 17.2.
h) Balance y cuenta de resultados de la red de distribución cerrada.
i) Activos de red puestos en servicio y dados de baja desde el último informe remitido.
j) Consumidores, plantas de producción y de almacenamiento de energía conectados a la red que se hayan sido dadas de alta o baja desde el último informe remitido.

Asimismo, el informe deberá recoger todos aquellos cambios con respecto a la situación respecto a la que se concedió la autorización y con respecto al último informe emitido, especialmente en lo relativo a balance económico y al balance de energía y potencia.

Artículo 22. *Corrección de incumplimientos.*

1. Con base en los informes recogidos en el artículo 21 y de la información que se obtuviera mediante las inspecciones señaladas en el artículo 24, si la Dirección General de Política Energética y Minas detectase que no se cumplen algunos de los requisitos recogidos en este real decreto o en la resolución de autorización de la red de distribución de energía eléctrica cerrada o de los compromisos de evolución de la red previstos, podrá solicitar información al titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada, el cual deberá responder en un plazo no superior a tres meses.
2. Si se detectasen incumplimientos o errores en las proyecciones previstas que comprometiesen la estabilidad del sistema, la Dirección General de Política Energética y Minas deberá solicitar la remisión en un plazo no superior a tres meses de un plan urgente de medidas correctoras que deberá implementarse con carácter inmediato. En el caso de que el incumplimiento fuese por cese de actividad de uno de los consumidores industriales alimentados desde la red de distribución de energía eléctrica cerrada y siempre que este representase más de un 15 % del consumo anual o previsto, el titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada deberá garantizar que en un plazo no superior a veinticuatro meses se conecta otro consumidor o consumidores por un consumo similar, o bien que las restantes empresas incrementan su consumo en una cuantía similar.
Si se presentase un caso similar para consumidores previstos que nunca hayan estado conectados a la red este supuesto solo será admisible una sola vez por cada periodo de diez años.
La Dirección General de Política Energética y Minas remitirá copia de este informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la cual someterá a inspección al

titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada anualmente durante los siguientes tres años con el fin de garantizar el cumplimiento de este.

3. Si el incumplimiento detectado fuese una falta de pago de los peajes y cargos el titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada dispondrá de seis meses para efectuar dicho pago. Asimismo, deberá proceder a la remisión de justificante de este a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 23. *Revocación de la autorización.*

1. La autorización de una red de energía eléctrica cerrada podrá ser revocada por la Dirección General de Política Energética y Minas si se cumple alguna de las siguientes condiciones:

a) Dejan de cumplirse los requisitos que se establezcan para su autorización, en especial el relativo a la sostenibilidad económico y financiera del sistema eléctrico.

b) En caso de impago de peajes y cargos, si no se hubiese remitido justificación de haber procedido al pago en el plazo previsto en el artículo 22.3 en los términos que resultan de lo previsto en los artículos 64 y siguientes de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

c) En el caso de detectarse el incumplimiento de los requisitos establecidos en este real decreto para constituir la red de distribución de energía eléctrica cerrada.

d) En el caso de que en el año siguiente al de implementación del plan de medidas correctoras se detectase que este no se hubiera realizado o no se hubieran cumplido con los objetivos planteados en el mismo satisfactoriamente.

e) Incumplimiento de los plazos establecidos para la sustitución de consumidores señalada en el artículo 22.2.

f) En el caso de que, mediante una inspección, denuncias o por otros medios se detectasen falsedades, incumplimientos graves de condiciones exigidas o que las instalaciones no cumplieran los requisitos de seguridad.

g) En el caso de que se superen durante más de tres ejercicios consecutivos los límites establecidos para los consumidores no industriales conectados a la red.

h) Incumplimiento por parte del titular de la red cerrada de los requerimientos previstos en el artículo 22 así como de los plazos establecidos para los mismos.

2. En caso de resultar necesario iniciar el procedimiento de revocación, la Dirección General de Política Energética y Minas solicitará informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Este informe deberá ser remitido en el plazo de dos meses y deberá de analizar la procedencia de la revocación y realizar una valoración de los activos que deberán ser adquiridos por la empresa distribuidora o transportista a la que se encuentre conectada la red de distribución de energía eléctrica cerrada.

El plazo máximo para resolver desde la fecha en que se realice a solicitud del informe arriba señalado será de seis meses. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de lo previsto en el artículo 22 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

3. Una vez recibido el informe al que se refiere el apartado anterior, la Dirección General de Política Energética y Minas elaborará en el plazo de dos meses una propuesta de resolución motivada de la revocación, o si no resultara procedente, procederá al archivo de las actuaciones. La propuesta de resolución se someterá a audiencia por un periodo no inferior a quince días al titular de la red cerrada y al titular de la red distribución o de transporte a la que se encuentre conectada dicha red.

4. El titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada deberá informar del procedimiento de revocación a todos los clientes que se encuentran conectados a su red en un plazo no superior a cinco días desde que le sea notificada la propuesta de resolución de revocación.

5. La propuesta de resolución contendrá el precio de adquisición de los activos que deberá abonar la empresa distribuidora o transportista al titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada y que pasarán a ser retribuidos por el sistema eléctrico.

Este precio se obtendrá minorando en un 10 % la valoración realizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia conforme a lo previsto en el apartado segundo de este artículo.

6. Una vez recibidas las alegaciones o transcurrido el periodo otorgado para las mismas se procederá en un plazo no superior a dos meses al dictado de la resolución de revocación de la autorización de la red de distribución de energía eléctrica cerrada, la cual será publicada en el «Boletín Oficial del Estado» y comunicada tanto al titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada como al distribuidor o en su caso transportista adquiriente. En esta resolución se establecerá la fecha efectiva de la revocación, el plazo de adquisición de los activos por la empresa distribuidora o transportista y el precio de adquisición de los mismos

7. El titular de la red de distribución cerrada antes de la venta de los activos recogidos en la resolución de revocación y adquiridos por parte del transportista o distribuidor, deberá de haber satisfecho los pagos de peajes y cargos que pudieran encontrarse pendientes de pago. En caso de no haber satisfecho el pago de dichos peajes y cargos, el transportista o distribuidor adquiriente minorará el precio de adquisición en las cantidades pendientes de pago y declarará esta circunstancia ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

8. Las instalaciones que se integren en la red de transporte o distribución como consecuencia de lo previsto en este artículo deberán ser incluidas en el informe de seguimiento del plan de inversión del año n que deberá presentar la empresa transportista o distribuidora en el año n+1 a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de conformidad con lo previsto en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, o en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, según aplique en cada caso, siendo n el año en el que haya tenido lugar la compra efectiva de los activos que integraban la red de distribución de energía eléctrica cerrada cuya autorización haya sido revocada.

Asimismo, el volumen máximo de inversión del año n de adquisición de los activos con derecho a retribución en el año n+2 de las empresas adquirientes se verá incrementado, con carácter excepcional para ese año, en el precio de venta recogido en la resolución de revocación minorado, en su caso, por los peajes y cargos pendientes de pago por parte del titular de la red de distribución de energía eléctrica cerrada que este no haya satisfecho antes de la venta de los activos. En el caso de que sea necesario llevar a cabo actuaciones debidamente justificadas para la conexión de estas instalaciones el volumen máximo anterior podrá incrementarse en una cantidad que, como máximo, ascenderá a un 10 % el valor de la compra de los activos.

9. En el caso de revocación los consumidores industriales que formasen o hubieran formado parte durante los tres años anteriores de la red de distribución de energía eléctrica cerrada, no podrán formar parte de una nueva red de distribución de energía eléctrica cerrada de distribución de energía eléctrica cerrada ni conectarse a otra existente.

10. La revocación de la autorización llevará implícita la baja automática de la inscripción del titular de la red de distribución cerrada en el Registro Administrativo de Distribuidores.

CAPÍTULO VI

Inspecciones y sanciones

Artículo 24. *Inspecciones.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o en su caso el órgano que tuviera atribuida la competencia de inspección, realizará las inspecciones necesarias para comprobar el cumplimiento de los requisitos de este real decreto y de las condiciones establecidas en la resolución de autorización al menos una vez cada tres años o, en su caso, con la frecuencia que se requiera de acuerdo con lo previsto en el artículo de corrección de incumplimientos.

Artículo 25. *Régimen sancionador.*

El incumplimiento de lo establecido en este real decreto podrá ser sancionado, de acuerdo con lo dispuesto en el título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Disposición adicional primera. *Creación de una nueva sección en el Registro Administrativo de Distribuidores.*

1. El Registro Administrativo de Distribuidores queda estructurado en dos secciones:

a) Sección primera: empresas distribuidoras de energía eléctrica.
b) Sección segunda: empresas titulares de redes de distribución de energía eléctrica cerradas.

2. Las empresas que, a la entrada en vigor de este real decreto, se encuentren inscritas en el Registro Administrativo de Distribuidores pasarán a estar inscritas automáticamente en la sección primera que se cree en virtud de lo previsto en esta disposición adicional.

Asimismo, deberán inscribirse en esta sección las empresas que deseen ejercer la actividad de distribución de energía eléctrica. A estos efectos, será de aplicación lo previsto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

3. Las empresas que, conforme a lo previsto en el capítulo V de este real decreto, hayan sido autorizadas para constituirse como titulares de redes de energía eléctrica cerradas serán inscritas automáticamente en la sección segunda del Registro Administrativo de Distribuidores. A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar la información necesaria de la que no disponga con motivo de la tramitación de la autorización para la constitución de la red de distribución de energía eléctrica cerrada.

4. En todo caso, la información que como mínimo se hará constar en la sección segunda del Registro Administrativo de Distribuidores será la siguiente:

a) Datos de la sociedad, incluyendo:

Denominación o razón social.
Domicilio social.
Dirección.
Población.
Provincia.
Código postal.
Teléfono.
Correo electrónico.
CIF.

b) Fecha de constitución de la sociedad.
c) Ámbito geográfico en el que lleva a cabo su actividad, que incluirá la provincia y municipios donde se ubique la red de distribución cerrada.
d) Número de clientes conectados, discriminando entre clientes industriales y no industriales.
e) Potencia total contratada por los clientes, discriminando entre clientes industriales y no industriales.
f) Información a efectos de notificación electrónica, conforme a lo previsto en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, que incluirá:

Nombre completo y DNI del representante a efectos de notificaciones electrónicas.

5. El alcance de la información a la que se refiere el apartado anterior podrá ser modificado mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Disposición adicional segunda. *Evaluación del impacto de la creación de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas.*

Cada cuatro años desde la aprobación del presente real decreto, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia enviará al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un informe, a efectos del seguimiento y aplicación de lo previsto en el presente real decreto, donde se realice un análisis de la evolución de las redes de distribución de energía eléctrica cerradas creadas y de su impacto económico.

La Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico informará a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos sobre las conclusiones y, en su caso, sobre las medidas que pudieran adoptarse como consecuencia del análisis de dicho informe.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Se derogan cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en este real decreto.

Disposición final primera. *Incorporación de normas del Derecho de la Unión Europea.*

Mediante esta norma se incorpora al derecho español el artículo 38 de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, contribuyendo así al cumplimiento parcial del hito 123 del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Disposición final segunda. *Título competencial.*

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final tercera. *Habilitación normativa.*

Se habilita a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para adoptar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y aplicación de este real decreto.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 107

Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 145, de 15 de junio de 2010
Última modificación: 30 de diciembre de 2022
Referencia: BOE-A-2010-9417

[. . .]

Disposición adicional segunda. *Incumplimiento en relación con la obligación del Plan de Instalación de Interruptores de Control de Potencia.*

1. En cumplimiento de lo establecido en el artículo décimo del Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico, los distribuidores deberán comunicar a los consumidores la obligación que tienen éstos de instalar los equipos y las posibilidades de adquisición e instalación de los mismos, de acuerdo con el Plan de Instalación de Interruptores de Control de Potencia remitido a la Administración de la comunidad autónoma correspondiente.

A estos efectos, el requerimiento se practicará mediante remisión, a la dirección que a efectos de comunicación figure en el contrato de suministro, por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado o su representante, quedando la empresa distribuidora obligada a conservar en su poder la acreditación de la notificación efectuada. En el supuesto de rechazo de la notificación, se especificarán las circunstancias del intento de notificación y se tendrá por efectuado el trámite.

Transcurridos 20 días naturales desde la notificación sin respuesta del titular del contrato o su representante se procederá a realizar una segunda notificación por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado o su representante, debiéndose conservar la acreditación de la notificación efectuada. En ella se hará constar expresamente que si en el plazo de otros 20 días naturales a contar desde esta segunda notificación no se realizan las actuaciones necesarias para dar cumplimiento al Plan o no se recibe respuesta, se procederá a facturar desde dicha fecha según lo siguiente:

a) Consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW, en estos casos se distinguirá lo siguiente:

Potencia contratada menor o igual a 5 kW: se aplicará una potencia contratada de 10 kW a efectos de la facturación del peaje de acceso que le corresponda.

Potencia contratada de más de 5 kW y menos de 10 kW: se aplicará una potencia contratada de 20 kW a efectos de la facturación del peaje de acceso que le corresponda.

b) Consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada de más de 10 kW y menos de 15 kW: se aplicará una potencia contratada de 20 kW a efectos de la facturación del peaje de acceso que le corresponda.

2. Las empresas distribuidoras pondrán a disposición de los comercializadores la relación de titulares de los contratos a los que se haya iniciado el procedimiento descrito en el apartado anterior.

Los comercializadores incluirán en su factura las cantidades que resulten de aplicar lo dispuesto anteriormente, indicando de forma expresa la cuantía resultante y el concepto al que corresponde.

A partir de la fecha en que quede instalado el ICP de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente se procederá a facturar de acuerdo con la tarifa y potencia que corresponda al suministro.

[...]

§ 108

Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 297, de 12 de diciembre de 2015
Última modificación: 30 de abril de 2019
Referencia: BOE-A-2015-13488

I

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 14 que las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán reglamentariamente atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico según lo dispuesto en el artículo 1.1.

La metodología de retribución ha sido aprobada por el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. Esta norma recoge todos los principios retributivos legales introducidos en la actividad de distribución de energía eléctrica en la nueva ley del sector eléctrico y establece una formulación para retribuir los activos de distribución clara, estable y predecible que contribuye a aportar estabilidad regulatoria y con ello a reducir los costes de financiación de la actividad de distribución y los del sistema eléctrico.

En la formulación contenida en dicho real decreto, se realiza:

a) El cálculo de la retribución de la operación y mantenimiento por aplicación de unos valores unitarios de referencia sobre las instalaciones en servicio.

b) Una valoración a coste de reposición de los activos en servicio no amortizados hasta el año que se toma como base (dos años antes del inicio del primer periodo regulatorio), empleando para ello unos valores unitarios de referencia de inversión.

c) Una valoración del inmovilizado con derecho de retribución a cargo del sistema de los activos puestos en servicio con posterioridad al año base. Para ello se ha recogido una formulación que pondera el valor de inversión en que ha incurrido la empresa y el valor del activo empleando valores unitarios de referencia de inversión.

El Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, regula en su Capítulo V el procedimiento de establecimiento de los valores unitarios de referencia y la actualización de los mismos. Así en el artículo 19, dispone que por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos y a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se establecerán los valores unitarios de referencia para las instalaciones de distribución ubicadas en la península. Los valores unitarios peninsulares de referencia se determinarán de acuerdo con los valores medios representativos del coste de las infraestructuras cuyo diseño técnico y condiciones operativas se adapten a los estándares utilizados en el sistema eléctrico peninsular. Prescribe también este artículo que los valores unitarios de referencia serán únicos para todo el territorio español.

No obstante lo anterior, el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, prevé el establecimiento de unos valores unitarios de referencia para aquellas instalaciones que tengan consideración de red de distribución en los sistemas eléctricos no peninsulares, que podrán ser diferentes para cada uno de los subsistemas que se determinen a estos efectos por las especificidades derivadas de su ubicación territorial. Las particularidades de estos valores unitarios respecto a los peninsulares sólo atenderán a las especificidades derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado. Por este motivo, en la presente orden se establecen valores unitarios por una parte para las Islas Baleares y Canarias y por otra parte para las ciudades de Ceuta y Melilla.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitió al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una «Propuesta de valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para la instalaciones de distribución de energía eléctrica» aprobado por la sala de supervisión regulatoria en su sesión de fecha 26 de junio de 2014. Una vez analizada la misma, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo solicitó información adicional a la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia. Como consecuencia de dicha petición, la referida Comisión remitió el «Informe sobre la solicitud de información de la DGPEM en relación con los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica» aprobado por la sala de supervisión regulatoria en su sesión de fecha 13 de noviembre de 2014.

A diferencia del transporte, en el caso de la distribución no existían valores unitarios. Por ello, la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia había definido unas instalaciones tipo, asignándoles una serie de elementos constructivos. Una vez realizado este diseño de instalaciones tipo y asignados los elementos que constituyen cada una de ellas, se dio una valoración económica a estas partidas para obtener así los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de cada una de las instalaciones tipo.

Una vez analizados en detalle los valores unitarios definidos en la propuesta inicial de junio de 2014 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se consideró adecuado ampliar el catálogo de instalaciones en función del nivel de tensión.

De igual modo, se consideró adecuado introducir un factor, tan determinante en el coste de las líneas, como es la sección de los conductores.

Por otra parte, con el fin minimizar el impacto ambiental y para incentivar el uso intensivo de los pasillos eléctricos se incrementan en un diez por ciento los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de las líneas aéreas de múltiples circuitos.

Una vez realizado el trámite de audiencia y recibido el informe sobre esta propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la citada Comisión ha considerado adecuadas las medidas señaladas en los apartados precedentes si bien con algunos cambios, principalmente en relación con los niveles de tensión establecidos para adecuarlos a los recogidos en las normas UNE.

II

El artículo 6 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, establece que el año anterior al del inicio de cada periodo regulatorio, el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, establecerá el conjunto de parámetros técnicos y económicos que se utilizarán para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución durante todo el periodo regulatorio.

Entre los parámetros que podrán ser fijados por dicha orden ministerial, se recogen expresamente «los valores unitarios de referencia que se emplean en el cálculo de la retribución por otras tareas reguladas recogidas en el artículo 13».

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el «Informe sobre la solicitud de información de la DGPEM en relación con los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica» de fecha 13 de noviembre de 2014 antes mencionado, ha realizado una propuesta para el cálculo de la retribución de los distintos términos que la componen. Tomando como punto de partida esta propuesta, y toda la información asociada a la misma, en la presente orden se establecen unos valores unitarios por cliente que se emplearán para el cálculo de esta retribución.

Por otra parte, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su informe de 16 de octubre relativo a la propuesta de orden remitida a trámite de audiencia señaló como necesario «incorporar en la orden que finalmente se apruebe un nuevo artículo en el que se establezcan los parámetros técnicos y económicos o en su caso la metodología de cálculo de los mismos». En línea con lo anterior, recogía seguidamente determinados parámetros y metodologías de cálculo de los mismos que se han incorporado en la presente orden.

III

El artículo 21 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, define, a los efectos previstos en el mismo, la «Extensión natural de las redes de distribución» como los refuerzos o adecuaciones de instalaciones de distribución existentes necesarias para atender nuevos suministros o ampliación de los existente que respondan al crecimiento vegetativo de la demanda y que deben realizar y costear las empresas distribuidoras para su posterior reconocimiento retributivo. En este mismo artículo se definen las «Instalaciones de nueva extensión de red» como aquellas nuevas infraestructuras necesarias para atender nuevos suministros o ampliaciones de los existentes que no responden al crecimiento vegetativo de la demanda, así como, los refuerzos que tengan por objeto incrementar la capacidad de un elemento de la red de distribución existente, con el mismo nivel de tensión que el del punto de conexión, que supongan un aumento relevante en la potencia del elemento a reforzar. En este sentido, dicho artículo establece que los conceptos de crecimiento vegetativo de la demanda y aumento relevante en la potencia del elemento a reforzar deberán ser definidos mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo previo acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos y a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Atendiendo a la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia relativa a la definición de los términos de «crecimiento vegetativo de la demanda» y de «aumento relevante en la potencia del elemento a reforzar», de fecha 22 de enero de 2015 en el capítulo IV de la presente orden se definen dichos conceptos.

IV

Finalmente, se introduce un capítulo V con un solo artículo con el fin de establecer, de acuerdo con lo previsto en el artículo 26 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, la compensación a los propietarios por la obligación de cesión de locales para la implantación de centros de transformación.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2 a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, lo dispuesto en la presente orden ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha 16 de octubre de 2015. Asimismo se realiza trámite de audiencia mediante la publicación de anuncio en el «Boletín Oficial del Estado».

Mediante acuerdo de 25 de noviembre de 2015, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar la presente orden.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

CAPÍTULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. *Objeto.*

1. Constituye el objeto de la presente orden:

a) El establecimiento para el primer período regulatorio de:

1.º Los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado de las instalaciones de distribución de energía eléctrica.
2.º Los valores unitarios de referencia que se emplearán en el cálculo de la retribución por otras tareas reguladas.

b) El establecimiento de los valores o la formulación para el cálculo de determinados parámetros retributivos.
c) La definición de los conceptos de crecimiento vegetativo y por aumento relevante en la potencia del elemento a reforzar.
d) La fijación de la compensación por uso de locales para ubicación de centros de transformación.

2. El primer período regulatorio comprenderá desde el 1 de enero de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019, de conformidad con la disposición transitoria primera del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Los capítulos II, III y IV serán de aplicación a las empresas de distribución de energía eléctrica ubicadas en el territorio español.
2. Los capítulos V y VI serán de aplicación a todas las empresas distribuidoras de energía eléctrica ubicadas en el territorio español y a los solicitantes de un nuevo suministro, o de la ampliación de potencia de uno ya existente.

CAPÍTULO II

Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento

Artículo 3. *Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado aplicables a las instalaciones de distribución de energía eléctrica ubicadas en el territorio español.*

Las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado, que serán aplicables a las instalaciones de distribución durante el primer periodo regulatorio, serán los que detalladamente figuran en los anexos I, II y III, según el territorio en que estén ubicadas.

CAPÍTULO III

Valores unitarios de referencia de otras tareas reguladas

Artículo 4. *Cálculo de la retribución de otras tareas reguladas de distribución por aplicación de los valores unitarios de referencia.*

1. La retribución de cada uno de los términos que componen la retribución de otras tareas reguladas se calculará como la suma de las cantidades resultantes de aplicar los valores unitarios en cada uno de los tramos en que la empresa distribuidora disponga de clientes.
2. Para cada uno de los tramos, la retribución de una tarea regulada se calculará como el producto del valor unitario de referencia de dicha tarea regulada y el número de clientes que la empresa distribuidora tenga en dicho tramo.

Artículo 5. *Establecimiento de los valores unitarios por cliente de cada una de las tareas reguladas de distribución.*

Los valores unitarios de referencia por cliente de cada una de las tareas reguladas de distribución, excepción hecha de las tasas de ocupación de la vía pública que serán satisfechas en función del importe anual correspondiente acreditado por las empresas distribuidoras, serán los recogidos en:

1. El anexo IV-A para la retribución por lectura de contadores y equipos de medida de los clientes.
2. El anexo IV-B para la retribución asociada por las tareas asociadas a la contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos.
3. El anexo IV-C para la retribución por las tareas asociadas a la atención telefónica a los clientes.
4. El anexo IV-D para la retribución por tareas de planificación.
5. El anexo IV-E para la retribución por costes de estructura.

CAPÍTULO IV

Parámetros retributivos

Artículo 6. *Determinación de parámetros retributivos.*

1. La vida útil regulatoria de las instalaciones de distribución será la establecida para cada tipología en el anexo V. Los valores contenidos en dicho anexo serán los empleados para el cálculo de la vida útil regulatoria media de las instalaciones de la empresa distribuidora i, VU^{i}_{base} a 31 de diciembre del año base.

2. La vida residual promedio a 31 de diciembre del año base de las instalaciones de la empresa distribuidora i que no hayan superado su vida útil regulatoria, VR^{i}_{base} se calculará de acuerdo con lo previsto en el anexo VI.

3. Para el cálculo del valor coeficiente en base uno que refleja para la empresa i el complemento a uno del volumen de instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base que han sido financiadas y cedidas por terceros y el volumen de ayudas públicas recibido por cada una de las empresas, denominado λ^{i}_{base}, se aplicará lo previsto en el anexo VII.

4. El valor del coeficiente de eficiencia de la inversión para instalaciones de baja tensión, K^{i}_{inmBT}, se calculará de acuerdo con lo previsto en el anexo VIII.

5. El valor del coeficiente de eficiencia de la inversión para instalaciones de alta tensión, K^{i}_{inmAT}, se calculará de acuerdo con lo previsto en el anexo IX.

CAPÍTULO V

Crecimiento vegetativo y aumento relevante en la potencia del elemento a reforzar

Artículo 7. *Definiciones de crecimiento de la demanda.*

De acuerdo con lo previsto en el artículo 21 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, se definen los siguientes conceptos:

a) Elemento aguas abajo respecto a otro elemento de la red de distribución: es aquel elemento con el que existe conexión topológica y que se sitúa a niveles de tensión inferiores, o iguales siempre que dicho elemento esté situado con posterioridad avanzando en el sentido de la corriente eléctrica.

b) Elemento aguas arriba respecto a otro elemento de la red de distribución: es aquel con el que existe conexión topológica y que se sitúa a niveles de tensión superiores, o iguales siempre que dicho elemento esté situado con anterioridad al avanzar en el sentido de la corriente eléctrica.

c) Distribuidor aguas abajo respecto de otro distribuidor: aquel que se conecta a la red de distribución de éste último mediante elementos situados aguas abajo.

d) Distribuidor aguas arriba, respecto de otro distribuidor: aquel que se conecta a la red de distribución de éste último mediante elementos situados aguas arriba.

e) Crecimiento total de la demanda en cada elemento de la red de distribución: es la variación en el periodo considerado de la potencia punta demandada que puede observarse desde dicho elemento, descontando toda la generación eléctrica conectada a la red de distribución.

Esta variación de la demanda punta podrá deberse tanto a nuevos suministros como a una mayor solicitación de los suministros existentes, estando el punto de conexión de dichos suministros situado en elementos aguas abajo respecto del elemento considerado.

f) Crecimiento vegetativo de la demanda en cada elemento de la red de distribución: es la variación de la potencia punta de demanda, descontando toda la generación eléctrica conectada a la red de distribución, que puede observarse de forma agregada desde dicho elemento de la red. Esta variación de la potencia punta será debida tanto a nuevos suministros como a una ampliación de los suministros existentes siempre que se cumpla alguno de los siguientes supuestos:

1.º El punto de conexión con la red de distribución se lleva a cabo en niveles de tensión inferiores a los del elemento de la red considerado.

2.º El punto de conexión con la red de distribución se lleva a cabo en el mismo nivel de tensión del elemento considerado siempre que se cumpla alguno de las siguientes condiciones:

I. El incremento de la potencia punta de demanda está motivado por un mayor uso de la potencia contratada, sin que ésta última se incremente.

II. El incremento de la potencia punta de demanda está motivado por una solicitud de acceso y conexión a la red o de ampliación de la capacidad existente realizada por otra empresa distribuidora que tenga por objeto atender su crecimiento vegetativo.

III. El incremento de la potencia punta de demanda se debe a un incremento de la potencia contratada sin que se supere la potencia vinculada a los derechos de extensión vigentes. A estos efectos se computarán de forma agregada las variaciones de potencia, tanto positivas como negativas, que puedan observarse desde el elemento dentro del plazo de cinco años en el caso de alta tensión y tres años en el caso de baja tensión.

g) Crecimiento no vegetativo de la demanda en cada elemento de la red de distribución: es la variación de la potencia punta de demanda descontando toda la generación eléctrica conectada a la red de distribución que puede observarse de forma agregada desde dicho elemento de la red y que no puede ser catalogada como crecimiento vegetativo de la demanda en ese elemento.

En todo caso el crecimiento de la demanda en zonas no electrificadas será crecimiento no vegetativo y será la mejor estimación de la potencia punta de demanda, que puede preverse en aquellas áreas en las que en el periodo considerado vayan a surgir nuevos suministros, tomando como base los Planes Generales de Ordenación Urbana aprobados por la Administración pública competente. En ningún caso este crecimiento de la demanda tendrá carácter de vegetativo.

Artículo 8. *Aumento relevante de la potencia del elemento a reforzar.*

De acuerdo con lo previsto en el artículo 21 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, se considerará aumento relevante en la potencia de un elemento a reforzar de la red existente a aquellas actuaciones consistentes en ampliar la capacidad de dicho elemento

de la red de distribución existente siempre que se cumplan simultáneamente todos los supuestos que seguidamente se recogen:

a) El nivel de tensión del elemento sea el mismo que el del punto de conexión.

b) Que el elemento intervenga eléctricamente en la atención de la nueva demanda de potencia.

c) Que la solicitud de un nuevo suministro o la ampliación de la potencia de uno existente supere el 20% de la capacidad previa del elemento a reforzar, con independencia del aumento en la capacidad de dicho elemento que finalmente decida llevar a cabo la empresa distribuidora. A estos efectos se computarán de forma agregada las variaciones de potencia motivadas por este suministro, tanto positivas como negativas, que puedan observarse desde el elemento dentro del plazo de cinco años en el caso de alta tensión y tres años en el caso de baja tensión.

CAPÍTULO VI

Compensación por uso de locales para ubicación de centros de transformación

Artículo 9. *Compensación por uso de locales para ubicación de centros de transformación.*

1. La compensación de la empresa distribuidora al titular del local prevista en el artículo 26 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por uso de locales para ubicación de centros de transformación en locales se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$C = 1500 \cdot S - 45 \cdot (N - 100);$$

Donde:

C: es la compensación expresada en €.
S: es la superficie del local en m^2.
N: Potencia solicitada en kW.

Si por aplicación de la anterior fórmula resultase una cantidad negativa la compensación será de cero euros.

2. En el caso de que la potencia transformador instalado sea superior a la del transformador normalizado inmediatamente superior a la potencia solicitada, con la finalidad de suministrar energía a otros peticionarios, la empresa distribuidora abonará a la propiedad del inmueble en el que recaiga la instalación en el momento de la puesta en servicio del centro de transformación, la cantidad de 45 € por kW que exceda de la potencia de dicho transformador normalizado.

Asimismo, para la instalación de un transformador de potencia superior a la del transformador normalizado inmediatamente superior a la potencia solicitada, la empresa distribuidora deberá contar con el documento que acredite el acuerdo con el propietario del inmueble.

3. En los supuestos de actuaciones urbanísticas, el suelo necesario para subestaciones y el suelo o locales destinados a centros de transformación, no computando a efectos de volumetría, se definirán como servicios dotacionales, en su caso infraestructuras básicas de suministro, y serán costeados por el promotor o urbanizador.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en la presente orden.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Instalaciones tipo y valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de instalaciones de distribución de energía eléctrica ubicadas en el territorio peninsular

Líneas aéreas

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-1UX	U > 123 kV	0< S <= 180	TI-1 Líneas-LAT U > 123 kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	160.510	1.666
TI-1UY	U > 123 kV	180 < S <= 300	TI-1 Líneas-LAT U > 123 kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	178.344	1.851
TI-1UZ	U > 123 kV	300 < S	TI-1 Líneas-LAT U > 123 kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	196.179	2.036
TI-2UX	U > 123 kV	0< S <= 180	TI-2 Líneas-LAT U > 123 kV-Aéreo-Simple circuito-Dúplex	207.297	2.151
TI-2UY	U > 123 kV	180 < S <= 300	TI-2 Líneas-LAT U > 123 kV-Aéreo-Simple circuito-Dúplex	230.330	2.390
TI-2UZ	U > 123 kV	300 < S	TI-2 Líneas-LAT U > 123 kV-Aéreo-Simple circuito-Dúplex	253.363	2.629
TI-3UX	U > 123 kV	0< S <= 180	TI-3 Líneas-LAT U > 123 kV-Aéreo-Doble circuito-Simplex	213.478	2.215
TI-3UY	U > 123 kV	180 < S <= 300	TI-3 Líneas-LAT U > 123 kV-Aéreo-Doble circuito-Simplex	237.198	2.462
TI-3UZ	U > 123 kV	300 < S	TI-3 Líneas-LAT U > 123 kV-Aéreo-Doble circuito-Simplex	260.917	2.708
TI-4UX	U > 123 kV	0< S <= 180	TI-4 Líneas-LAT U > 123 kV-Aéreo-Doble-circuito-Dúplex	275.705	2.861
TI-4UY	U > 123 kV	180 < S <= 300	TI-4 Líneas-LAT U > 123 kV-Aéreo-Doble-circuito-Dúplex	306.338	3.179
TI-4UZ	U > 123 kV	300 < S	TI-4 Líneas-LAT U > 123 kV-Aéreo-Doble-circuito-Dúplex	336.972	3.497
TI-3AUX	U > 123 kV	0< S <= 180	TI-3A Líneas-LAT U > 123 kV-Aéreo-Triple circuito-Simplex	247.185	2.565
TI-3AUY	U > 123 kV	180 < S <= 300	TI-3A Líneas-LAT U > 123 kV-Aéreo-Triple circuito-Simplex	274.650	2.850
TI-3AUZ	U > 123 kV	300 < S	TI-3A Líneas-LAT U > 123 kV-Aéreo-Triple circuito-Simplex	302.115	3.135
TI-1VX	123 kV ≥ U > 72,5 kV	0< S <= 180	TI-1 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	151.160	1.569
TI-1VY	123 kV ≥ U > 72,5 kV	180 < S <= 300	TI-1 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	167.955	1.743
TI-1VZ	123 kV ≥ U > 72,5 kV	300 < S	TI-1 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	184.751	1.917
TI-2VX	123 kV ≥ U > 72,5 kV	0< S <= 180	TI-2 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Aéreo-Simple circuito-Dúplex	195.221	2.026
TI-2VY	123 kV ≥ U > 72,5 kV	180 < S <= 300	TI-2 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Aéreo-Simple circuito-Dúplex	216.912	2.251
TI-2VZ	123 kV ≥ U > 72,5 kV	300 < S	TI-2 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Aéreo-Simple circuito-Dúplex	238.604	2.476
TI-3VX	123 kV ≥ U > 72,5 kV	0< S <= 180	TI-3 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Aéreo-Doble circuito-Simplex	201.042	2.086
TI-3VY	123 kV ≥ U > 72,5 kV	180 < S <= 300	TI-3 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Aéreo-Doble circuito-Simplex	223.380	2.318
TI-3VZ	123 kV ≥ U > 72,5 kV	300 < S	TI-3 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Aéreo-Doble circuito-Simplex	245.718	2.550

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-4VX	123 kV ≥ U > 72,5 kV	0< S <= 180	TI-4 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Aéreo-Doble-circuito-Dúplex	259.644	2.694
TI-4VY	123 kV ≥ U > 72,5 kV	180 < S <= 300	TI-4 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Aéreo-Doble-circuito-Dúplex	288.493	2.994
TI-4VZ	123 kV ≥ U > 72,5 kV	300 < S	TI-4 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Aéreo-Doble-circuito-Dúplex	317.343	3.293
TI-3AVX	123 kV ≥ U > 72,5 kV	0< S <= 180	TI-3A Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Aéreo-Triple circuito-Simplex	232.786	2.416
TI-3AVY	123 kV ≥ U > 72,5 kV	180 < S <= 300	TI-3A Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Aéreo-Triple circuito-Simplex	258.651	2.684
TI-3AVZ	123 kV ≥ U > 72,5 kV	300 < S	TI-3A Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Aéreo-Triple circuito-Simplex	284.516	2.953
TI-5UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <= 180	TI-5 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	114.839	1.192
TI-5UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	180 < S <= 300	TI-5 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	127.599	1.324
TI-5UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S	TI-5 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	140.359	1.457
TI-6UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <= 180	TI-6 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	153.148	1.589
TI-6UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	180 < S <= 300	TI-6 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	170.164	1.766
TI-6UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S	TI-6 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	187.180	1.942
TI-7UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <= 180	TI-7 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	152.736	1.585
TI-7UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	180 < S <= 300	TI-7 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	169.707	1.761
TI-7UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S	TI-7 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	186.678	1.937
TI-8UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <= 180	TI-8 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	203.686	2.114
TI-8UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	180 < S <= 300	TI-8 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	226.318	2.349
TI-8UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S	TI-8 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	248.950	2.584
TI-7AUY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <= 180	TI-7A Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	176.852	1.835
TI-7AUX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	180 < S <= 300	TI-7A Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	196.503	2.039
TI-7AUZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S	TI-7A Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	216.153	2.243
TI-5VX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <= 180	TI-5 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	103.902	1.078

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-5VY	52 kV ≥ U > 36 kV	180 < S <= 300	TI-5 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	115.447	1.198
TI-5VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S	TI-5 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	126.992	1.318
TI-6VX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <= 180	TI-6 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	138.562	1.438
TI-6VY	52 kV ≥ U > 36 kV	180 < S <= 300	TI-6 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	153.958	1.598
TI-6VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S	TI-6 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	169.354	1.757
TI-7VX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <= 180	TI-7 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	138.190	1.434
TI-7VY	52 kV ≥ U > 36 kV	180 < S <= 300	TI-7 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	153.544	1.593
TI-7VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S	TI-7 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	168.899	1.753
TI-8VX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <= 180	TI-8 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	184.288	1.912
TI-8VY	52 kV ≥ U > 36 kV	180 < S <= 300	TI-8 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	204.764	2.125
TI-8VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S	TI-8 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	225.240	2.337
TI-7AVY	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <= 180	TI-7A Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	160.009	1.661
TI-7AVX	52 kV ≥ U > 36 kV	180 < S <= 300	TI-7A Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	177.788	1.845
TI-7AVZ	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S	TI-7A Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	195.567	2.030
TI-9UX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 56	TI-9 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Simple circuito	67.296	698
TI-9UY	36 kV ≥ U > 24 kV	56 < S <= 110	TI-9 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Simple circuito	74.773	776
TI-9UZ	36 kV ≥ U > 24 kV	110 < S	TI-9 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Simple circuito	82.250	854
TI-10UX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 56	TI-10 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Doble circuito	89.503	929
TI-10UY	36 kV ≥ U > 24 kV	56 < S <= 110	TI-10 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Doble circuito	99.448	1.032
TI-10UZ	36 kV ≥ U > 24 kV	110 < S	TI-10 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Doble circuito	109.393	1.135
TI-10AUX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 56	TI-10A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Triple circuito	103.635	1.075
TI-10AUY	36 kV ≥ U > 24 kV	56 < S <= 110	TI-10A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Triple circuito	115.150	1.195
TI-10AUZ	36 kV ≥ U > 24 kV	110 < S	TI-10A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Triple circuito	126.665	1.314
TI-9VX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 56	TI-9 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Simple circuito	58.518	607
TI-9VY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	56 < S <= 110	TI-9 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Simple circuito	65.020	675
TI-9VZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	110 < S	TI-9 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Simple circuito	71.522	742
TI-10VX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 56	TI-10 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Doble circuito	77.829	808

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-10VY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	56 < S <= 110	TI-10 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Doble circuito	86.476	897
TI-10VZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	110 < S	TI-10 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Doble circuito	95.124	987
TI-10AVX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 56	TI-10A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Triple circuito	90.117	935
TI-10AVY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	56 < S <= 110	TI-10A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Triple circuito	100.131	1.039
TI-10AVZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	110 < S	TI-10A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Triple circuito	110.144	1.143
TI-9WX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 56	TI-9 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Simple circuito	52.666	547
TI-9WY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	56 < S <= 110	TI-9 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Simple circuito	58.518	607
TI-9WZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	110 < S	TI-9 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Simple circuito	64.370	668
TI-10WX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 56	TI-10 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Doble circuito	70.046	727
TI-10WY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	56 < S <= 110	TI-10 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Doble circuito	77.829	808
TI-10WZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	110 < S	TI-10 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Doble circuito	85.612	888
TI-10AWX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 56	TI-10A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Triple circuito	81.106	842
TI-10AWY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	56 < S <= 110	TI-10A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Triple circuito	90.117	935
TI-10AWZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	110 < S	TI-10A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Triple circuito	99.129	1.029
TI-9BX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 56	TI-9 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Simple circuito	46.814	486
TI-9BY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	56 < S <= 110	TI-9 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Simple circuito	52.016	540
TI-9BZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	110 < S	TI-9 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Simple circuito	57.217	594
TI-10BX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 56	TI-10 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Doble circuito	62.263	646
TI-10BY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	56 < S <= 110	TI-10 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Doble circuito	69.181	718
TI-10BZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	110 < S	TI-10 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Doble circuito	76.099	790
TI-10ABX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 56	TI-10A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Triple circuito	72.094	748
TI-10ABY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	56 < S <= 110	TI-10A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Triple circuito	80.104	831
TI-10ABZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	110 < S	TI-10A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Triple circuito	88.115	914
TI-11X	U < 1 kV	S < 75	TI-11 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Simple circuito sobre postes	26.620	276
TI-11Y	U < 1 kV	S ≥ 75	TI-11 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Simple circuito sobre postes	32.536	338
TI-13X	U < 1 kV	S < 75	TI-13 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Doble circuito sobre postes	35.405	367
TI-13Y	U < 1 kV	S ≥ 75	TI-13 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Doble circuito sobre postes	43.273	449
TI-12X	U < 1 kV	S < 75	TI-12 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Simple circuito sobre fachada	13.675	142
TI-12Y	U < 1 kV	S ≥ 75	TI-12 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Simple circuito sobre fachada	16.714	173

Líneas subterráneas

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-14UX	U > 123 kV	0< S <= 630	TI-14 Líneas-LAT U > 123 kV-Subterráneo-Simple circuito	705.740	7.324
TI-14UY	U > 123 kV	630 < S <= 1200	TI-14 Líneas-LAT U > 123 kV-Subterráneo-Simple circuito	784.156	8.138
TI-14UZ	U > 123 kV	1200 < S	TI-14 Líneas-LAT U > 123 kV-Subterráneo-Simple circuito	862.571	8.951
TI-15UX	U > 123 kV	0< S <= 630	TI-15 Líneas-LAT U > 123 kV-Subterráneo-Doble circuito	1.178.586	12.231
TI-15UY	U > 123 kV	630 < S <= 1200	TI-15 Líneas-LAT U > 123 kV-Subterráneo-Doble circuito	1.309.540	13.590
TI-15UZ	U > 123 kV	1200 < S	TI-15 Líneas-LAT U > 123 kV-Subterráneo-Doble circuito	1.440.494	14.949
TI-15AUX	U > 123 kV	0< S <= 630	TI-15A Líneas-LAT U > 123 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.545.571	16.039
TI-15AUY	U > 123 kV	630 < S <= 1200	TI-15A Líneas-LAT U > 123 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.717.301	17.821
TI-15AUZ	U > 123 kV	1200 < S	TI-15A Líneas-LAT U > 123 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.889.031	19.604
TI-14VX	123 kV ≥ U > 72,5 kV	0< S <= 630	TI-14 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Subterráneo-Simple circuito	664.629	6.897
TI-14VY	123 kV ≥ U > 72,5 kV	630 < S <= 1200	TI-14 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Subterráneo-Simple circuito	738.477	7.664
TI-14VZ	123 kV ≥ U > 72,5 kV	1200 < S	TI-14 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Subterráneo-Simple circuito	812.324	8.430
TI-15VX	123 kV ≥ U > 72,5 kV	0< S <= 630	TI-15 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Subterráneo-Doble circuito	1.109.930	11.518
TI-15VY	123 kV ≥ U > 72,5 kV	630 < S <= 1200	TI-15 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Subterráneo-Doble circuito	1.233.256	12.798
TI-15VZ	123 kV ≥ U > 72,5 kV	1200 < S	TI-15 Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Subterráneo-Doble circuito	1.356.582	14.078
TI-15AVX	123 kV ≥ U > 72,5 kV	0< S <= 630	TI-15A Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.455.538	15.105
TI-15AVY	123 kV ≥ U > 72,5 kV	630 < S <= 1200	TI-15A Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.617.264	16.783
TI-15AVZ	123 kV ≥ U > 72,5 kV	1200 < S	TI-15A Líneas-LAT 123 kV ≥ U > 72,5 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.778.990	18.462
TI-16UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <=300	TI-16 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Simple circuito	401.258	4.164
TI-16UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S <= 500	TI-16 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Simple circuito	445.842	4.627
TI-16UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	500 < S	TI-16 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Simple circuito	490.426	5.089
TI-17UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <=300	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Doble circuito	670.100	6.954
TI-17UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S <= 500	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Doble circuito	744.556	7.727
TI-17UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	500 < S	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Doble circuito	819.011	8.499

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-17AUX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <=300	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.131.546	11.743
TI-17AUY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S <= 500	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.257.274	13.047
TI-17AUZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	500 < S	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.383.001	14.352
TI-16VX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <=300	TI-16 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Simple circuito	363.043	3.768
TI-16VY	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S <= 500	TI-16 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Simple circuito	403.381	4.186
TI-16VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	500 < S	TI-16 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Simple circuito	443.719	4.605
TI-17VY	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <=300	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Doble circuito	606.281	6.292
TI-17VX	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S <= 500	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Doble circuito	673.646	6.991
TI-17VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	500 < S	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Doble circuito	741.010	7.690
TI-17AVX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <=300	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.023.780	10.624
TI-17AVY	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S <= 500	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.137.533	11.805
TI-17AVZ	52 kV ≥ U > 36 kV	500 < S	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.251.287	12.985
TI-18UX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 200	TI-18 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Simple circuito	135.944	1.411
TI-18UY	36 kV ≥ U > 24 kV	200 < S <= 300	TI-18 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Simple circuito	151.049	1.568
TI-18UZ	36 kV ≥ U > 24 kV	300 < S	TI-18 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Simple circuito	166.154	1.724
TI-19UX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 200	TI-19 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Doble circuito	227.027	2.356
TI-19UY	36 kV ≥ U > 24 kV	200 < S <= 300	TI-19 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Doble circuito	252.252	2.618
TI-19UZ	36 kV ≥ U > 24 kV	300 < S	TI-19 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Doble circuito	277.477	2.880
TI-19AUX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 200	TI-19A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Triple circuito	297.718	3.090
TI-19AUY	36 kV ≥ U > 24 kV	200 < S <= 300	TI-19A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Triple circuito	330.798	3.433
TI-19AUZ	36 kV ≥ U > 24 kV	300 < S	TI-19A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Triple circuito	363.877	3.776
TI-18VX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 200	TI-18 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Simple circuito	118.212	1.227

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-18VY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	200 < S <= 300	TI-18 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Simple circuito	131.347	1.363
TI-18VZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	300 < S	TI-18 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Simple circuito	144.482	1.499
TI-19VX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 200	TI-19 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Doble circuito	197.415	2.049
TI-19VY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	200 < S <= 300	TI-19 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Doble circuito	219.350	2.276
TI-19VZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	300 < S	TI-19 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Doble circuito	241.285	2.504
TI-19AVX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 200	TI-19A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Triple circuito	258.885	2.687
TI-19AVY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	200 < S <= 300	TI-19A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Triple circuito	287.650	2.985
TI-19AVZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	300 < S	TI-19A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Triple circuito	316.415	3.284
TI-18WX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 200	TI-18 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Simple circuito	106.391	1.104
TI-18WY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	200 < S <= 300	TI-18 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Simple circuito	118.212	1.227
TI-18WZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	300 < S	TI-18 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Simple circuito	130.034	1.349
TI-19WX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 200	TI-19 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Doble circuito	177.673	1.844
TI-19WY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	200 < S <= 300	TI-19 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Doble circuito	197.415	2.049
TI-19WZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	300 < S	TI-19 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Doble circuito	217.156	2.254
TI-19AWX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 200	TI-19A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Triple circuito	232.997	2.418
TI-19AWY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	200 < S <= 300	TI-19A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Triple circuito	258.885	2.687
TI-19AWZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	300 < S	TI-19A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Triple circuito	284.774	2.955
TI-18BX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 100	TI-18 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Simple circuito	94.570	981
TI-18BY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	100 < S <= 200	TI-18 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Simple circuito	105.078	1.090
TI-18BZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	200 < S	TI-18 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Simple circuito	115.585	1.199
TI-19BX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 100	TI-19 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Doble circuito	157.932	1.639
TI-19BY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	100 < S <= 200	TI-19 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Doble circuito	175.480	1.821
TI-19BZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	200 < S	TI-19 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Doble circuito	193.028	2.003
TI-19ABX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 100	TI-19A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Triple circuito	207.108	2.149
TI-19ABY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	100 < S <= 200	TI-19A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Triple circuito	230.120	2.388

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-19ABZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	200 < S	TI-19A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Triple circuito	253.132	2.627
TI-20X	U < 1 kV	0 < S < 150	TI-20 Líneas-LBT U < 1 kV-Subterráneo-Simple circuito	48.384	502
TI-20Y	U < 1 kV	S ≥ 150	TI-20 Líneas-LBT U < 1 kV-Subterráneo-Simple circuito	59.136	614
TI-21X	U < 1 kV	0 < S < 150	TI-21 Líneas-LBT U < 1 kV-Subterráneo-doble circuito	80.802	839
TI-21Y	U < 1 kV	S ≥ 150	TI-21 Líneas-LBT U < 1 kV-Subterráneo-doble circuito	98.758	1.025

Posiciones blindadas

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y mantenimiento €
TI-88U	U > 123 kV	TI-88 Posición Blindada-Interior - U> 123 kV	600.632	16.151
TI-89U	U > 123 kV	TI-89 Posición Blindada-Intemperie - U> 123 kV	600.632	16.151
TI-90U	U > 123 kV	TI-90 Posición Blindada-Móvil- U> 123 kV	600.632	16.151
TI-88V	123 kV ≥ U > 72,5 kV	TI-88 Posición Blindada-Interior -123 kV ≥ U > 72,5 kV	565.644	15.210
TI-89V	123 kV ≥ U > 72,5 kV	TI-89 Posición Blindada-Intemperie -123 kV ≥ U > 72,5 kV	565.644	15.210
TI-90V	123 kV ≥ U > 72,5 kV	TI-90 Posición Blindada-Móvil -123 kV ≥ U > 72,5 kV	565.644	15.210
TI-95U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-95 Posición Blindada-Interior-72,5 kV ≥ U > 52 kV	481.941	12.959
TI-96U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-96 Posición Blindada-Intemperie-72,5 kV ≥ U > 52 kV	481.941	12.959
TI-97U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-97 Posición Blindada-Móvil-72,5 kV ≥ U > 52 kV	481.941	12.959
TI-95V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-95 Posición Blindada-Interior-52 kV ≥ U > 36 kV	436.042	11.725
TI-96V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-96 Posición Blindada-Intemperie-52 kV ≥ U > 36 kV	436.042	11.725
TI-97V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-97 Posición Blindada-kV-Móvil-52 kV ≥ U > 36 kV	436.042	11.725
TI-102U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-102 Posición Blindada-Interior-36 kV ≥ U > 24 kV	112.716	3.031
TI-103U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-103 Posición Blindada-Intemperie-36 kV ≥ U > 24 kV	112.716	3.031
TI-104U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-104 Posición Blindada-Móvil-36 kV ≥ U > 24 kV	112.716	3.031
TI-102V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-102 Posición Blindada-Interior-24 kV ≥ U > 17,5 kV	98.014	2.636
TI-103V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-103 Posición Blindada-Intemperie-24 kV ≥ U > 17,5 kV	98.014	2.636
TI-104V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-104 Posición Blindada kV-Móvil-24 kV ≥ U > 17,5 kV	98.014	2.636
TI-102W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-102 Posición Blindada-Interior-17,5 kV ≥ U > 12 kV	88.212	2.372
TI-103W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-103 Posición Blindada-Intemperie-17,5 kV ≥ U > 12 kV	88.212	2.372
TI-104W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-104 Posición Blindada-Móvil-17,5 kV ≥ U > 12 kV	88.212	2.372
TI-102B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-102 Posición Blindada-Interior-12 kV≥ U ≥ 1 kV	78.411	2.108
TI-103B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-103 Posición Blindada-Intemperie-12 kV≥ U ≥ 1 kV	78.411	2.108
TI-104B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-104 Posición Blindada-Móvil-12 kV≥ U ≥ 1 kV	78.411	2.108

Posiciones convencionales

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y mantenimiento €
TI-91U	U > 123 kV	TI-91 Posición Convencional-Interior -U> 123 kV	401.554	10.798
TI-92U	U > 123 kV	TI-92 Posición Convencional-Intemperie-U> 123 kV	401.554	10.798
TI-91V	123 kV ≥ U > 72,5 kV	TI-91 Posición Convencional-Interior-123 kV ≥ U > 72,5 kV	378.163	10.169
TI-92V	123 kV ≥ U > 72,5 kV	TI-92 Posición Convencional-Intemperie-123 kV ≥ U > 72,5 kV	378.163	10.169
TI-98U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-98 Posición Convencional-Interior-72,5 kV ≥ U > 52 kV	250.711	6.742
TI-99U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-99 Posición Convencional-Intemperie-72,5 kV ≥ U > 52 kV	250.711	6.742
TI-98V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-98 Posición Convencional-Interior-52 kV ≥ U > 36 kV	226.834	6.099
TI-99V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-99 Posición Convencional-Intemperie-52 kV ≥ U > 36 kV	226.834	6.099
TI-105U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-105 Posición Convencional-Interior-36 kV ≥ U > 24 kV	86.774	2.333
TI-106U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-106 Posición Convencional-Intemperie-36 kV ≥ U > 24 kV	86.774	2.333
TI-105V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-105 Posición Convencional-Interior-24 kV ≥ U > 17,5 kV	75.456	2.029
TI-106V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-106 Posición Convencional-Intemperie-24 kV ≥ U > 17,5 kV	75.456	2.029
TI-105W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-105 Posición Convencional-Interior-17,5 kV ≥ U > 12 kV	67.910	1.826
TI-106W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-106 Posición Convencional-Intemperie-17,5 kV ≥ U > 12 kV	67.910	1.826
TI-105B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-105 Posición Convencional-Interior-10 kV≥ U > 1 kV	60.365	1.623
TI-106B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-106 Posición Convencional-Intemperie-10 kV≥ U > 1 kV	60.365	1.623

Posiciones híbridas

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y mantenimiento €
TI-93U	U > 123 kV	TI-93 Posición Hibrida-Interior -U ≥ 110 kV	600.632	16.151
TI-94U	U > 123 kV	TI-94 Posición Hibrida-Intemperie -U ≥ 110 kV	600.632	16.151
TI-93V	123 kV ≥ U > 72,5 kV	TI-93 Posición Hibrida-Interior -123 kV ≥ U > 72,5 kV	565.644	15.210
TI-94V	123 kV ≥ U > 72,5 kV	TI-94 Posición Hibrida-Intemperie -123 kV ≥ U > 72,5 kV	565.644	15.210
TI-100U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-100 Posición Hibrida-72,5 kV ≥ U > 52 kV	481.941	12.959
TI-101U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-101 Posición Hibrida-Intemperie-72,5 kV ≥ U > 52 kV	481.941	12.959
TI-100V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-100 Posición Hibrida-Interior-52 kV ≥ U > 36 kV	436.042	11.725
TI-101V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-101 Posición Hibrida-Intemperie-52 kV ≥ U > 36 kV	436.042	11.725
TI-107U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-107 Posición Hibrida-Interior-36 kV ≥ U > 24 kV	112.716	3.031
TI-108U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-108 Posición Hibrida-Intemperie-36 kV ≥ U > 24 kV	112.716	3.031
TI-107V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-107 Posición Hibrida-Interior-24 kV ≥ U > 17,5 kV	98.014	2.636
TI-108V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-108 Posición Hibrida-Intemperie-24 kV ≥ U > 17,5 kV	98.014	2.636
TI-107W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-107 Posición Hibrida-Interior-17,5 kV ≥ U > 12 kV	88.212	2.372
TI-108W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-108 Posición Hibrida-Intemperie-17,5 kV ≥ U > 12 kV	88.212	2.372

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y mantenimiento €
TI-107B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-107 Posición Hibrida-Interior-10 kV≥ U > 1 kV	78.411	2.108
TI-108B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-108 Posición Hibrida-Intemperie-10 kV≥ U > 1 kV	78.411	2.108

Máquinas de potencia

Código	Tensión	Descripción	Inversión €/MVA	Operación y mantenimiento €/MVA
TI-157U	U > 123 kV	TI-157 Trafo en subestación- Tensión primario 420 kV-Tensión secundario 245 kV ≥ U > 123 kV	7.553	203
TI-157V	123 kV ≥ U > 72,5 kV	TI-157 Trafo en subestación- Tensión primario 420 kV-Tensión secundario 123kV ≥ U > 72,5 kV	8.020	216
TI-158U	U > 123 kV	TI-158 Trafo en subestación- Tensión primario 420 kV-Tensión secundario 245 kV ≥ U > 123 kV	7.553	203
TI-158V	123 kV ≥ U > 72,5 kV	TI-158 Trafo en subestación- Tensión primario 420 kV-Tensión secundario 123 kV ≥U > 72,5 kV	8.020	216
TI-158W	72,5 kV ≥ U > 36 kV	TI-158 Trafo en subestación- Tensión primario 420 kV-Tensión secundario 72,5 kV ≥ U > 36 kV	7.397	199
TI-159U	U > 123 kV	TI-159 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 245 kV ≥ U > 123 kV	10.446	281
TI-159V	123 kV ≥ U > 72,5 kV	TI-159 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 123 kV ≥U > 72,5 kV	11.092	298
TI-160U	72,5 kV ≥ U > 36 kV	TI-160 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 72,5 kV ≥ U > 36 kV	10.230	275
TI-161U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-161 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 36kV≥ U > 24 kV	14.610	393
TI-161V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-161 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 24 kV≥ U > 17,5kV	17.189	462
TI-161W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-161 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 17,5 kV≥ U > 12kV	18.908	508
TI-161B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-161 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 12 kV ≥ U ≥ 1 kV	20.627	555
TI-162U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-162 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 72,5 kV ≥ U > 52 kV	12.909	347
TI-162V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-162 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 52 kV ≥ U >36kV	14.268	384
TI-163U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-163 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 36 kV ≥ U >24 kV	13.718	369
TI-163V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-163 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 24 kV ≥ U >17,5 kV	16.139	434
TI-163W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-163 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 17,5kV ≥ U > 12 kV	17.753	477
TI-163B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-163 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 12 kV ≥ U ≥ 1 kV	19.367	521
TI-164U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-164 Trafo en subestación- Tensión primario 72,5-36 kV-Tensión secundario 36 kV ≥ U >24 kV	16.340	439
TI-164V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-164 Trafo en subestación- Tensión primario 72,5-36 kV-Tensión secundario 24 kV ≥ U >17,5 kV	19.223	517

Código	Tensión	Descripción	Inversión €/MVA	Operación y mantenimiento €/MVA
TI-164W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-164 Trafo en subestación- Tensión primario 72,5-36 kV-Tensión secundario 17,5kV ≥ U > 12 kV	21.146	569
TI-164B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-164 Trafo en subestación- Tensión primario 72,5-36 kV-Tensión secundario 12 kV ≥ U ≥ 1 kV	23.068	620
TI-165U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-165 Trafo en subestación- Tensión primario 36 kV > U ≥ 1 kV-Tensión secundario 30 kV ≥ U >24 kV	13.356	359
TI-165V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-165 Trafo en subestación- Tensión primario 36 kV > U ≥ 1 kV-Tensión secundario 24 kV ≥ U >17,5 kV	15.712	423
TI-165W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-165 Trafo en subestación- Tensión primario 36 kV > U ≥ 1 kV-Tensión secundario 17,5kV ≥ U > 12 kV	17.284	465
TI-165B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-165 Trafo en subestación- Tensión primario 36 kV > U ≥ 1 kV-Tensión secundario 12 kV ≥ U ≥ 1 kV	18.855	507

Reactancias

Código	Tensión	Descripción	Inversión €/MVAr	Operación y mantenimiento €/MVAr
TI-166	145kV ≥ U > 72,5 kV	TI-166 Reactancia 145kV ≥ U > 72,5 kV	15.016	404
TI-167	72,5kV ≥ U > 36 kV	TI-167 Reactancia 72,5kV ≥ U > 36 kV	7.260	195
TI-168	36 kV ≥ U > 1 kV	TI-168 Reactancia 36 kV ≥ U > 1 kV	823	22

Condensadores

Código	Tensión	Descripción	Inversión €/MVAr	Operación y mantenimiento €/MVAr
TI-169	132kV ≥ U > 66 kV	TI-169 Condensador 132kV ≥ U > 66 kV	1.177	32
TI-170	66kV ≥ U > 36 kV	TI-170 Condensador 66kV ≥ U > 36 kV	968	26
TI-171	36 kV ≥ U > 1 kV	TI-171 Condensador 36 kV ≥ U > 1 kV	843	23

Elementos de fiabilidad

Código	Descripción	Inversión €	Operación y mantenimiento €
TI-174	TI-174 Seccionador (de cuchillas)	2.138	12
TI-177	TI-177 Reconectador	13.117	72
TI-179	TI-179 Reconectador - Seccionador	15.061	82
TI-181	TI-181 Seccionador - Fusible (XS-SXS)	1.943	11
TI-182	TI-182 Autoseccionador/ Seccionalizador	6.445	35
TI-183	TI-183 Interruptor	10.422	57
TI-187	TI-187 Interruptor-seccionador	11.174	61
TI-187A	TI-187A Interruptor-seccionador telecontrolado	11.174	61

Centros de transformación de caseta

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-22U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	18.840	431
TI-23U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	19.432	445
TI-24U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	20.912	479
TI-25U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	21.446	491

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-26U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	22.516	515
TI-27U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	25.767	590
TI-28U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	28.166	645
TI-29U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	29.941	685
TI-30U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	35.917	822
TI-31U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	38.983	892
TI-22V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	21.195	485
TI-23V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	21.861	500
TI-24V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	23.526	538
TI-25V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	24.127	552
TI-26V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	25.331	580
TI-27V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	28.988	663
TI-28V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	31.686	725
TI-29V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	33.684	771
TI-30V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	40.406	925
TI-31V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	43.855	1.004
TI-22W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	22.373	512
TI-23W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	23.076	528
TI-24W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	24.833	568
TI-25W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	25.467	583
TI-26W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	26.738	612
TI-27W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	30.598	700
TI-28W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	33.447	765
TI-29W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	35.555	814
TI-30W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	42.651	976
TI-31W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	46.292	1.059
TI-22B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	23.551	539
TI-23B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	24.290	556
TI-24B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	26.140	598
TI-25B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	26.808	613
TI-26B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	28.145	644
TI-27B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	32.208	737
TI-28B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	35.207	806
TI-29B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	37.426	856

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-30B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	44.896	1.027
TI-31B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	48.728	1.115
TI-22C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	25.906	593
TI-23C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	26.719	611
TI-24C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	28.754	658
TI-25C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	29.489	675
TI-26C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	30.960	708
TI-27C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	35.429	811
TI-28C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	38.728	886
TI-29C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	41.169	942
TI-30C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	49.385	1.130
TI-31C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	53.601	1.227
TI-22D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	28.261	647
TI-23D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	29.148	667
TI-24D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	31.368	718
TI-25D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	32.169	736
TI-26D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	33.774	773
TI-27D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	38.650	884
TI-28D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	42.248	967
TI-29D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	44.912	1.028
TI-30D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	53.875	1.233
TI-31D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	58.474	1.338
TI-32U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	33.968	777
TI-33U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	35.152	804
TI-34U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	38.111	872
TI-35U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	39.180	897
TI-36U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	41.320	946
TI-37U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	47.821	1.094
TI-38U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	52.618	1.204
TI-39U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	56.169	1.285
TI-40U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	68.120	1.559
TI-41U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	74.252	1.699
TI-32V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	38.214	874
TI-33V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	39.545	905

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-34V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	42.874	981
TI-35V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	44.077	1.009
TI-36V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	46.484	1.064
TI-37V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	53.798	1.231
TI-38V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	59.195	1.355
TI-39V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	63.190	1.446
TI-40V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	76.635	1.754
TI-41V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	83.534	1.912
TI-32W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	40.337	923
TI-33W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	41.742	955
TI-34W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	45.256	1.036
TI-35W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	46.526	1.065
TI-36W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	49.067	1.123
TI-37W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	56.787	1.300
TI-38W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	62.484	1.430
TI-39W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	66.701	1.526
TI-40W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	80.893	1.851
TI-41W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	88.175	2.018
TI-32B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	42.460	972
TI-33B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	43.939	1.006
TI-34B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	47.638	1.090
TI-35B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	48.974	1.121
TI-36B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	51.649	1.182
TI-37B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	59.776	1.368
TI-38B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	65.773	1.505
TI-39B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	70.211	1.607
TI-40B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	85.150	1.949
TI-41B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	92.815	2.124
TI-32C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	46.706	1.069
TI-33C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	48.333	1.106
TI-34C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	52.402	1.199
TI-35C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	53.872	1.233
TI-36C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	56.814	1.300
TI-37C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	65.753	1.505

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-38C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	72.350	1.656
TI-39C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	77.233	1.767
TI-40C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	93.665	2.143
TI-41C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	102.097	2.336
TI-32D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	50.952	1.166
TI-33D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	52.727	1.207
TI-34D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	57.166	1.308
TI-35D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	58.769	1.345
TI-36D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	61.979	1.418
TI-37D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	71.731	1.641
TI-38D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	78.927	1.806
TI-39D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	84.254	1.928
TI-40D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	102.180	2.338
TI-41D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	111.378	2.549

Centros de transformación en local

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-42U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	16.694	382
TI-43U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	17.285	396
TI-44U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	18.765	429
TI-45U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	19.298	442
TI-46U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	20.368	466
TI-47U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	21.519	492
TI-48U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	25.130	575
TI-49U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	27.273	624
TI-50U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	30.941	708
TI-51U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	34.448	788
TI-42V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	18.780	430
TI-43V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	19.446	445
TI-44V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	21.111	483
TI-45V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	21.711	497
TI-46V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	22.914	524
TI-47V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	24.209	554
TI-48V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	28.271	647

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-49V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	30.682	702
TI-50V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	34.809	797
TI-51V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	38.754	887
TI-42W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	19.824	454
TI-43W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	20.527	470
TI-44W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	22.283	510
TI-45W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	22.917	524
TI-46W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	24.187	554
TI-47W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	25.554	585
TI-48W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	29.842	683
TI-49W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	32.387	741
TI-50W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	36.743	841
TI-51W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	40.907	936
TI-42B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	20.867	478
TI-43B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	21.607	494
TI-44B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	23.456	537
TI-45B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	24.123	552
TI-46B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	25.460	583
TI-47B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	26.899	616
TI-48B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	31.412	719
TI-49B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	34.092	780
TI-50B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	38.677	885
TI-51B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	43.060	985
TI-42C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	22.954	525
TI-43C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	23.768	544
TI-44C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	25.802	590
TI-45C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	26.535	607
TI-46C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	28.006	641
TI-47C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	29.589	677
TI-48C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	34.554	791
TI-49C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	37.501	858
TI-50C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	42.544	974
TI-51C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	47.366	1.084
TI-42D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	25.040	573

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-43D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	25.928	593
TI-44D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	28.148	644
TI-45D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	28.948	662
TI-46D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	30.553	699
TI-47D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	32.279	739
TI-48D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	37.695	863
TI-49D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	40.910	936
TI-50D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	46.412	1.062
TI-51D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	51.672	1.182
TI-52U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquina s15 kVA	27.249	624
TI-53U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	28.432	651
TI-54U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	31.391	718
TI-55U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	32.458	743
TI-56U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	34.598	792
TI-57U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	36.900	844
TI-58U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	44.121	1.010
TI-59U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	48.408	1.108
TI-60U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	55.744	1.276
TI-61U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	62.758	1.436
TI-52V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquina s15 kVA	30.655	701
TI-53V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	31.986	732
TI-54V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	35.315	808
TI-55V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	36.515	836
TI-56V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	38.923	891
TI-57V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	41.513	950
TI-58V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	49.636	1.136
TI-59V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	54.459	1.246
TI-60V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	62.712	1.435
TI-61V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	70.603	1.616
TI-52W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquina s15 kVA	32.358	740
TI-53W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	33.763	773
TI-54W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	37.277	853
TI-55W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	38.544	882
TI-56W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	41.085	940

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-57W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	43.819	1.003
TI-58W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	52.394	1.199
TI-59W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	57.484	1.315
TI-60W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	66.196	1.515
TI-61W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	74.525	1.705
TI-52B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquina s15 kVA	34.061	779
TI-53B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	35.540	813
TI-54B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	39.239	898
TI-55B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	40.572	928
TI-56B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	43.247	990
TI-57B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	46.125	1.056
TI-58B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	55.151	1.262
TI-59B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	60.510	1.385
TI-60B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	69.680	1.595
TI-61B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	78.447	1.795
TI-52C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquina s15 kVA	37.467	857
TI-53C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	39.094	895
TI-54C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	43.163	988
TI-55C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	44.630	1.021
TI-56C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	47.572	1.089
TI-57C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	50.738	1.161
TI-58C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	60.667	1.388
TI-59C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	66.561	1.523
TI-60C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	76.648	1.754
TI-61C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	86.292	1.975
TI-52D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquina s15 kVA	40.873	935
TI-53D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	42.648	976
TI-54D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	47.087	1.078
TI-55D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	48.687	1.114
TI-56D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	51.897	1.188
TI-57D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	55.350	1.267
TI-58D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	66.182	1.514
TI-59D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	72.612	1.662
TI-60D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	83.616	1.913

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-61D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	94.137	2.154

Centros de transformación de intemperie

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-62U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	13.269	304
TI-63U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	13.861	317
TI-64U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	15.341	351
TI-65U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	15.842	363
TI-66U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	17.702	405
TI-67U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	19.904	455
TI-62V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	14.927	342
TI-63V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	15.593	357
TI-64V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	17.259	395
TI-65V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	17.822	408
TI-66V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	19.915	456
TI-67V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	22.392	512
TI-62W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	15.757	361
TI-63W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	16.459	377
TI-64W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	18.218	417
TI-65W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	18.812	430
TI-66W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	21.021	481
TI-67W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	23.636	541
TI-62B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	16.586	380
TI-63B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	17.326	396
TI-64B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	19.177	439
TI-65B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	19.802	453
TI-66B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	22.127	506
TI-67B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	24.880	569
TI-62C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	18.245	418
TI-63C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	19.058	436
TI-64C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	21.094	483
TI-65C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	21.783	498
TI-66C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	24.340	557
TI-67C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	27.368	626

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-62D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	19.903	455
TI-63D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	20.791	476
TI-64D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	23.012	527
TI-65D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	23.763	544
TI-66D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	26.553	608
TI-67D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	29.856	683

Centros de transformación subterráneo

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-68U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	39.029	893
TI-69U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	39.029	893
TI-70U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	41.100	941
TI-71U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	41.633	953
TI-72U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	42.705	977
TI-73U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	43.815	1.003
TI-74U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	46.344	1.061
TI-75U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	47.436	1.086
TI-76U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	48.967	1.121
TI-77U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	51.955	1.189
TI-78U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	73.062	1.672
TI-79U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	73.062	1.672
TI-80U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	77.205	1.767
TI-81U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	78.271	1.791
TI-82U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	80.414	1.840
TI-83U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	82.635	1.891
TI-84U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	87.693	2.007
TI-85U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	89.876	2.057
TI-86U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	92.939	2.127
TI-87U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	98.915	2.264
TI-68V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	43.907	1.005
TI-69V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	43.907	1.005
TI-70V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	46.238	1.058
TI-71V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	46.838	1.072
TI-72V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	48.043	1.099

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-73V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	49.292	1.128
TI-74V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	52.137	1.193
TI-75V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	53.365	1.221
TI-76V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	55.088	1.261
TI-77V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	58.450	1.338
TI-78V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	82.195	1.881
TI-79V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	82.195	1.881
TI-80V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	86.855	1.988
TI-81V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	88.055	2.015
TI-82V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	90.465	2.070
TI-83V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	92.964	2.127
TI-84V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	98.655	2.258
TI-85V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	101.110	2.314
TI-86V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	104.556	2.393
TI-87V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	111.280	2.547
TI-68W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	46.347	1.061
TI-69W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	46.347	1.061
TI-70W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	48.806	1.117
TI-71W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	49.440	1.131
TI-72W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	50.712	1.160
TI-73W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	52.030	1.191
TI-74W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	55.034	1.259
TI-75W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	56.330	1.289
TI-76W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	58.148	1.331
TI-77W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	61.697	1.412
TI-78W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	86.761	1.985
TI-79W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	86.761	1.985
TI-80W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	91.681	2.098
TI-81W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	92.947	2.127
TI-82W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	95.491	2.185
TI-83W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	98.129	2.246
TI-84W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	104.136	2.383
TI-85W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	106.728	2.442
TI-86W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	110.365	2.526

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-87W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	117.462	2.688
TI-68B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	48.786	1.116
TI-69B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	48.786	1.116
TI-70B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	51.375	1.176
TI-71B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	52.042	1.191
TI-72B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	53.381	1.222
TI-73B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	54.769	1.253
TI-74B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	57.931	1.326
TI-75B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	59.295	1.357
TI-76B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	61.209	1.401
TI-77B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	64.944	1.486
TI-78B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	91.327	2.090
TI-79B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	91.327	2.090
TI-80B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	96.506	2.208
TI-81B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	97.839	2.239
TI-82B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	100.517	2.300
TI-83B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	103.293	2.364
TI-84B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	109.616	2.508
TI-85B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	112.345	2.571
TI-86B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	116.173	2.658
TI-87B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	123.644	2.829
TI-68C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	53.665	1.228
TI-69C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	53.665	1.228
TI-70C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	56.513	1.293
TI-71C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	57.246	1.310
TI-72C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	58.719	1.344
TI-73C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	60.246	1.379
TI-74C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	63.724	1.458
TI-75C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	65.224	1.493
TI-76C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	67.330	1.541
TI-77C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	71.439	1.635
TI-78C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	100.460	2.299
TI-79C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	100.460	2.299
TI-80C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	106.156	2.429

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-81C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	107.623	2.463
TI-82C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	110.569	2.530
TI-83C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	113.623	2.600
TI-84C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	120.578	2.759
TI-85C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	123.579	2.828
TI-86C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	127.791	2.924
TI-87C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	136.009	3.112
TI-68D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	58.543	1.340
TI-69D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	58.543	1.340
TI-70D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	61.650	1.411
TI-71D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	62.450	1.429
TI-72D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	64.057	1.466
TI-73D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	65.723	1.504
TI-74D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	69.517	1.591
TI-75D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	71.154	1.628
TI-76D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	73.451	1.681
TI-77D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	77.933	1.783
TI-78D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	109.593	2.508
TI-79D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	109.593	2.508
TI-80D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	115.807	2.650
TI-81D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	117.407	2.687
TI-82D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	120.620	2.760
TI-83D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	123.952	2.836
TI-84D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	131.540	3.010
TI-85D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	134.814	3.085
TI-86D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	139.408	3.190
TI-87D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	148.373	3.395

Centros de reparto, seccionamiento o reflexión

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-0CU	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	17.952	411
TI-0IU	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	12.382	283
TI-0LU	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	15.804	362

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-0SU	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	38.141	873
TI-0CV	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	20.196	462
TI-0IV	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	13.930	319
TI-0LV	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	17.780	407
TI-0SV	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	42.908	982
TI-0CW	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	21.318	488
TI-0IW	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	14.704	336
TI-0LW	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	18.768	429
TI-0SW	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	45.292	1.036
TI-0CX	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	22.440	514
TI-0IX	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	15.477	354
TI-0LX	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	19.756	452
TI-0SX	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	47.676	1.091
TI-0CY	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	24.685	565
TI-0IY	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	17.025	390
TI-0LY	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	21.731	497
TI-0SY	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	52.443	1.200
TI-0CZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	26.929	616
TI-0IZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	18.573	425
TI-0LZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	23.707	543
TI-0SZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	57.211	1.309

ANEXO II

Instalaciones tipo y valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de instalaciones de distribución de energía eléctrica ubicadas en las Islas Baleares y en las Islas Canarias

Líneas aéreas

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-5UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <= 180	TI-5 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	149.291	1.549
TI-5UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	180 < S <= 300	TI-5 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	165.879	1.721
TI-5UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S	TI-5 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	182.467	1.894
TI-6UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <= 180	TI-6 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	199.092	2.066
TI-6UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	180 < S <= 300	TI-6 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	221.213	2.296
TI-6UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S	TI-6 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	243.334	2.525
TI-7UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <= 180	TI-7 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	198.557	2.061
TI-7UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	180 < S <= 300	TI-7 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	220.619	2.289
TI-7UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S	TI-7 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	242.681	2.518
TI-8UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <= 180	TI-8 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	264.792	2.748
TI-8UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	180 < S <= 300	TI-8 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	294.214	3.053
TI-8UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S	TI-8 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	323.635	3.359
TI-7AUY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <= 180	TI-7A Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	229.908	2.386
TI-7AUX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	180 < S <= 300	TI-7A Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	255.454	2.651
TI-7AUZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S	TI-7A Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	280.999	2.916
TI-5VX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <= 180	TI-5 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	135.073	1.402
TI-5VY	52 kV ≥ U > 36 kV	180 < S <= 300	TI-5 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	150.081	1.557
TI-5VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S	TI-5 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	165.089	1.713
TI-6VX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <= 180	TI-6 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	180.131	1.869

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-6VY	52 kV ≥ U > 36 kV	180 < S <= 300	TI-6 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	200.145	2.077
TI-6VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S	TI-6 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	220.160	2.285
TI-7VX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <= 180	TI-7 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	179.647	1.864
TI-7VY	52 kV ≥ U > 36 kV	180 < S <= 300	TI-7 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	199.608	2.071
TI-7VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S	TI-7 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	219.568	2.279
TI-8VX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <= 180	TI-8 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	239.574	2.486
TI-8VY	52 kV ≥ U > 36 kV	180 < S <= 300	TI-8 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	266.193	2.762
TI-8VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S	TI-8 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	292.813	3.039
TI-7AVY	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <= 180	TI-7A Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	208.012	2.159
TI-7AVX	52 kV ≥ U > 36 kV	180 < S <= 300	TI-7A Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	231.125	2.399
TI-7AVZ	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S	TI-7A Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	254.237	2.638
TI-9UX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 56	TI-9 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Simple circuito	87.484	908
TI-9UY	36 kV ≥ U > 24 kV	56 < S <= 110	TI-9 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Simple circuito	97.205	1.009
TI-9UZ	36 kV ≥ U > 24 kV	110 < S	TI-9 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Simple circuito	106.925	1.110
TI-10UX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 56	TI-10 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Doble circuito	116.354	1.207
TI-10UY	36 kV ≥ U > 24 kV	56 < S <= 110	TI-10 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Doble circuito	129.282	1.342
TI-10UZ	36 kV ≥ U > 24 kV	110 < S	TI-10 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Doble circuito	142.210	1.476
TI-10AUX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 56	TI-10A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Triple circuito	134.726	1.398
TI-10AUY	36 kV ≥ U > 24 kV	56 < S <= 110	TI-10A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Triple circuito	149.695	1.553
TI-10AUZ	36 kV ≥ U > 24 kV	110 < S	TI-10A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Triple circuito	164.665	1.709
TI-9VX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 56	TI-9 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Simple circuito	76.073	789
TI-9VY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	56 < S <= 110	TI-9 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Simple circuito	84.526	877
TI-9VZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	110 < S	TI-9 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Simple circuito	92.978	965
TI-10VX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 56	TI-10 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Doble circuito	101.177	1.050
TI-10VY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	56 < S <= 110	TI-10 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Doble circuito	112.419	1.167
TI-10VZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	110 < S	TI-10 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Doble circuito	123.661	1.283
TI-10AVX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 56	TI-10A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Triple circuito	117.153	1.216
TI-10AVY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	56 < S <= 110	TI-10A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Triple circuito	130.170	1.351

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-10AVZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	110 < S	TI-10A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Triple circuito	143.187	1.486
TI-9WX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 56	TI-9 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Simple circuito	68.466	711
TI-9WY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	56 < S <= 110	TI-9 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Simple circuito	76.073	789
TI-9WZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	110 < S	TI-9 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Simple circuito	83.681	868
TI-10WX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 56	TI-10 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Doble circuito	91.060	945
TI-10WY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	56 < S <= 110	TI-10 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Doble circuito	101.177	1.050
TI-10WZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	110 < S	TI-10 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Doble circuito	111.295	1.155
TI-10AWX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 56	TI-10A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Triple circuito	105.437	1.094
TI-10AWY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	56 < S <= 110	TI-10A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Triple circuito	117.153	1.216
TI-10AWZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	110 < S	TI-10A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Triple circuito	128.868	1.337
TI-9BX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 56	TI-9 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Simple circuito	60.859	632
TI-9BY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	56 < S <= 110	TI-9 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Simple circuito	67.621	702
TI-9BZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	110 < S	TI-9 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Simple circuito	74.383	772
TI-10BX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 56	TI-10 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Doble circuito	80.942	840
TI-10BY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	56 < S <= 110	TI-10 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Doble circuito	89.935	933
TI-10BZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	110 < S	TI-10 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Doble circuito	98.929	1.027
TI-10ABX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 56	TI-10A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Triple circuito	93.722	973
TI-10ABY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	56 < S <= 110	TI-10A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Triple circuito	104.136	1.081
TI-10ABZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	110 < S	TI-10A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Triple circuito	114.549	1.189
TI-11X	U < 1 kV	S < 75	TI-11 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Simple circuito sobre postes	34.606	359
TI-11Y	U < 1 kV	S ≥ 75	TI-11 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Simple circuito sobre postes	42.297	439
TI-13X	U < 1 kV	S < 75	TI-13 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Doble circuito sobre postes	46.026	478
TI-13Y	U < 1 kV	S ≥ 75	TI-13 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Doble circuito sobre postes	56.254	584
TI-12X	U < 1 kV	S < 75	TI-12 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Simple circuito sobre fachada	17.778	184
TI-12Y	U < 1 kV	S ≥ 75	TI-12 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Simple circuito sobre fachada	21.729	225

Líneas subterráneas

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-16UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <=300	TI-16 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Simple circuito	521.635	5.413

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-16UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S <= 500	TI-16 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Simple circuito	579.594	6.015
TI-16UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	500 < S	TI-16 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Simple circuito	637.554	6.616
TI-17UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <=300	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Doble circuito	871.130	9.040
TI-17UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S <= 500	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Doble circuito	967.922	10.045
TI-17UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	500 < S	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Doble circuito	1.064.715	11.049
TI-17AUX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <=300	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.471.010	15.266
TI-17AUY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S <= 500	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.634.456	16.962
TI-17AUZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	500 < S	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.797.901	18.658
TI-16VX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <=300	TI-16 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Simple circuito	471.955	4.898
TI-16VY	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S <= 500	TI-16 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Simple circuito	524.395	5.442
TI-16VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	500 < S	TI-16 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Simple circuito	576.834	5.986
TI-17VY	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <=300	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Doble circuito	788.165	8.179
TI-17VX	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S <= 500	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Doble circuito	875.739	9.088
TI-17VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	500 < S	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Doble circuito	963.313	9.997
TI-17AVX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <=300	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.330.914	13.812
TI-17AVY	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S <= 500	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.478.793	15.346
TI-17AVZ	52 kV ≥ U > 36 kV	500 < S	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.626.673	16.881
TI-18UX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 200	TI-18 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Simple circuito	176.727	1.834
TI-18UY	36 kV ≥ U > 24 kV	200 < S <= 300	TI-18 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Simple circuito	196.364	2.038
TI-18UZ	36 kV ≥ U > 24 kV	300 < S	TI-18 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Simple circuito	216.000	2.242
TI-19UX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 200	TI-19 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Doble circuito	295.135	3.063
TI-19UY	36 kV ≥ U > 24 kV	200 < S <= 300	TI-19 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Doble circuito	327.928	3.403

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-19UZ	36 kV ≥ U > 24 kV	300 < S	TI-19 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Doble circuito	360.720	3.743
TI-19AUX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 200	TI-19A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Triple circuito	387.033	4.016
TI-19AUY	36 kV ≥ U > 24 kV	200 < S <= 300	TI-19A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Triple circuito	430.037	4.463
TI-19AUZ	36 kV ≥ U > 24 kV	300 < S	TI-19A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Triple circuito	473.041	4.909
TI-18VX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 200	TI-18 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Simple circuito	153.676	1.595
TI-18VY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	200 < S <= 300	TI-18 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Simple circuito	170.751	1.772
TI-18VZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	300 < S	TI-18 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Simple circuito	187.826	1.949
TI-19VX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 200	TI-19 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Doble circuito	256.639	2.663
TI-19VY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	200 < S <= 300	TI-19 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Doble circuito	285.154	2.959
TI-19VZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	300 < S	TI-19 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Doble circuito	313.670	3.255
TI-19AVX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 200	TI-19A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Triple circuito	336.551	3.493
TI-19AVY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	200 < S <= 300	TI-19A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Triple circuito	373.945	3.881
TI-19AVZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	300 < S	TI-19A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Triple circuito	411.340	4.269
TI-18WX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 200	TI-18 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Simple circuito	138.308	1.435
TI-18WY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	200 < S <= 300	TI-18 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Simple circuito	153.676	1.595
TI-18WZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	300 < S	TI-18 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Simple circuito	169.044	1.754
TI-19WX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 200	TI-19 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Doble circuito	230.975	2.397
TI-19WY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	200 < S <= 300	TI-19 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Doble circuito	256.639	2.663
TI-19WZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	300 < S	TI-19 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Doble circuito	282.303	2.930
TI-19AWX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 200	TI-19A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Triple circuito	302.895	3.143
TI-19AWY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	200 < S <= 300	TI-19A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Triple circuito	336.551	3.493
TI-19AWZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	300 < S	TI-19A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Triple circuito	370.206	3.842
TI-18BX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 100	TI-18 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Simple circuito	122.941	1.276

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-18BY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	100 < S <= 200	TI-18 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Simple circuito	136.601	1.418
TI-18BZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	200 < S	TI-18 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Simple circuito	150.261	1.559
TI-19BX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 100	TI-19 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Doble circuito	205.311	2.131
TI-19BY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	100 < S <= 200	TI-19 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Doble circuito	228.124	2.367
TI-19BZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	200 < S	TI-19 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Doble circuito	250.936	2.604
TI-19ABX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 100	TI-19A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Triple circuito	269.240	2.794
TI-19ABY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	100 < S <= 200	TI-19A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Triple circuito	299.156	3.105
TI-19ABZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	200 < S	TI-19A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Triple circuito	329.072	3.415
TI-20X	U < 1 kV	0 < S < 150	TI-20 Líneas-LBT U < 1 kV-Subterráneo-Simple circuito	62.900	653
TI-20Y	U < 1 kV	S ≥ 150	TI-20 Líneas-LBT U < 1 kV-Subterráneo-Simple circuito	76.877	798
TI-21X	U < 1 kV	0 < S < 150	TI-21 Líneas-LBT U < 1 kV-Subterráneo-doble circuito	105.042	1.090
TI-21Y	U < 1 kV	S ≥ 150	TI-21 Líneas-LBT U < 1 kV-Subterráneo-doble circuito	128.385	1.332

Posiciones blindadas

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y mantenimiento €
TI-95U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-95 Posición Blindada-Interior-72,5 kV ≥ U > 52 kV	626.524	16.847
TI-96U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-96 Posición Blindada-Intemperie-72,5 kV ≥ U > 52 kV	626.524	16.847
TI-97U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-97 Posición Blindada-Móvil-72,5 kV ≥ U > 52 kV	626.524	16.847
TI-95V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-95 Posición Blindada-Interior-52 kV ≥ U > 36 kV	566.855	15.243
TI-96V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-96 Posición Blindada-Intemperie-52 kV ≥ U > 36 kV	566.855	15.243
TI-97V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-97 Posición Blindada-kV-Móvil-52 kV ≥ U > 36 kV	566.855	15.243
TI-102U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-102 Posición Blindada-Interior-36 kV ≥ U > 24 kV	146.530	3.940
TI-103U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-103 Posición Blindada-Intemperie-36 kV ≥ U > 24 kV	146.530	3.940
TI-104U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-104 Posición Blindada-Móvil-36 kV ≥ U > 24 kV	146.530	3.940
TI-102V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-102 Posición Blindada-Interior-24 kV ≥ U > 17,5 kV	127.418	3.426
TI-103V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-103 Posición Blindada-Intemperie-24 kV ≥ U > 17,5 kV	127.418	3.426
TI-104V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-104 Posición Blindada kV-Móvil-24 kV ≥ U > 17,5 kV	127.418	3.426
TI-102W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-102 Posición Blindada-Interior-17,5 kV ≥ U > 12 kV	114.676	3.084
TI-103W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-103 Posición Blindada-Intemperie-17,5 kV ≥ U > 12 kV	114.676	3.084
TI-104W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-104 Posición Blindada-Móvil-17,5 kV ≥ U > 12 kV	114.676	3.084
TI-102B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-102 Posición Blindada-Interior-12 kV≥ U ≥ 1 kV	101.934	2.741
TI-103B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-103 Posición Blindada-Intemperie-12 kV≥ U ≥ 1 kV	101.934	2.741

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y mantenimiento €
TI-104B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-104 Posición Blindada-Móvil-12 kV≥ U ≥ 1 kV	101.934	2.741

Posiciones convencionales

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y mantenimiento €
TI-98U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-98 Posición Convencional-Interior-72,5 kV ≥ U > 52 kV	325.925	8.764
TI-99U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-99 Posición Convencional-Intemperie-72,5 kV ≥ U > 52 kV	325.925	8.764
TI-98V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-98 Posición Convencional-Interior-52 kV ≥ U > 36 kV	294.884	7.929
TI-99V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-99 Posición Convencional-Intemperie-52 kV ≥ U > 36 kV	294.884	7.929
TI-105U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-105 Posición Convencional-Interior-36 kV ≥ U > 24 kV	112.806	3.033
TI-106U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-106 Posición Convencional-Intemperie-36 kV ≥ U > 24 kV	112.806	3.033
TI-105V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-105 Posición Convencional-Interior-24 kV ≥ U > 17,5 kV	98.093	2.638
TI-106V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-106 Posición Convencional-Intemperie-24 kV ≥ U > 17,5 kV	98.093	2.638
TI-105W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-105 Posición Convencional-Interior-17,5 kV ≥ U > 12 kV	88.283	2.374
TI-106W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-106 Posición Convencional-Intemperie-17,5 kV ≥ U > 12 kV	88.283	2.374
TI-105B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-105 Posición Convencional-Interior-10 kV≥ U > 1 kV	78.474	2.110
TI-106B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-106 Posición Convencional-Intemperie-10 kV≥ U > 1 kV	78.474	2.110

Posiciones híbridas

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y mantenimiento €
TI-100U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-100 Posición Hibrida-72,5 kV ≥ U > 52 kV	626.524	16.847
TI-101U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-101 Posición Hibrida-Intemperie-72,5 kV ≥ U > 52 kV	626.524	16.847
TI-100V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-100 Posición Hibrida-Interior-52 kV ≥ U > 36 kV	566.855	15.243
TI-101V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-101 Posición Hibrida-Intemperie-52 kV ≥ U > 36 kV	566.855	15.243
TI-107U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-107 Posición Hibrida-Interior-36 kV ≥ U > 24 kV	146.530	3.940
TI-108U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-108 Posición Hibrida-Intemperie-36 kV ≥ U > 24 kV	146.530	3.940
TI-107V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-107 Posición Hibrida-Interior-24 kV ≥ U > 17,5 kV	127.418	3.426
TI-108V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-108 Posición Hibrida-Intemperie-24 kV ≥ U > 17,5 kV	127.418	3.426
TI-107W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-107 Posición Hibrida-Interior-17,5 kV ≥ U > 12 kV	114.676	3.084
TI-108W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-108 Posición Hibrida-Intemperie-17,5 kV ≥ U > 12 kV	114.676	3.084
TI-107B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-107 Posición Hibrida-Interior-10 kV≥ U > 1 kV	101.934	2.741
TI-108B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-108 Posición Hibrida-Intemperie-10 kV≥ U > 1 kV	101.934	2.741

Máquinas de potencia

Código	Tensión	Descripción	Inversión €/MVA	Operación y mantenimiento €/MVA
TI-160U	72,5 kV ≥ U > 36 kV	TI-160 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 72,5 kV ≥ U > 36 kV	13.299	358
TI-161U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-161 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 36kV≥ U > 24 kV	18.994	511
TI-161V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-161 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 24 kV≥ U > 17,5kV	22.345	601
TI-161W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-161 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 17,5 kV≥ U > 12kV	24.580	661
TI-161B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-161 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 12 kV ≥ U ≥ 1 kV	26.815	721
TI-162U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-162 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 72,5 kV ≥ U > 52 kV	16.781	451
TI-162V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-162 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 52 kV ≥ U >36kV	18.548	499
TI-163U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-163 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 36 kV ≥ U >24 kV	17.834	480
TI-163V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-163 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 24 kV ≥ U >17,5 kV	20.981	564
TI-163W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-163 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 17,5kV ≥ U > 12 kV	23.079	621
TI-163B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-163 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 12 kV ≥ U ≥ 1 kV	25.177	677
TI-164U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-164 Trafo en subestación- Tensión primario 72,5-36 kV-Tensión secundario 36 kV ≥ U >24 kV	21.242	571
TI-164V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-164 Trafo en subestación- Tensión primario 72,5-36 kV-Tensión secundario 24 kV ≥ U >17,5 kV	24.991	672
TI-164W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-164 Trafo en subestación- Tensión primario 72,5-36 kV-Tensión secundario 17,5kV ≥ U > 12 kV	27.490	739
TI-164B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-164 Trafo en subestación- Tensión primario 72,5-36 kV-Tensión secundario 12 kV ≥ U ≥ 1 kV	29.989	806
TI-165U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-165 Trafo en subestación- Tensión primario 36 kV > U ≥ 1 kV-Tensión secundario 30 kV ≥ U >24 kV	17.362	467
TI-165V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-165 Trafo en subestación- Tensión primario 36 kV > U ≥ 1 kV-Tensión secundario 24 kV ≥ U >17,5 kV	20.426	549
TI-165W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-165 Trafo en subestación- Tensión primario 36 kV > U ≥ 1 kV-Tensión secundario 17,5kV ≥ U > 12 kV	22.469	604
TI-165B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-165 Trafo en subestación- Tensión primario 36 kV > U ≥ 1 kV-Tensión secundario 12 kV ≥ U ≥ 1 kV	24.511	659

Reactancias

Código	Tensión	Descripción	Inversión €/MVA	Operación y mantenimiento €/MVA
TI-166	145kV ≥ U > 72,5 kV	TI-166 Reactancia 145kV ≥ U > 72,5 kV	19.521	525

Código	Tensión	Descripción	Inversión €/MVA	Operación y mantenimiento €/MVA
TI-167	72,5kV ≥ U > 36 kV	TI-167 Reactancia 72,5kV ≥ U > 36 kV	9.438	254
TI-168	36 kV ≥ U > 1 kV	TI-168 Reactancia 36 kV ≥ U > 1 kV	1.070	29

Condensadores

Código	Tensión	Descripción	Inversión €/MVA	Operación y mantenimiento €/MVA
TI-169	132kV ≥ U > 66 kV	TI-169 Condensador 132kV ≥ U > 66 kV	1.530	41
TI-170	66kV ≥ U > 36 kV	TI-170 Condensador 66kV ≥ U > 36 kV	1.259	34
TI-171	36 kV ≥ U > 1 kV	TI-171 Condensador 36 kV ≥ U > 1 kV	1.095	29

Elementos de fiabilidad

Código	Descripción	Inversión €	Operación y mantenimiento €
TI-174	TI-174 Seccionador (de cuchillas)	2.779	15
TI-177	TI-177 Reconectador	17.052	93
TI-179	TI-179 Reconectador - Seccionador	19.579	107
TI-181	TI-181 Seccionador - Fusible (XS-SXS)	2.526	14
TI-182	TI-182 Autoseccionador/ Seccionalizador	8.378	46
TI-183	TI-183 Interruptor	13.549	74
TI-187	TI-187 Interruptor-seccionador	14.526	79
TI-187A	TI-187A Interruptor-seccionador telecontrolado	14.526	79

Centros de transformación de caseta

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-22U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	24.493	560
TI-23U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	25.262	578
TI-24U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	27.185	622
TI-25U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	27.880	638
TI-26U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	29.271	670
TI-27U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	33.497	767
TI-28U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	36.615	838
TI-29U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	38.923	891
TI-30U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	46.692	1.068
TI-31U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	50.677	1.160
TI-22V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	27.554	631
TI-23V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	28.420	650
TI-24V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	30.584	700
TI-25V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	31.365	718
TI-26V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	32.930	754
TI-27V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	37.684	862

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-28V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	41.192	943
TI-29V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	43.789	1.002
TI-30V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	52.528	1.202
TI-31V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	57.012	1.305
TI-22W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	29.085	666
TI-23W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	29.999	686
TI-24W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	32.283	739
TI-25W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	33.108	758
TI-26W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	34.759	795
TI-27W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	39.777	910
TI-28W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	43.481	995
TI-29W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	46.221	1.058
TI-30W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	55.446	1.269
TI-31W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	60.179	1.377
TI-22B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	30.616	701
TI-23B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	31.577	723
TI-24B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	33.982	778
TI-25B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	34.850	798
TI-26B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	36.589	837
TI-27B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	41.871	958
TI-28B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	45.769	1.047
TI-29B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	48.654	1.113
TI-30B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	58.365	1.336
TI-31B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	63.347	1.450
TI-22C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	33.677	771
TI-23C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	34.735	795
TI-24C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	37.380	855
TI-25C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	38.335	877
TI-26C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	40.248	921
TI-27C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	46.058	1.054
TI-28C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	50.346	1.152
TI-29C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	53.520	1.225
TI-30C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	64.201	1.469
TI-31C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	69.681	1.595

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-22D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	36.739	841
TI-23D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	37.893	867
TI-24D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	40.778	933
TI-25D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	41.820	957
TI-26D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	43.907	1.005
TI-27D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	50.245	1.150
TI-28D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	54.923	1.257
TI-29D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	58.385	1.336
TI-30D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	70.037	1.603
TI-31D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	76.016	1.740
TI-32U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	44.158	1.011
TI-33U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	45.697	1.046
TI-34U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	49.544	1.134
TI-35U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	50.933	1.166
TI-36U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	53.715	1.229
TI-37U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	62.167	1.423
TI-38U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	68.404	1.565
TI-39U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	73.020	1.671
TI-40U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	88.556	2.027
TI-41U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	96.528	2.209
TI-32V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	49.678	1.137
TI-33V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	51.409	1.176
TI-34V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	55.737	1.275
TI-35V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	57.300	1.311
TI-36V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	60.430	1.383
TI-37V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	69.938	1.600
TI-38V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	76.954	1.761
TI-39V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	82.147	1.880
TI-40V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	99.626	2.280
TI-41V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	108.594	2.485
TI-32W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	52.438	1.200
TI-33W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	54.265	1.242
TI-34W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	58.833	1.346
TI-35W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	60.483	1.384

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-36W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	63.787	1.460
TI-37W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	73.823	1.689
TI-38W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	81.229	1.859
TI-39W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	86.711	1.984
TI-40W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	105.161	2.406
TI-41W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	114.627	2.623
TI-32B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	55.198	1.263
TI-33B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	57.121	1.307
TI-34B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	61.930	1.417
TI-35B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	63.667	1.457
TI-36B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	67.144	1.537
TI-37B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	77.708	1.778
TI-38B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	85.505	1.957
TI-39B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	91.275	2.089
TI-40B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	110.696	2.533
TI-41B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	120.660	2.761
TI-32C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	60.718	1.389
TI-33C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	62.833	1.438
TI-34C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	68.123	1.559
TI-35C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	70.033	1.603
TI-36C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	73.859	1.690
TI-37C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	85.479	1.956
TI-38C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	94.055	2.152
TI-39C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	100.402	2.298
TI-40C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	121.765	2.786
TI-41C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	132.726	3.037
TI-32D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	66.237	1.516
TI-33D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	68.545	1.569
TI-34D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	74.316	1.701
TI-35D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	76.400	1.748
TI-36D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	80.573	1.844
TI-37D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	93.250	2.134
TI-38D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	102.605	2.348
TI-39D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	109.530	2.506

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-40D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	132.835	3.040
TI-41D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	144.792	3.313

Centros de transformación en local

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-42U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	21.702	497
TI-43U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	22.471	514
TI-44U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	24.395	558
TI-45U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	25.088	574
TI-46U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	26.479	606
TI-47U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	27.975	640
TI-48U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	32.669	748
TI-49U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	35.455	811
TI-50U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	40.224	920
TI-51U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	44.783	1.025
TI-42V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	24.414	559
TI-43V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	25.280	579
TI-44V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	27.444	628
TI-45V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	28.224	646
TI-46V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	29.789	682
TI-47V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	31.472	720
TI-48V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	36.753	841
TI-49V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	39.887	913
TI-50V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	45.252	1.036
TI-51V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	50.381	1.153
TI-42W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	25.771	590
TI-43W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	26.684	611
TI-44W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	28.969	663
TI-45W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	29.792	682
TI-46W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	31.444	720
TI-47W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	33.221	760
TI-48W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	38.794	888
TI-49W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	42.103	963

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-50W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	47.766	1.093
TI-51W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	53.180	1.217
TI-42B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	27.127	621
TI-43B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	28.089	643
TI-44B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	30.493	698
TI-45B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	31.360	718
TI-46B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	33.099	757
TI-47B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	34.969	800
TI-48B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	40.836	934
TI-49B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	44.319	1.014
TI-50B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	50.280	1.151
TI-51B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	55.979	1.281
TI-42C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	29.840	683
TI-43C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	30.898	707
TI-44C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	33.543	768
TI-45C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	34.496	789
TI-46C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	36.408	833
TI-47C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	38.466	880
TI-48C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	44.920	1.028
TI-49C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	48.751	1.116
TI-50C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	55.308	1.266
TI-51C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	61.576	1.409
TI-42D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	32.553	745
TI-43D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	33.707	771
TI-44D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	36.592	837
TI-45D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	37.632	861
TI-46D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	39.718	909
TI-47D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	41.963	960
TI-48D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	49.003	1.121
TI-49D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	53.183	1.217
TI-50D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	60.335	1.381
TI-51D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	67.174	1.537
TI-52U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquina s15 kVA	35.423	811
TI-53U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	36.962	846

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-54U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	40.809	934
TI-55U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	42.195	966
TI-56U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	44.977	1.029
TI-57U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	47.970	1.098
TI-58U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	57.357	1.313
TI-59U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	62.930	1.440
TI-60U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	72.467	1.658
TI-61U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	81.585	1.867
TI-52V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 15 kVA	39.851	912
TI-53V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	41.582	952
TI-54V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	45.910	1.051
TI-55V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	47.470	1.086
TI-56V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	50.600	1.158
TI-57V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	53.966	1.235
TI-58V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	64.527	1.477
TI-59V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	70.797	1.620
TI-60V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	81.525	1.866
TI-61V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	91.783	2.100
TI-52W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 15 kVA	42.065	963
TI-53W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	43.892	1.004
TI-54W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	48.460	1.109
TI-55W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	50.107	1.147
TI-56W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	53.411	1.222
TI-57W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	56.964	1.304
TI-58W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	68.112	1.559
TI-59W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	74.730	1.710
TI-60W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	86.054	1.969
TI-61W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	96.883	2.217
TI-52B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 15 kVA	44.279	1.013
TI-53B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	46.202	1.057
TI-54B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	51.011	1.167
TI-55B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	52.744	1.207
TI-56B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	56.222	1.287
TI-57B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	59.963	1.372

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-58B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	71.697	1.641
TI-59B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	78.663	1.800
TI-60B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	90.584	2.073
TI-61B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	101.982	2.334
TI-52C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 15 kVA	48.707	1.115
TI-53C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	50.823	1.163
TI-54C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	56.112	1.284
TI-55C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	58.019	1.328
TI-56C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	61.844	1.415
TI-57C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	65.959	1.509
TI-58C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	78.867	1.805
TI-59C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	86.529	1.980
TI-60C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	99.642	2.280
TI-61C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	112.180	2.567
TI-52D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 15 kVA	53.135	1.216
TI-53D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	55.443	1.269
TI-54D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	61.213	1.401
TI-55D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	63.293	1.448
TI-56D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	67.466	1.544
TI-57D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	71.955	1.647
TI-58D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	86.036	1.969
TI-59D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	94.395	2.160
TI-60D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	108.700	2.487
TI-61D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	122.378	2.800

Centros de transformación de intemperie

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-62U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	17.249	395
TI-63U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	18.019	412
TI-64U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	19.944	456
TI-65U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	20.595	471
TI-66U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	23.012	527
TI-67U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	25.875	592

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-62V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	19.406	444
TI-63V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	20.271	464
TI-64V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	22.437	513
TI-65V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	23.169	530
TI-66V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	25.889	592
TI-67V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	29.109	666
TI-62W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	20.484	469
TI-63W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	21.397	490
TI-64W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	23.683	542
TI-65W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	24.456	560
TI-66W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	27.327	625
TI-67W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	30.726	703
TI-62B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	21.562	493
TI-63B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	22.523	515
TI-64B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	24.930	570
TI-65B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	25.743	589
TI-66B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	28.765	658
TI-67B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	32.343	740
TI-62C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	23.718	543
TI-63C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	24.776	567
TI-64C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	27.422	628
TI-65C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	28.317	648
TI-66C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	31.642	724
TI-67C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	35.578	814
TI-62D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	25.874	592
TI-63D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	27.028	619
TI-64D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	29.915	685
TI-65D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	30.892	707
TI-66D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	34.518	790
TI-67D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	38.812	888

Centros de transformación subterráneo

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-68U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	50.737	1.161
TI-69U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	50.737	1.161
TI-70U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	53.430	1.223
TI-71U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	54.123	1.239
TI-72U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	55.516	1.270
TI-73U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	56.960	1.303
TI-74U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	60.248	1.379
TI-75U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	61.667	1.411
TI-76U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	63.657	1.457
TI-77U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	67.542	1.546
TI-78U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	94.980	2.174
TI-79U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	94.980	2.174
TI-80U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	100.366	2.297
TI-81U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	101.753	2.328
TI-82U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	104.538	2.392
TI-83U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	107.425	2.458
TI-84U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	114.001	2.609
TI-85U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	116.839	2.674
TI-86U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	120.820	2.765
TI-87U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	128.590	2.943
TI-68V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	57.080	1.306
TI-69V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	57.080	1.306
TI-70V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	60.109	1.376
TI-71V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	60.889	1.393
TI-72V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	62.455	1.429
TI-73V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	64.080	1.466
TI-74V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	67.779	1.551
TI-75V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	69.375	1.588
TI-76V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	71.614	1.639
TI-77V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	75.985	1.739
TI-78V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	106.853	2.445
TI-79V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	106.853	2.445

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-80V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	112.912	2.584
TI-81V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	114.472	2.620
TI-82V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	117.605	2.691
TI-83V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	120.853	2.766
TI-84V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	128.251	2.935
TI-85V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	131.444	3.008
TI-86V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	135.923	3.110
TI-87V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	144.664	3.310
TI-68W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	60.251	1.379
TI-69W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	60.251	1.379
TI-70W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	63.448	1.452
TI-71W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	64.272	1.471
TI-72W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	65.925	1.509
TI-73W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	67.640	1.548
TI-74W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	71.544	1.637
TI-75W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	73.229	1.676
TI-76W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	75.593	1.730
TI-77W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	80.206	1.835
TI-78W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	112.789	2.581
TI-79W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	112.789	2.581
TI-80W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	119.185	2.727
TI-81W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	120.831	2.765
TI-82W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	124.138	2.841
TI-83W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	127.567	2.919
TI-84W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	135.376	3.098
TI-85W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	138.746	3.175
TI-86W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	143.474	3.283
TI-87W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	152.701	3.494
TI-68B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	63.422	1.451
TI-69B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	63.422	1.451
TI-70B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	66.788	1.528
TI-71B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	67.654	1.548
TI-72B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	69.395	1.588
TI-73B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	71.200	1.629

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-74B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	75.310	1.723
TI-75B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	77.083	1.764
TI-76B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	79.572	1.821
TI-77B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	84.428	1.932
TI-78B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	118.726	2.717
TI-79B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	118.726	2.717
TI-80B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	125.458	2.871
TI-81B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	127.191	2.911
TI-82B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	130.672	2.990
TI-83B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	134.281	3.073
TI-84B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	142.501	3.261
TI-85B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	146.048	3.342
TI-86B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	151.025	3.456
TI-87B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	160.737	3.678
TI-68C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	69.764	1.596
TI-69C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	69.764	1.596
TI-70C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	73.466	1.681
TI-71C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	74.420	1.703
TI-72C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	76.334	1.747
TI-73C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	78.319	1.792
TI-74C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	82.841	1.896
TI-75C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	84.791	1.940
TI-76C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	87.529	2.003
TI-77C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	92.870	2.125
TI-78C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	130.598	2.989
TI-79C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	130.598	2.989
TI-80C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	138.003	3.158
TI-81C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	139.910	3.202
TI-82C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	143.739	3.289
TI-83C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	147.709	3.380
TI-84C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	156.752	3.587
TI-85C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	160.653	3.676
TI-86C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	166.128	3.802
TI-87C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	176.811	4.046

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-68D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	76.106	1.742
TI-69D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	76.106	1.742
TI-70D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	80.145	1.834
TI-71D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	81.185	1.858
TI-72D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	83.274	1.906
TI-73D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	85.439	1.955
TI-74D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	90.372	2.068
TI-75D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	92.500	2.117
TI-76D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	95.486	2.185
TI-77D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	101.313	2.318
TI-78D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	142.471	3.260
TI-79D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	142.471	3.260
TI-80D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	150.549	3.445
TI-81D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	152.629	3.493
TI-82D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	156.806	3.588
TI-83D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	161.137	3.687
TI-84D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	171.002	3.913
TI-85D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	175.258	4.011
TI-86D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	181.230	4.147
TI-87D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	192.885	4.414

Centros de reparto, seccionamiento o reflexión

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-0CU	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	23.338	534
TI-0IU	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	16.097	368
TI-0LU	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	20.546	470
TI-0SU	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	49.583	1.135
TI-0CV	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	26.255	601
TI-0IV	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	18.109	414
TI-0LV	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	23.114	529

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-0SV	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	55.780	1.276
TI-0CW	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	27.714	634
TI-0IW	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	19.115	437
TI-0LW	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	24.398	558
TI-0SW	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	58.879	1.347
TI-0CX	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	29.173	668
TI-0IX	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	20.121	460
TI-0LX	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	25.682	588
TI-0SX	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	61.978	1.418
TI-0CY	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	32.090	734
TI-0IY	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	22.133	506
TI-0LY	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	28.250	646
TI-0SY	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	68.176	1.560
TI-0CZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	35.007	801
TI-0IZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	24.145	553
TI-0LZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	30.819	705
TI-0SZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	74.374	1.702

ANEXO III

Instalaciones tipo y valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de instalaciones de distribución de energía eléctrica ubicadas en las ciudades de Ceuta y Melilla

Líneas aéreas

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-5UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <= 180	TI-5 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	164.220	1.704
TI-5UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	180 < S <= 300	TI-5 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	182.467	1.894

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-5UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S	TI-5 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	200.713	2.083
TI-6UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <= 180	TI-6 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	219.001	2.273
TI-6UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	180 < S <= 300	TI-6 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	243.334	2.525
TI-6UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S	TI-6 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	267.668	2.778
TI-7UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <= 180	TI-7 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	218.413	2.267
TI-7UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	180 < S <= 300	TI-7 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	242.681	2.518
TI-7UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S	TI-7 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	266.949	2.770
TI-8UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <= 180	TI-8 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	291.271	3.023
TI-8UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	180 < S <= 300	TI-8 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	323.635	3.359
TI-8UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S	TI-8 Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	355.998	3.694
TI-7AUY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <= 180	TI-7A Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	252.899	2.624
TI-7AUX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	180 < S <= 300	TI-7A Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	280.999	2.916
TI-7AUZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S	TI-7A Líneas-LAT 72,5 kV ≥ U > 52 kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	309.099	3.208
TI-5VX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <= 180	TI-5 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	148.580	1.542
TI-5VY	52 kV ≥ U > 36 kV	180 < S <= 300	TI-5 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	165.089	1.713
TI-5VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S	TI-5 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple circuito-Simplex	181.598	1.885
TI-6VX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <= 180	TI-6 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	198.144	2.056
TI-6VY	52 kV ≥ U > 36 kV	180 < S <= 300	TI-6 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	220.160	2.285
TI-6VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S	TI-6 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Simple-circuito-Dúplex	242.176	2.513
TI-7VX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <= 180	TI-7 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	197.612	2.051
TI-7VY	52 kV ≥ U > 36 kV	180 < S <= 300	TI-7 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	219.568	2.279
TI-7VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S	TI-7 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble-circuito-Simplex	241.525	2.506

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-8VX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <= 180	TI-8 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	263.531	2.735
TI-8VY	52 kV ≥ U > 36 kV	180 < S <= 300	TI-8 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	292.813	3.039
TI-8VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S	TI-8 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Doble circuito-Dúplex	322.094	3.343
TI-7AVY	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <= 180	TI-7A Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	228.813	2.375
TI-7AVX	52 kV ≥ U > 36 kV	180 < S <= 300	TI-7A Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	254.237	2.638
TI-7AVZ	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S	TI-7A Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV kV-Aéreo-Triple-circuito-Simplex	279.661	2.902
TI-9UX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 56	TI-9 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Simple circuito	96.233	999
TI-9UY	36 kV ≥ U > 24 kV	56 < S <= 110	TI-9 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Simple circuito	106.925	1.110
TI-9UZ	36 kV ≥ U > 24 kV	110 < S	TI-9 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Simple circuito	117.618	1.221
TI-10UX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 56	TI-10 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Doble circuito	127.989	1.328
TI-10UY	36 kV ≥ U > 24 kV	56 < S <= 110	TI-10 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Doble circuito	142.210	1.476
TI-10UZ	36 kV ≥ U > 24 kV	110 < S	TI-10 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Doble circuito	156.431	1.623
TI-10AUX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 56	TI-10A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Triple circuito	148.198	1.538
TI-10AUY	36 kV ≥ U > 24 kV	56 < S <= 110	TI-10A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Triple circuito	164.665	1.709
TI-10AUZ	36 kV ≥ U > 24 kV	110 < S	TI-10A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Aéreo-Triple circuito	181.131	1.880
TI-9VX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 56	TI-9 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Simple circuito	83.681	868
TI-9VY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	56 < S <= 110	TI-9 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Simple circuito	92.978	965
TI-9VZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	110 < S	TI-9 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Simple circuito	102.276	1.061
TI-10VX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 56	TI-10 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Doble circuito	111.295	1.155
TI-10VY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	56 < S <= 110	TI-10 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Doble circuito	123.661	1.283
TI-10VZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	110 < S	TI-10 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Doble circuito	136.027	1.412
TI-10AVX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 56	TI-10A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Triple circuito	128.868	1.337
TI-10AVY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	56 < S <= 110	TI-10A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Triple circuito	143.187	1.486
TI-10AVZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	110 < S	TI-10A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Aéreo-Triple circuito	157.505	1.635
TI-9WX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 56	TI-9 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Simple circuito	75.312	782
TI-9WY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	56 < S <= 110	TI-9 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Simple circuito	83.681	868
TI-9WZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	110 < S	TI-9 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Simple circuito	92.049	955
TI-10WX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 56	TI-10 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Doble circuito	100.166	1.039
TI-10WY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	56 < S <= 110	TI-10 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Doble circuito	111.295	1.155
TI-10WZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	110 < S	TI-10 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Doble circuito	122.425	1.270
TI-10AWX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 56	TI-10A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Triple circuito	115.981	1.204

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-10AWY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	56 < S <= 110	TI-10A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Triple circuito	128.868	1.337
TI-10AWZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	110 < S	TI-10A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Aéreo-Triple circuito	141.755	1.471
TI-9BX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 56	TI-9 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Simple circuito	66.944	695
TI-9BY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	56 < S <= 110	TI-9 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Simple circuito	74.383	772
TI-9BZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	110 < S	TI-9 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Simple circuito	81.821	849
TI-10BX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 56	TI-10 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Doble circuito	89.036	924
TI-10BY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	56 < S <= 110	TI-10 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Doble circuito	98.929	1.027
TI-10BZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	110 < S	TI-10 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Doble circuito	108.822	1.129
TI-10ABX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 56	TI-10A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Triple circuito	103.094	1.070
TI-10ABY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	56 < S <= 110	TI-10A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Triple circuito	114.549	1.189
TI-10ABZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	110 < S	TI-10A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Aéreo-Triple circuito	126.004	1.308
TI-11X	U < 1 kV	S < 75	TI-11 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Simple circuito sobre postes	38.067	395
TI-11Y	U < 1 kV	S ≥ 75	TI-11 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Simple circuito sobre postes	46.526	483
TI-13X	U < 1 kV	S < 75	TI-13 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Doble circuito sobre postes	50.629	525
TI-13Y	U < 1 kV	S ≥ 75	TI-13 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Doble circuito sobre postes	61.880	642
TI-12X	U < 1 kV	S < 75	TI-12 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Simple circuito sobre fachada	19.556	203
TI-12Y	U < 1 kV	S ≥ 75	TI-12 Líneas-LBT U < 1 kV-Aéreo-Simple circuito sobre fachada	23.901	248

Líneas subterráneas

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-16UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <=300	TI-16 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Simple circuito	573.798	5.955
TI-16UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S <= 500	TI-16 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Simple circuito	637.554	6.616
TI-16UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	500 < S	TI-16 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Simple circuito	701.309	7.278
TI-17UY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <=300	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Doble circuito	958.243	9.944
TI-17UX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S <= 500	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Doble circuito	1.064.715	11.049
TI-17UZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	500 < S	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Doble circuito	1.171.186	12.154

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-17AUX	72,5 kV ≥ U > 52 kV	0< S <=300	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.618.111	16.792
TI-17AUY	72,5 kV ≥ U > 52 kV	300 < S <= 500	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.797.901	18.658
TI-17AUZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	500 < S	TI-17 Líneas-LAT72,5 kV ≥ U > 52 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.977.691	20.524
TI-16VX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <=300	TI-16 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Simple circuito	519.151	5.388
TI-16VY	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S <= 500	TI-16 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Simple circuito	576.834	5.986
TI-16VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	500 < S	TI-16 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Simple circuito	634.518	6.585
TI-17VY	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <=300	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Doble circuito	866.982	8.997
TI-17VX	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S <= 500	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Doble circuito	963.313	9.997
TI-17VZ	52 kV ≥ U > 36 kV	500 < S	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Doble circuito	1.059.645	10.997
TI-17AVX	52 kV ≥ U > 36 kV	0< S <=300	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.464.005	15.193
TI-17AVY	52 kV ≥ U > 36 kV	300 < S <= 500	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.626.673	16.881
TI-17AVZ	52 kV ≥ U > 36 kV	500 < S	TI-17 Líneas-LAT 52 kV ≥ U > 36 kV-Subterráneo-Triple circuito	1.789.340	18.569
TI-18UX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 200	TI-18 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Simple circuito	194.400	2.017
TI-18UY	36 kV ≥ U > 24 kV	200 < S <= 300	TI-18 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Simple circuito	216.000	2.242
TI-18UZ	36 kV ≥ U > 24 kV	300 < S	TI-18 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Simple circuito	237.600	2.466
TI-19UX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 200	TI-19 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Doble circuito	324.648	3.369
TI-19UY	36 kV ≥ U > 24 kV	200 < S <= 300	TI-19 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Doble circuito	360.720	3.743
TI-19UZ	36 kV ≥ U > 24 kV	300 < S	TI-19 Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Doble circuito	396.792	4.118
TI-19AUX	36 kV ≥ U > 24 kV	0< S <= 200	TI-19A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Triple circuito	425.736	4.418
TI-19AUY	36 kV ≥ U > 24 kV	200 < S <= 300	TI-19A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Triple circuito	473.041	4.909
TI-19AUZ	36 kV ≥ U > 24 kV	300 < S	TI-19A Líneas-LAT 36 kV ≥ U > 24 kV-Subterráneo-Triple circuito	520.345	5.400
TI-18VX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 200	TI-18 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Simple circuito	169.044	1.754

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-18VY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	200 < S <= 300	TI-18 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Simple circuito	187.826	1.949
TI-18VZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	300 < S	TI-18 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Simple circuito	206.609	2.144
TI-19VX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 200	TI-19 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Doble circuito	282.303	2.930
TI-19VY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	200 < S <= 300	TI-19 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Doble circuito	313.670	3.255
TI-19VZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	300 < S	TI-19 Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Doble circuito	345.037	3.581
TI-19AVX	24 kV ≥ U > 17,5 kV	0< S <= 200	TI-19A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Triple circuito	370.206	3.842
TI-19AVY	24 kV ≥ U > 17,5 kV	200 < S <= 300	TI-19A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Triple circuito	411.340	4.269
TI-19AVZ	24 kV ≥ U > 17,5 kV	300 < S	TI-19A Líneas-LAT 24 kV ≥ U > 17,5 kV-Subterráneo-Triple circuito	452.474	4.696
TI-18WX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 200	TI-18 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Simple circuito	152.139	1.579
TI-18WY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	200 < S <= 300	TI-18 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Simple circuito	169.044	1.754
TI-18WZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	300 < S	TI-18 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Simple circuito	185.948	1.930
TI-19WX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 200	TI-19 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Doble circuito	254.073	2.637
TI-19WY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	200 < S <= 300	TI-19 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Doble circuito	282.303	2.930
TI-19WZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	300 < S	TI-19 Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Doble circuito	310.533	3.223
TI-19AWX	17,5 kV ≥ U > 12 kV	0< S <= 200	TI-19A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Triple circuito	333.185	3.458
TI-19AWY	17,5 kV ≥ U > 12 kV	200 < S <= 300	TI-19A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Triple circuito	370.206	3.842
TI-19AWZ	17,5 kV ≥ U > 12 kV	300 < S	TI-19A Líneas-LAT 17,5 kV ≥ U > 12 kV-Subterráneo-Triple circuito	407.226	4.226
TI-18BX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 100	TI-18 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Simple circuito	135.235	1.403
TI-18BY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	100 < S <= 200	TI-18 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Simple circuito	150.261	1.559
TI-18BZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	200 < S	TI-18 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Simple circuito	165.287	1.715
TI-19BX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 100	TI-19 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Doble circuito	225.842	2.344
TI-19BY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	100 < S <= 200	TI-19 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Doble circuito	250.936	2.604
TI-19BZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	200 < S	TI-19 Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Doble circuito	276.030	2.865
TI-19ABX	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	0< S <= 100	TI-19A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Triple circuito	296.164	3.073
TI-19ABY	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	100 < S <= 200	TI-19A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Triple circuito	329.072	3.415

Código	Tensión	Sección en mm²	Descripción	Inversión €/km	Operación y mantenimiento €/km
TI-19ABZ	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	200 < S	TI-19A Líneas-LAT 12 kV ≥ U ≥ 1 kV-Subterráneo-Triple circuito	361.979	3.756
TI-20X	U < 1 kV	0 < S < 150	TI-20 Líneas-LBT U < 1 kV-Subterráneo-Simple circuito	69.190	718
TI-20Y	U < 1 kV	S ≥ 150	TI-20 Líneas-LBT U < 1 kV-Subterráneo-Simple circuito	84.565	878
TI-21X	U < 1 kV	0 < S < 150	TI-21 Líneas-LBT U < 1 kV-Subterráneo-doble circuito	115.546	1.199
TI-21Y	U < 1 kV	S ≥ 150	TI-21 Líneas-LBT U < 1 kV-Subterráneo-doble circuito	141.223	1.466

Posiciones blindadas

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y mantenimiento €
TI-95U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-95 Posición Blindada-Interior-72,5 kV ≥ U > 52 kV	689.176	18.532
TI-96U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-96 Posición Blindada-Intemperie-72,5 kV ≥ U > 52 kV	689.176	18.532
TI-97U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-97 Posición Blindada-Móvil-72,5 kV ≥ U > 52 kV	689.176	18.532
TI-95V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-95 Posición Blindada-Interior-52 kV ≥ U > 36 kV	623.540	16.767
TI-96V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-96 Posición Blindada-Intemperie-52 kV ≥ U > 36 kV	623.540	16.767
TI-97V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-97 Posición Blindada-kV-Móvil-52 kV ≥ U > 36 kV	623.540	16.767
TI-102U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-102 Posición Blindada-Interior-36 kV ≥ U > 24 kV	161.183	4.334
TI-103U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-103 Posición Blindada-Intemperie-36 kV ≥ U > 24 kV	161.183	4.334
TI-104U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-104 Posición Blindada-Móvil-36 kV ≥ U > 24 kV	161.183	4.334
TI-102V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-102 Posición Blindada-Interior-24 kV ≥ U > 17,5 kV	140.159	3.769
TI-103V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-103 Posición Blindada-Intemperie-24 kV ≥ U > 17,5 kV	140.159	3.769
TI-104V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-104 Posición Blindada kV-Móvil-24 kV ≥ U > 17,5 kV	140.159	3.769
TI-102W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-102 Posición Blindada-Interior-17,5 kV ≥ U > 12 kV	126.144	3.392
TI-103W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-103 Posición Blindada-Intemperie-17,5 kV ≥ U > 12 kV	126.144	3.392
TI-104W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-104 Posición Blindada-Móvil-17,5 kV ≥ U > 12 kV	126.144	3.392
TI-102B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-102 Posición Blindada-Interior-12 kV≥ U ≥ 1 kV	112.128	3.015
TI-103B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-103 Posición Blindada-Intemperie-12 kV≥ U ≥ 1 kV	112.128	3.015
TI-104B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-104 Posición Blindada-Móvil-12 kV≥ U ≥ 1 kV	112.128	3.015

Posiciones convencionales

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y mantenimiento €
TI-98U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-98 Posición Convencional-Interior-72,5 kV ≥ U > 52 kV	358.517	9.640
TI-99U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-99 Posición Convencional-Intemperie-72,5 kV ≥ U > 52 kV	358.517	9.640
TI-98V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-98 Posición Convencional-Interior-52 kV ≥ U > 36 kV	324.373	8.722
TI-99V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-99 Posición Convencional-Intemperie-52 kV ≥ U > 36 kV	324.373	8.722
TI-105U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-105 Posición Convencional-Interior-36 kV ≥ U > 24 kV	124.087	3.337

Posiciones convencionales				
Código	**Tensión**	**Descripción**	**Inversión €**	**Operación y mantenimiento €**
TI-106U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-106 Posición Convencional-Intemperie-36 kV ≥ U > 24 kV	124.087	3.337
TI-105V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-105 Posición Convencional-Interior-24 kV ≥ U > 17,5 kV	107.902	2.901
TI-106V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-106 Posición Convencional-Intemperie-24 kV ≥ U > 17,5 kV	107.902	2.901
TI-105W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-105 Posición Convencional-Interior-17,5 kV ≥ U > 12 kV	97.112	2.611
TI-106W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-106 Posición Convencional-Intemperie-17,5 kV ≥ U > 12 kV	97.112	2.611
TI-105B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-105 Posición Convencional-Interior-10 kV≥ U > 1 kV	86.321	2.321
TI-106B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-106 Posición Convencional-Intemperie-10 kV≥ U > 1 kV	86.321	2.321

Posiciones híbridas

Código	**Tensión**	**Descripción**	**Inversión €**	**Operación y mantenimiento €**
TI-100U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-100 Posición Hibrida-72,5 kV ≥ U > 52 kV	689.176	18.532
TI-101U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-101 Posición Hibrida-Intemperie-72,5 kV ≥ U > 52 kV	689.176	18.532
TI-100V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-100 Posición Hibrida-Interior-52 kV ≥ U > 36 kV	623.540	16.767
TI-101V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-101 Posición Hibrida-Intemperie-52 kV ≥ U > 36 kV	623.540	16.767
TI-107U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-107 Posición Hibrida-Interior-36 kV ≥ U > 24 kV	161.183	4.334
TI-108U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-108 Posición Hibrida-Intemperie-36 kV ≥ U > 24 kV	161.183	4.334
TI-107V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-107 Posición Hibrida-Interior-24 kV ≥ U > 17,5 kV	140.159	3.769
TI-108V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-108 Posición Hibrida-Intemperie-24 kV ≥ U > 17,5 kV	140.159	3.769
TI-107W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-107 Posición Hibrida-Interior-17,5 kV ≥ U > 12 kV	126.144	3.392
TI-108W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-108 Posición Hibrida-Intemperie-17,5 kV ≥ U > 12 kV	126.144	3.392
TI-107B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-107 Posición Hibrida-Interior-10 kV≥ U > 1 kV	112.128	3.015
TI-108B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-108 Posición Hibrida-Intemperie-10 kV≥ U > 1 kV	112.128	3.015

Máquinas de potencia

Código	**Tensión**	**Descripción**	**Inversión €/MVA**	**Operación y mantenimiento €/MVA**
TI-160U	72,5 kV ≥ U > 36 kV	TI-160 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 72,5 kV ≥ U > 36 kV	14.629	393
TI-161U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-161 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 36kV≥ U > 24 kV	20.893	562
TI-161V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-161 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 24 kV≥ U > 17,5kV	24.580	661
TI-161W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-161 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 17,5 kV≥ U > 12kV	27.038	727
TI-161B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-161 Trafo en subestación- Tensión primario 245 kV-Tensión secundario 12 kV ≥ U ≥ 1 kV	29.496	793
TI-162U	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-162 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 72,5 kV ≥ U > 52 kV	18.460	496

Código	Tensión	Descripción	Inversión €/MVA	Operación y mantenimiento €/MVA
TI-162V	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-162 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 52 kV ≥ U >36kV	20.403	549
TI-163U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-163 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 36 kV ≥ U >24 kV	19.617	528
TI-163V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-163 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 24 kV ≥ U >17,5 kV	23.079	621
TI-163W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-163 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 17,5kV ≥ U > 12 kV	25.387	683
TI-163B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-163 Trafo en subestación- Tensión primario 145-72,5 kV-Tensión secundario 12 kV ≥ U ≥ 1 kV	27.695	745
TI-164U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-164 Trafo en subestación- Tensión primario 72,5-36 kV-Tensión secundario 36 kV ≥ U >24 kV	23.366	628
TI-164V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-164 Trafo en subestación- Tensión primario 72,5-36 kV-Tensión secundario 24 kV ≥ U >17,5 kV	27.490	739
TI-164W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-164 Trafo en subestación- Tensión primario 72,5-36 kV-Tensión secundario 17,5kV ≥ U > 12 kV	30.239	813
TI-164B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-164 Trafo en subestación- Tensión primario 72,5-36 kV-Tensión secundario 12 kV ≥ U ≥ 1 kV	32.988	887
TI-165U	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-165 Trafo en subestación- Tensión primario 36 kV > U ≥ 1 kV-Tensión secundario 30 kV ≥ U >24 kV	19.098	514
TI-165V	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-165 Trafo en subestación- Tensión primario 36 kV > U ≥ 1 kV-Tensión secundario 24 kV ≥ U >17,5 kV	22.469	604
TI-165W	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-165 Trafo en subestación- Tensión primario 36 kV > U ≥ 1 kV-Tensión secundario 17,5kV ≥ U > 12 kV	24.716	665
TI-165B	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-165 Trafo en subestación- Tensión primario 36 kV > U ≥ 1 kV-Tensión secundario 12 kV ≥ U ≥ 1 kV	26.962	725

Reactancias

Código	Tensión	Descripción	Inversión €/ MVAr	Operación y mantenimiento €/ MVAr
TI-166	145kV ≥ U > 72,5 kV	TI-166 Reactancia 145kV ≥ U > 72,5 kV	21.473	577
TI-167	72,5kV ≥ U > 36 kV	TI-167 Reactancia 72,5kV ≥ U > 36 kV	10.382	279
TI-168	36 kV ≥ U > 1 kV	TI-168 Reactancia 36 kV ≥ U > 1 kV	1.177	32

Condensadores

Código	Tensión	Descripción	Inversión €/MVAr	Operación y mantenimiento €/MVAr
TI-169	132kV ≥ U > 66 kV	TI-169 Condensador 132kV ≥ U > 66 kV	1.683	45
TI-170	66kV ≥ U > 36 kV	TI-170 Condensador 66kV ≥ U > 36 kV	1.385	37
TI-171	36 kV ≥ U > 1 kV	TI-171 Condensador 36 kV ≥ U > 1 kV	1.205	32

Elementos de fiabilidad

Código	Descripción	Inversión €	Operación y mantenimiento €
TI-174	TI-174 Seccionador (de cuchillas)	3.057	17
TI-177	TI-177 Reconectador	18.758	102
TI-179	TI-179 Reconectador - Seccionador	21.537	118
TI-181	TI-181 Seccionador - Fusible (XS-SXS)	2.779	15
TI-182	TI-182 Autoseccionador/ Seccionalizador	9.216	50
TI-183	TI-183 Interruptor	14.903	81
TI-187	TI-187 Interruptor-seccionador	15.979	87
TI-187A	TI-187A Interruptor-seccionador telecontrolado	15.979	87

Centros de transformación de caseta

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-22U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	26.942	617
TI-23U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	27.788	636
TI-24U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	29.904	684
TI-25U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	30.668	702
TI-26U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	32.198	737
TI-27U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	36.846	843
TI-28U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	40.277	922
TI-29U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	42.816	980
TI-30U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	51.361	1.175
TI-31U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	55.745	1.276
TI-22V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	30.310	694
TI-23V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	31.262	715
TI-24V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	33.642	770
TI-25V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	34.502	790
TI-26V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	36.223	829
TI-27V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	41.452	949
TI-28V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	45.311	1.037
TI-29V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	48.168	1.102
TI-30V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	57.781	1.322
TI-31V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	62.713	1.435
TI-22W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	31.993	732
TI-23W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	32.998	755
TI-24W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	35.511	813
TI-25W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	36.418	833
TI-26W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	38.235	875

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-27W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	43.755	1.001
TI-28W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	47.829	1.095
TI-29W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	50.844	1.163
TI-30W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	60.991	1.396
TI-31W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	66.197	1.515
TI-22B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	33.677	771
TI-23B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	34.735	795
TI-24B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	37.380	855
TI-25B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	38.335	877
TI-26B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	40.248	921
TI-27B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	46.058	1.054
TI-28B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	50.346	1.152
TI-29B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	53.520	1.225
TI-30B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	64.201	1.469
TI-31B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	69.681	1.595
TI-22C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	37.045	848
TI-23C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	38.209	874
TI-24C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	41.118	941
TI-25C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	42.169	965
TI-26C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	44.273	1.013
TI-27C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	50.664	1.159
TI-28C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	55.381	1.267
TI-29C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	58.872	1.347
TI-30C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	70.621	1.616
TI-31C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	76.650	1.754
TI-22D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-22 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 15 kVA	40.413	925
TI-23D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-23 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 25 kVA	41.682	954
TI-24D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-24 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 50 kVA	44.856	1.026
TI-25D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-25 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 100 kVA	46.002	1.053
TI-26D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-26 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 160 kVA	48.297	1.105
TI-27D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-27 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 250 kVA	55.270	1.265
TI-28D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-28 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 400 kVA	60.415	1.383
TI-29D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-29 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 630 kVA	64.224	1.470
TI-30D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-30 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1000 kVA	77.041	1.763

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-31D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-31 Centros de trasformación-Caseta-1 máquina 1250 kVA	83.618	1.913
TI-32U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	48.574	1.112
TI-33U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	50.267	1.150
TI-34U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	54.498	1.247
TI-35U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	56.027	1.282
TI-36U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	59.087	1.352
TI-37U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	68.383	1.565
TI-38U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	75.244	1.722
TI-39U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	80.322	1.838
TI-40U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	97.412	2.229
TI-41U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	106.181	2.430
TI-32V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	54.646	1.251
TI-33V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	56.550	1.294
TI-34V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	61.311	1.403
TI-35V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	63.030	1.442
TI-36V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	66.473	1.521
TI-37V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	76.931	1.760
TI-38V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	84.649	1.937
TI-39V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	90.362	2.068
TI-40V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	109.589	2.508
TI-41V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	119.453	2.734
TI-32W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	57.682	1.320
TI-33W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	59.692	1.366
TI-34W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	64.717	1.481
TI-35W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	66.532	1.523
TI-36W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	70.166	1.606
TI-37W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	81.205	1.858
TI-38W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	89.352	2.045
TI-39W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	95.382	2.183
TI-40W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	115.677	2.647
TI-41W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	126.090	2.885
TI-32B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	60.718	1.389
TI-33B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	62.833	1.438
TI-34B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	68.123	1.559

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-35B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	70.033	1.603
TI-36B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	73.859	1.690
TI-37B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	85.479	1.956
TI-38B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	94.055	2.152
TI-39B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	100.402	2.298
TI-40B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	121.765	2.786
TI-41B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	132.726	3.037
TI-32C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	66.789	1.528
TI-33C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	69.117	1.582
TI-34C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	74.935	1.715
TI-35C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	77.037	1.763
TI-36C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	81.245	1.859
TI-37C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	94.027	2.152
TI-38C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	103.460	2.368
TI-39C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	110.442	2.527
TI-40C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	133.942	3.065
TI-41C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	145.999	3.341
TI-32D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-32 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 15 kVA	72.861	1.667
TI-33D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-33 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 25 kVA	75.400	1.725
TI-34D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-34 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 50 kVA	81.747	1.871
TI-35D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-35 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 100 kVA	84.040	1.923
TI-36D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-36 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 160 kVA	88.630	2.028
TI-37D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-37 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 250 kVA	102.575	2.347
TI-38D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-38 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 400 kVA	112.866	2.583
TI-39D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-39 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 630 kVA	120.483	2.757
TI-40D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-40 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1000 kVA	146.118	3.344
TI-41D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-41 Centros de trasformación-Caseta-2 máquina 1250 kVA	159.271	3.645

Centros de transformación en local

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-42U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	23.872	546
TI-43U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	24.718	566
TI-44U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	26.834	614
TI-45U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	27.597	632

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-46U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	29.127	667
TI-47U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	30.773	704
TI-48U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	35.936	822
TI-49U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	39.001	892
TI-50U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	44.246	1.013
TI-51U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	49.261	1.127
TI-42V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	26.856	615
TI-43V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	27.808	636
TI-44V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	30.188	691
TI-45V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	31.046	710
TI-46V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	32.768	750
TI-47V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	34.619	792
TI-48V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	40.428	925
TI-49V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	43.876	1.004
TI-50V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	49.777	1.139
TI-51V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	55.419	1.268
TI-42W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	28.348	649
TI-43W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	29.353	672
TI-44W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	31.865	729
TI-45W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	32.771	750
TI-46W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	34.588	792
TI-47W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	36.543	836
TI-48W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	42.674	977
TI-49W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	46.314	1.060
TI-50W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	52.542	1.202
TI-51W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	58.498	1.339
TI-42B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	29.840	683
TI-43B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	30.898	707
TI-44B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	33.543	768
TI-45B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	34.496	789
TI-46B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	36.408	833
TI-47B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	38.466	880
TI-48B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	44.920	1.028
TI-49B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	48.751	1.116

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-50B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	55.308	1.266
TI-51B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	61.576	1.409
TI-42C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	32.824	751
TI-43C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	33.988	778
TI-44C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	36.897	844
TI-45C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	37.945	868
TI-46C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	40.049	916
TI-47C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	42.312	968
TI-48C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	49.412	1.131
TI-49C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	53.626	1.227
TI-50C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	60.838	1.392
TI-51C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	67.734	1.550
TI-42D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-42 Centros de trasformación-Local-1 máquina 15 kVA	35.808	819
TI-43D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-43 Centros de trasformación-Local-1 máquina 25 kVA	37.077	848
TI-44D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-44 Centros de trasformación-Local-1 máquina 50 kVA	40.251	921
TI-45D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-45 Centros de trasformación-Local-1 máquina 100 kVA	41.395	947
TI-46D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-46 Centros de trasformación-Local-1 máquina 160 kVA	43.690	1.000
TI-47D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-47 Centros de trasformación-Local-1 máquina 250 kVA	46.159	1.056
TI-48D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-48 Centros de trasformación-Local-1 máquina 400 kVA	53.904	1.234
TI-49D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-49 Centros de trasformación-Local-1 máquina 630 kVA	58.501	1.339
TI-50D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-50 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1000 kVA	66.369	1.519
TI-51D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-51 Centros de trasformación-Local-1 máquina 1250 kVA	73.892	1.691
TI-52U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 15 kVA	38.965	892
TI-53U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	40.658	930
TI-54U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	44.890	1.027
TI-55U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	46.415	1.062
TI-56U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	49.475	1.132
TI-57U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	52.767	1.208
TI-58U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	63.093	1.444
TI-59U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	69.223	1.584
TI-60U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	79.714	1.824
TI-61U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	89.744	2.054
TI-52V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 15 kVA	43.836	1.003
TI-53V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	45.740	1.047

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-54V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	50.501	1.156
TI-55V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	52.217	1.195
TI-56V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	55.659	1.274
TI-57V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	59.363	1.358
TI-58V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	70.980	1.624
TI-59V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	77.876	1.782
TI-60V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	89.678	2.052
TI-61V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	100.962	2.310
TI-52W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquina s15 kVA	46.271	1.059
TI-53W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	48.281	1.105
TI-54W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	53.306	1.220
TI-55W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	55.118	1.261
TI-56W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	58.752	1.344
TI-57W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	62.661	1.434
TI-58W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	74.923	1.715
TI-59W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	82.203	1.881
TI-60W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	94.660	2.166
TI-61W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	106.571	2.439
TI-52B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 15 kVA	48.707	1.115
TI-53B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	50.823	1.163
TI-54B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	56.112	1.284
TI-55B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	58.019	1.328
TI-56B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	61.844	1.415
TI-57B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	65.959	1.509
TI-58B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	78.867	1.805
TI-59B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	86.529	1.980
TI-60B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	99.642	2.280
TI-61B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	112.180	2.567
TI-52C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 15 kVA	53.578	1.226
TI-53C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	55.905	1.279
TI-54C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	61.723	1.412
TI-55C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	63.820	1.460
TI-56C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	68.028	1.557
TI-57C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	72.555	1.660

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-58C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	86.753	1.985
TI-59C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	95.182	2.178
TI-60C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	109.606	2.508
TI-61C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	123.398	2.824
TI-52D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-52 Centros de trasformación-Local-2 máquina s15 kVA	58.448	1.338
TI-53D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-53 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 25 kVA	60.987	1.396
TI-54D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-54 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 50 kVA	67.334	1.541
TI-55D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-55 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 100 kVA	69.622	1.593
TI-56D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-56 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 160 kVA	74.213	1.698
TI-57D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-57 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 250 kVA	79.151	1.811
TI-58D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-58 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 400 kVA	94.640	2.166
TI-59D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-59 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 630 kVA	103.835	2.376
TI-60D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-60 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1000 kVA	119.570	2.736
TI-61D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-61 Centros de trasformación-Local-2 máquinas 1250 kVA	134.616	3.081

Centros de transformación de intemperie

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-62U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	18.974	434
TI-63U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	19.821	454
TI-64U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	21.938	502
TI-65U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	22.654	518
TI-66U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	25.314	579
TI-67U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	28.462	651
TI-62V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	21.346	488
TI-63V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	22.298	510
TI-64V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	24.680	565
TI-65V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	25.486	583
TI-66V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	28.478	652
TI-67V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	32.020	733
TI-62W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	22.532	516
TI-63W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	23.537	539
TI-64W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	26.051	596
TI-65W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	26.902	616
TI-66W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	30.060	688

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-67W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	33.799	773
TI-62B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	23.718	543
TI-63B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	24.776	567
TI-64B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	27.422	628
TI-65B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	28.317	648
TI-66B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	31.642	724
TI-67B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	35.578	814
TI-62C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	26.090	597
TI-63C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	27.253	624
TI-64C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	30.165	690
TI-65C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	31.149	713
TI-66C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	34.806	796
TI-67C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	39.136	896
TI-62D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-62 Centros de trasformación-Intemperie-15 kVA	28.461	651
TI-63D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-63 Centros de trasformación-Intemperie-25 kVA	29.731	680
TI-64D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-64 Centros de trasformación-Intemperie-50 kVA	32.907	753
TI-65D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-65 Centros de trasformación-Intemperie-100 kVA	33.981	778
TI-66D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-66 Centros de trasformación-Intemperie-160 kVA	37.970	869
TI-67D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-67 Centros de trasformación-Intemperie-250 kVA	42.693	977

Centros de transformación subterráneo

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-68U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	55.811	1.277
TI-69U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	55.811	1.277
TI-70U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	58.773	1.345
TI-71U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	59.536	1.362
TI-72U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	61.068	1.397
TI-73U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	62.656	1.434
TI-74U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	66.272	1.517
TI-75U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	67.833	1.552
TI-76U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	70.023	1.602
TI-77U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	74.296	1.700
TI-78U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	104.479	2.391
TI-79U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	104.479	2.391

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-80U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	110.403	2.526
TI-81U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	111.928	2.561
TI-82U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	114.991	2.631
TI-83U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	118.167	2.704
TI-84U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	125.401	2.870
TI-85U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	128.523	2.941
TI-86U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	132.902	3.041
TI-87U	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	141.449	3.237
TI-68V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	62.788	1.437
TI-69V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	62.788	1.437
TI-70V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	66.120	1.513
TI-71V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	66.978	1.533
TI-72V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	68.701	1.572
TI-73V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	70.488	1.613
TI-74V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	74.557	1.706
TI-75V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	76.312	1.746
TI-76V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	78.776	1.803
TI-77V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	83.583	1.913
TI-78V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	117.538	2.690
TI-79V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	117.538	2.690
TI-80V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	124.203	2.842
TI-81V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	125.919	2.882
TI-82V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	129.365	2.960
TI-83V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	132.938	3.042
TI-84V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	141.076	3.228
TI-85V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	144.588	3.309
TI-86V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	149.515	3.421
TI-87V	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	159.130	3.642
TI-68W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	66.276	1.517
TI-69W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	66.276	1.517
TI-70W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	69.793	1.597
TI-71W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	70.699	1.618
TI-72W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	72.518	1.659
TI-73W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	74.404	1.703

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-74W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	78.699	1.801
TI-75W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	80.552	1.843
TI-76W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	83.152	1.903
TI-77W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	88.227	2.019
TI-78W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	124.068	2.839
TI-79W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	124.068	2.839
TI-80W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	131.103	3.000
TI-81W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	132.914	3.042
TI-82W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	136.552	3.125
TI-83W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	140.324	3.211
TI-84W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	148.914	3.408
TI-85W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	152.621	3.493
TI-86W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	157.821	3.612
TI-87W	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	167.971	3.844
TI-68B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	69.764	1.596
TI-69B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	69.764	1.596
TI-70B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	73.466	1.681
TI-71B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	74.420	1.703
TI-72B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	76.334	1.747
TI-73B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	78.319	1.792
TI-74B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	82.841	1.896
TI-75B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	84.791	1.940
TI-76B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	87.529	2.003
TI-77B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	92.870	2.125
TI-78B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	130.598	2.989
TI-79B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	130.598	2.989
TI-80B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	138.003	3.158
TI-81B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	139.910	3.202
TI-82B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	143.739	3.289
TI-83B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	147.709	3.380
TI-84B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	156.752	3.587
TI-85B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	160.653	3.676
TI-86B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	166.128	3.802
TI-87B	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	176.811	4.046

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-68C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	76.740	1.756
TI-69C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	76.740	1.756
TI-70C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	80.813	1.849
TI-71C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	81.862	1.873
TI-72C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	83.968	1.922
TI-73C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	86.151	1.971
TI-74C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	91.125	2.085
TI-75C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	93.271	2.134
TI-76C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	96.282	2.203
TI-77C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	102.157	2.338
TI-78C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	143.658	3.287
TI-79C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	143.658	3.287
TI-80C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	151.804	3.474
TI-81C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	153.901	3.522
TI-82C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	158.113	3.618
TI-83C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	162.480	3.718
TI-84C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	172.427	3.946
TI-85C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	176.719	4.044
TI-86C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	182.740	4.182
TI-87C	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	194.492	4.451
TI-68D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-68 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 15 kVA	83.717	1.916
TI-69D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-69 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 25 kVA	83.717	1.916
TI-70D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-70 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 50 kVA	88.160	2.017
TI-71D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-71 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 100 kVA	89.304	2.044
TI-72D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-72 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 160 kVA	91.601	2.096
TI-73D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-73 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 250 kVA	93.983	2.151
TI-74D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-74 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 400 kVA	99.409	2.275
TI-75D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-75 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 630 kVA	101.750	2.328
TI-76D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-76 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1000 kVA	105.034	2.404
TI-77D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-77 Centros de trasformación-Subterráneo-1 máquina 1250 kVA	111.444	2.550
TI-78D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-78 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 15 kVA	156.718	3.586
TI-79D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-79 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 25 kVA	156.718	3.586
TI-80D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-80 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 50 kVA	165.604	3.790
TI-81D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-81 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 100 kVA	167.892	3.842

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-82D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-82 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 160 kVA	172.487	3.947
TI-83D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-83 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 250 kVA	177.251	4.056
TI-84D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-84 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 400 kVA	188.102	4.305
TI-85D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-85 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 630 kVA	192.784	4.412
TI-86D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-86 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1000 kVA	199.353	4.562
TI-87D	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-87 Centros de trasformación-Subterráneo-2 máquinas 1250 kVA	212.173	4.855

Centros de reparto, seccionamiento o reflexión

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-0CU	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	25.672	587
TI-0IU	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	17.706	405
TI-0LU	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	22.600	517
TI-0SU	12 kV ≥ U ≥ 1 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	54.541	1.248
TI-0CV	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	28.881	661
TI-0IV	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	19.920	456
TI-0LV	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	25.425	582
TI-0SV	17,5 kV ≥ U > 12 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	61.359	1.404
TI-0CW	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	30.485	698
TI-0IW	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	21.026	481
TI-0LW	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	26.838	614
TI-0SW	24 kV ≥ U > 17,5 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	64.767	1.482
TI-0CX	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	32.090	734
TI-0IX	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	22.133	506
TI-0LX	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	28.250	646
TI-0SX	36 kV ≥ U > 24 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	68.176	1.560
TI-0CY	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	35.299	808
TI-0IY	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	24.346	557

Código	Tensión	Descripción	Inversión €	Operación y Mantenimiento €
TI-0LY	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	31.076	711
TI-0SY	52 kV ≥ U > 36 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	74.994	1.716
TI-0CZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-0C Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en caseta	38.508	881
TI-0IZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-0I Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en intemperie	26.559	608
TI-0LZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-0L Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados en local	33.901	776
TI-0SZ	72,5 kV ≥ U > 52 kV	TI-0S Centros de reparto, seccionamiento o de reflexión sin transformación, equipados subterráneos	81.811	1.872

ANEXO IV-A

Valores unitarios de referencia para cada uno de los tramos de la retribución por lectura de contadores y equipos de medida de los clientes conectados a las redes de una empresa distribuidora de energía eléctrica

Retribución por lectura de contadores y equipos de medida

Tramo de clientes		Valor unitario €/cliente
Desde	Hasta	
1	1.000	9,856
1.001	10.000	5,299
10.001	100.000	5,299
100.001	1.000.000	3,821
1.000.001		3,033

ANEXO IV-B

Valores unitarios de referencia para cada uno de los tramos de la retribución por las tareas asociadas a la contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos de una empresa distribuidora de energía eléctrica

Retribución por tareas asociadas a la contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos

Tramo de clientes		Valor unitario €/cliente
Desde	Hasta	
1	1.000	13,369
1.001	10.000	9,790
10.001	100.000	9,790
100.001	1.000.000	3,888
1.000.001		2,814

ANEXO IV-C

Valores unitarios de referencia para cada uno de los tramos de la retribución por las tareas asociadas a la atención telefónica a los clientes conectados a sus redes de una empresa distribuidora de energía eléctrica

Retribución por tareas asociadas a la atención telefónica

Tramo de clientes		Valor unitario €/cliente
Desde	Hasta	
1	1.000	5,701
1.001	10.000	3,600
10.001	100.000	2,097
100.001	1.000.000	0,955
1.000.001		0,571

ANEXO IV-D

Valores unitarios de referencia para cada uno de los tramos de la retribución por tareas de planificación de una empresa distribuidora de energía eléctrica

Retribución por tareas asociadas a la planificación

Tramo de clientes		Valor unitario €/cliente
Desde	Hasta	
1	1.000	8,659
1.001	10.000	8,347
10.001	100.000	8,347
100.001	1.000.000	1,890
1.000.001		0,979

ANEXO IV-E

Valores unitarios de referencia para cada uno de los tramos de la retribución por costes de estructura de una empresa distribuidora de energía eléctrica

Retribución por estructura

Tramo de clientes		Valor unitario €/cliente
Desde	Hasta	
1	1.000	115,288
1.001	10.000	46,367
10.001	100.000	41,394
100.001	1.000.000	41,394
1.000.001		7,328

ANEXO V

Vida útil regulatoria de las instalaciones de la empresa distribuidora i, a 31 de diciembre del año base

Para el cálculo de la vida útil regulatoria media de las instalaciones de la empresa distribuidora i a 31 de diciembre del año base se emplearan los siguientes valores:

− Subestaciones (posiciones y máquinas): 40 años.
− Centros de transformación: 40 años.
− Líneas aéreas y subterráneas: 40 años.
− Despachos de maniobra y telecontrol y equipos análogos: 12 años.
− Equipos de medida y control electromecánicos: 30 años.
− Equipos de medida y control electrónicos: 15 años.

− Construcciones: 50 años.
− Utillaje: 5 años.
− Mobiliario: 10 años.
− Equipos y aplicaciones para proceso de información: 5 años.
− Elementos de transporte: 6 años.
− Resto de instalaciones de distribución: 40 años.
− Equipos relacionados con las «Smart Grids»: 12 años.

ANEXO VI

Vida residual promedio a 31 de diciembre del año base de las instalaciones de la empresa distribuidora i que no hayan superado su vida útil regulatoria

La vida residual promedio a 31 de diciembre del año base de las instalaciones de la empresa distribuidora i que no hayan superado su vida útil regulatoria dicho año base VR_{base}^{i}, se calculará de acuerdo con la siguiente metodología:

• El saldo de «Inmovilizado Material Bruto» se obtendrá de las Cuentas Anuales auditadas a 31 de diciembre del año base, sin incluir inmovilizado en curso. También se obtendrá de las citadas Cuentas Anuales el saldo de «Amortización Acumulada de Inmovilizado Material».

• A efectos de cálculo de las vidas útiles residuales por tipología de activo se considerará el importe declarado como «Inmovilizado Bruto» y «Amortización Acumulada de Inmovilizado» desglosado por tipo de instalación, descontando adecuadamente los inmovilizados inmateriales derivados de las declaraciones efectuadas por las empresas con motivo de la Circular anual.

• Dichos saldos deben ser minorados por los importes no sujetos, a estos efectos, a retribución dentro de la actividad de distribución, tanto del inmovilizado material bruto como de la amortización acumulada de inmovilizado material a la fecha, correspondientes a:

a. Equipos de Medida (Contadores).
b. Instalaciones de Transporte eléctrico.

Para la realización de dichas minoraciones se empleará la información declarada por las empresas distribuidoras con motivo de la Circular anual.

• Una vez realizados los ajustes antes indicados, el «Inmovilizado Material Neto» se calculará como diferencia entre el «Inmovilizado Material Bruto» y la «Amortización Acumulada de inmovilizado material» anteriores.

• En el cálculo de Vida residual promedio a 31 de diciembre del año base se deberán descontar los Elementos Totalmente Amortizados (ETAM) declarados por las empresas distribuidoras en sus Cuentas Anuales a 31 de diciembre del año base.

• A tal efecto, se deberán descontar:

a) Elementos totalmente amortizados contablemente y que no se encuentran físicamente en explotación, es decir, que han sido retirados técnicamente pero no han sido dados de baja contablemente.

b) Elementos totalmente amortizados contablemente, pero que se encuentran todavía en uso y, por tanto, considerados en el inventario físico informado por las empresas distribuidoras.

• En el cálculo de la Vida residual promedio a 31 de diciembre del año base se descontarán, en su caso, las actualizaciones de balance permitidas por la Ley 16/2012, de 27 de diciembre, por la que se adoptan diversas medidas tributarias dirigidas a la consolidación de las finanzas públicas y al impulso de la actividad económica.

ANEXO VII

Cálculo del valor λ^{i}_{base}, coeficiente en base uno que refleja para la empresa i el complemento a uno del volumen de instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base, que han sido financiadas y cedidas por terceros y el volumen de ayudas públicas recibido por cada una de las empresas.

Para el cálculo del valor λ^{i}_{base}, coeficiente en base uno que refleja para la empresa i el complemento a uno del volumen de instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre del año base, que han sido financiadas y cedidas por terceros y el volumen de ayudas públicas recibido por cada una de las empresas, se aplicará la siguiente metodología de cálculo:

a) Tomando como punto de partida las auditorías sobre las inversiones en instalaciones de distribución de energía eléctrica presentadas por las empresas distribuidoras en cada uno de los ejercicios, se obtendrá de las mismas la inversión anual en instalaciones de distribución excluyendo los “Contadores y Equipos de Medida”.

b) De las auditorías señaladas en el apartado anterior, se obtendrá el importe pagado por terceros, el cual incluirá los siguientes conceptos que se desglosan en los mencionados informes de Auditoría:

– Cesiones de instalaciones por terceros (en unidades físicas, así como su valor económico cuantificado por la empresa distribuidora).

– Importes recibidos por Organismos Oficiales en concepto de Subvenciones.

– Importes económicos recibidos en concepto de “Aportaciones de Terceros” y “Derechos de Extensión”, cantidades todas ellas especificadas de manera individualizada en las Notas explicativas adjuntas a cada informe de Auditoría.

c) Se procederá a referenciar al año base los valores anuales de inversión y de financiación recibida de terceros de cada ejercicio.

d) El cálculo del complemento a uno del volumen pagado por terceros acumulado del período 1998–Año base con valores actualizados a 2014, se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\lambda^{i}_{1998-año_base} = 1 - \frac{Inversion_financiada_terceros_{1998-año_base}}{Inversion_total_{1998-año_base}}$$

e) El cálculo del complemento a uno del porcentaje pagado por terceros acumulado del período desde el año origen (entendiendo por año origen el necesario hasta que transcurran 40 años desde el año origen hasta el base) hasta 1997 se calculará mediante la extrapolación ponderada de los años 1998 a 2000, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\lambda^{i}_{año_origen-1997} = 1 - \frac{Inversion_financiada_terceros_{1998-2000}}{Inversion_total_{1998-2000}}$$

f) El cálculo del complemento a uno del porcentaje pagado por terceros acumulado para la empresa i se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\lambda^{i} = \frac{\lambda^{i}_{año_origen-1997} \cdot IB_{año_origen_a_31-12-1997} + \lambda^{i}_{1998-año_base} \cdot IB_{1998-año_base_a_año_base}}{IB_{a_año_base}}$$

Dónde:

$IB_{año_origen_a_31\text{-}12\text{-}1997}$; es el inmovilizado puesto en servicio en el periodo transcurrido desde el año origen hasta 1997, referenciado al año base.

$IB_{1998_año_base_a_año_base}$; es el inmovilizado puesto en servicio en el periodo transcurrido desde el año 1998 hasta el año base, referenciado al año base.

$IB_{a_año_base}$; Es el inmovilizado puesto en servicio desde el año origen hasta el año base, referenciado al año base.

ANEXO VIII

K^{i}_{inmBT} Coeficiente de eficiencia de la inversión para instalaciones de baja tensión,

El cálculo del coeficiente de eficiencia de la inversión para instalaciones de baja tensión para la empresa distribuidora i, K^{i}_{inmBT} se realizará de acuerdo con la siguiente formulación:

$$K^{i}_{inmBT} = kprevio^{i}_{inm-BT} \cdot kdisp^{i}_{BT}$$

; Donde:

$kprevio^{i}_{inm-BT}$ Es el coeficiente de eficiencia previo de baja tensión de la empresa distribuidora i. Este coeficiente se calculará de acuerdo con la siguiente formulación:

$$kprevio^{i}_{inm-BT} = \frac{\mathrm{UF}^{\text{eficiente-i}}_{\mathrm{BT}}}{\mathrm{UF}^{\text{inventario-i}}_{\mathrm{BT}}}$$

; donde a su vez:

$\mathrm{UF}^{\text{inventario-i}}_{\mathrm{BT}}$ es la longitud de la red de baja tensión de la empresa i declarada en el inventario que se utiliza para el cálculo de su retribución base.

$\mathrm{UF}^{\text{eficiente-i}}_{\mathrm{BT}}$ es la longitud eficiente de la red de baja tensión de la empresa i, la cual se calculará como la semisuma del valor declarado en el inventario que se utiliza para el cálculo de su retribución base y el valor óptimo de red de baja tensión $\mathrm{UF}^{\text{optimo-i}}_{\mathrm{BT}}$ de acuerdo con la siguiente expresión:

$$UF_{BT}^{\text{eficiente-i}} = \frac{(UF_{BT}^{\text{inventario-i}} + UF_{BT}^{\text{optimo-i}})}{2}$$

$UF_{BT}^{\text{optimo-i}}$

El término , se calculará como:

$UF_{BT}^{\text{optimo-i}}$

Si $Clientes^i \leq 5.000.000$ el término , se calculará como:

$$UF_{BT}^{\text{optimo-i}} = Clientes^i \cdot \mu_{BT-\text{sec}tor} \cdot (1 - 4 \cdot 10^{-8} \cdot Clientes^i)$$

Donde:

$Clientes^i$ Es el número de clientes de la empresa i.

$\mu_{BT-\text{sec}tor}$

Es la longitud media por cliente de la red de baja tensión a nivel sectorial.

$UF_{BT}^{\text{optimo-i}}$

Si $Clientes^i > 5.000.000$ el término , se calculará como:

$$UF_{BT}^{\text{optimo-i}} = Clientes^i \cdot \mu_{BT-\text{sec}tor} \cdot 0{,}8$$

$kdisp_{BT}^i$

Es el factor de dispersión de baja tensión. Este factor se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Si \quad L_{BT}^i < 0{,}5 \cdot \mu_{BT-\text{sec}tor} \Rightarrow kdisp_{BT}^i = 0{,}85$$

$$Si \quad L_{BT}^i \geq 0{,}5 \cdot \mu_{BT-\text{sec}tor} \; y \; L_{BT}^i \leq 1{,}5 \cdot \mu_{BT-\text{sec}tor} \Rightarrow kdisp_{BT}^i = 1 + \left(\frac{0{,}3}{\mu_{BT-\text{sec}tor}} \right) \cdot \left(L_{BT}^i - \mu_{BT-\text{sec}tor} \right)$$

$$Si \quad L_{BT}^i > 1{,}5 \cdot \mu_{BT-\text{sec}tor} \Rightarrow kdisp_{BT}^i = 1{,}15$$

En las expresiones anteriores:

$\mu_{BT-\text{sec}tor}$

Es la longitud media por cliente de la red de baja tensión a nivel sectorial.

L^i_{BT} Es la longitud media por cliente de la red de baja tensión de la empresa i.

En ningún caso el valor final de K^i_{inmBT} podrá ser superior a 1,2 ni inferior a 0,8.

ANEXO IX

Coeficiente de eficiencia de la inversión para instalaciones de alta tensión K^i_{inmAT}

El cálculo del coeficiente de eficiencia de la inversión para instalaciones de alta tensión para la empresa distribuidora i, K^i_{inmAT} se realizará de acuerdo con la siguiente formulación.

$$K^i_{inmAT} = kprevio^i_{inm-AT} \cdot kdisp^i_{AT}$$

; Donde:

$kprevio^i_{inm-AT}$ Es el coeficiente de eficiencia previo de alta tensión de la empresa distribuidora i. Este coeficiente se calculará de acuerdo con la siguiente formulación:

$$kprevio^i_{inm-AT} = \sum_{\forall \text{grupo_AT}} \frac{IB^i_{\text{grupo-AT}} \cdot k^i_{\text{AT-Grupo}}}{IBAT^i_{base}}$$

; donde a su vez:

Los cinco grupos de instalaciones que se emplearán para este cálculo serán: centros de transformación, potencia instalada en máquinas (que engloba transformadores de potencia de subestaciones, reactancias y condensadores), posiciones, red de alta tensión y elementos de fiabilidad.

$IB^i_{\text{grupo-AT}}$: Es el valor del inmovilizado base bruto de cada uno de los grupos de instalaciones antes mencionados de tensión superior a 1 kV resultante de valorar el inventario auditado de instalaciones de alta tensión que se encuentren en servicio el año base.

$IBAT^i_{base}$ Es el valor del inmovilizado base bruto para instalaciones de tensión superior a 1 kV resultante de valorar el inventario auditado de instalaciones de alta tensión que se encuentren en servicio el año base.

$k^i_{\text{AT-grupo}}$ Es el coeficiente de eficiencia de cada uno de los grupos de instalaciones de alta tensión de la empresa i, el cual se calculará como:

$$k^{i}_{\text{AT-grupo}} = \frac{UF^{\text{eficiente-i}}_{\text{AT-grupo}}}{UF^{\text{inventario-i}}_{\text{AT-grupo}}}$$

$UF^{\text{inventario-i}}_{\text{AT-grupo_instalaciones}}$; es el número de unidades físicas de un determinado grupo de los antes mencionados de la empresa i declarado en el inventario que se utiliza para el cálculo de su retribución base.

$UF^{\text{eficiente-i}}_{\text{AT-grupo}}$; es número de unidades físicas eficientes de un grupo determinado de los antes mencionados de la empresa i, el cual se calculará como la semisuma del valor declarado en el inventario que se utiliza para el cálculo de su retribución base y el valor óptimo de unidades físicas de ese grupo que debería tener de la empresa i $UF^{\text{optimo-i}}_{\text{AT-grupo}}$:

$$UF^{\text{eficiente-i}}_{\text{AT-grupo}} = \frac{(UF^{\text{inventario-i}}_{\text{AT-grupo}} + UF^{\text{optimo-i}}_{\text{AT-grupo}})}{2}$$

Si $Clientes^{i} \leq 5.000.000$ el término $UF^{\text{optimo-i}}_{\text{AT}}$, se calculará como:

$$UF^{\text{optimo-i}}_{\text{AT}} = Clientes^{i} \cdot \mu_{AT-grupo-\text{sec}tor} \cdot (1 - 4 \cdot 10^{-8} \cdot Clientes^{i})$$

Donde:

$Clientes^{i}$ Es el número de clientes de la empresa i.

$\mu_{AT-grupo-\text{sec}tor}$ Es el número medio de unidades físicas por cliente de un determinado grupo a nivel sectorial.

Si $Clientes^{i} > 5.000.000$ el término $UF^{\text{optimo-i}}_{\text{AT}}$, se calculará como:

$$UF^{\text{optimo-i}}_{\text{AT}} = Clientes^{i} \cdot \mu_{AT-grupo-\text{sec}tor} \cdot 0{,}8$$

$kdisp^{i}_{AT}$ Es el factor de dispersión de alta tensión. Este factor se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Si \quad L^i_{AT} < 0{,}5 \cdot \mu_{AT-\sec tor} \Rightarrow kdisp^i_{AT} = 0{,}85$$

$$Si \quad L^i_{AT} \geq 0{,}5 \cdot \mu_{AT-\sec tor} \; y \; L^i_{AT} \leq 1{,}5 \cdot \mu_{AT-\sec tor} \Rightarrow kdisp^i_{AT} = 1 + \left(\frac{0{,}3}{\mu_{AT-\sec tor}} \right) \cdot \left(L^i_{AT} - \mu_{AT-\sec tor} \right)$$

$$Si \quad L^i_{AT} > 1{,}5 \cdot \mu_{AT-\sec tor} \Rightarrow kdisp^i_{AT} = 1{,}15$$

En las expresiones anteriores:

$\mu_{AT-\sec tor}$ Es la longitud media por cliente de la red de alta tensión a nivel sectorial.

L^i_{AT} Es la longitud media por cliente de la red de alta tensión de la empresa i.

En ningún caso el valor final de K^i_{inmAT} podrá ser superior a 1,2 ni inferior a 0,8.

§ 109

Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 279, de 20 de noviembre de 2019
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2019-16639

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, establece en su artículo 7.1.g) y h) que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer, mediante circulares, la tasa de retribución financiera de las instalaciones con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada periodo regulatorio, así como la tasa de retribución financiera de los activos de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado con derecho a retribución a cargo del sistema gasista, para cada periodo regulatorio.

Según lo establecido en el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la tasa de retribución con cargo al sistema eléctrico y gasista no podrá exceder de lo que resulte de conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, respectivamente, y demás normativa de aplicación.

Excepcionalmente, los referidos valores podrán superarse por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica, en casos debidamente justificados. En este caso, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

En lo relativo al sector eléctrico, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, dispone, en su artículo 14, que la retribución de las actividades se establecerá con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico.

Para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución, gestión técnica y económica del sistema, y producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, se considerarán los costes necesarios para

realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

Los parámetros de retribución de las actividades de transporte y distribución se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europeo establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

Estos parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo del periodo regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente.

Para las actividades de transporte y distribución las tasas de retribución financiera aplicables serán fijadas, para cada periodo regulatorio, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

No obstante lo anterior, para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte y distribución. Este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los veinticuatro meses previos al mes de mayo del año anterior al inicio del nuevo periodo regulatorio incrementado con un diferencial adecuado que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo la determinación del límite máximo, se entenderá prorrogado el límite máximo fijado para el periodo regulatorio anterior. Si este último no existiera, el límite máximo para el nuevo periodo tomará el valor de la tasa de retribución financiera del periodo anterior.

En lo relativo al sector del gas natural, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, en su artículo 60, establece que en la metodología retributiva de las actividades reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

Los parámetros de retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, la demanda de gas, la evolución de los costes, las mejoras de eficiencia, el equilibrio económico y financiero del sistema y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europea establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

No se aplicarán fórmulas de actualización automática a valores de inversión, retribuciones, o cualquier parámetro utilizado para su cálculo, asociados al suministro de gas natural regulado.

Para las actividades de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado con derecho a retribución, las tasas de retribución financieras aplicables serán fijadas, para cada periodo regulatorio, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

No obstante lo anterior, para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado. Este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado, que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo esta determinación del diferencial, se entenderá prorrogada la tasa máxima de retribución financiera fijada para el periodo regulatorio anterior.

Excepcionalmente, el referido valor podrá superarse por la Comisión, de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica, en casos debidamente justificados. En este supuesto, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en

términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

La disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que las metodologías, parámetros y la base de activos de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural y de las plantas de gas natural licuado aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resultarán de aplicación una vez finalizado el primer periodo regulatorio.

La disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la CNMC aprobará antes del 1 de enero de 2020, previa adopción, en su caso, de las correspondientes orientaciones de política energética, las circulares normativas con las metodologías de las retribuciones afectas a las actividades reguladas de los sectores de electricidad y de gas. Asimismo, establece que las metodologías garantizarán que el impacto de su aplicación en los consumidores y demás agentes de los sistemas gasista y eléctrico sea gradual.

La presente circular se aprueba considerando el «Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025» (INF/DE/044/18), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 30 de octubre de 2018. Dicha propuesta fue sometida previamente a consulta pública, a través de la página web de la CNMC, informando asimismo de dicho trámite a los miembros de los Consejos Consultivos de Electricidad y de Hidrocarburos. Aunque la propuesta concreta se realizaba respecto de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, se analizaba asimismo la aplicabilidad de la misma a la actividad de transporte de gas natural.

Esta circular desplaza las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban la tasa de retribución financiera, las cuales, de acuerdo con el dictamen emitido por el Consejo de Estado, devienen ahora inaplicables conforme a lo establecido en el citado Real Decreto-ley. En línea con lo dicho en el mencionado dictamen y dado que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerce esta competencia por primera vez, la circular no incluye una disposición derogatoria.

Por todo lo anterior, y conforme a las funciones asignadas en el artículo 7.1, letras g) y f), de la Ley 3/2013 de 4 de junio, y previo trámite de audiencia, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 12 de noviembre de 2019, ha acordado emitir, de acuerdo con el Consejo de Estado, la presente circular:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto y ámbito de aplicación.*

1. Esta circular tiene por objeto establecer la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera, así como los valores que resultan de dicha metodología.

2. Resulta aplicable:

A las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.
A las actividades de transporte y regasificación de gas natural.
A la actividad de distribución de gas natural.

3. La tasa de retribución financiera se aplicará en el cálculo de la retribución de las actividades reguladas en los términos que se establezcan en las circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que regulen la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, la metodología de retribución de las actividades reguladas de transporte y de regasificación de gas natural, y la metodología de retribución de la actividad regulada de distribución de gas natural.

CAPÍTULO II

Metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera

Artículo 2. *Tasa de retribución financiera y WACC.*

1. La tasa de retribución financiera se calculará en términos nominales antes de impuestos, con dos decimales, a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{Tasa de retribución financiera} = \frac{\text{WACC}}{1 - \text{T}}$$

Donde:

T: Tasa impositiva aplicable en España obtenida de acuerdo al artículo 6, en tanto por uno.

WACC: Coste medio ponderado del capital en términos nominales y después de impuestos, en porcentaje (%), obtenido de acuerdo con el apartado siguiente.

2. El coste medio ponderado del capital o WACC de la actividad se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{WACC} = \text{RA} \cdot \text{R}_\text{D} \cdot (1 - \text{T}) + (1 - \text{RA}) \cdot \text{R}_\text{FP}$$

Donde:

RA: Ratio de apalancamiento regulatorio, en tanto por uno, obtenido de acuerdo con el artículo 5.

R_D: Coste de la deuda, en porcentaje (%), obtenido de acuerdo con el artículo 10.

R_{FP}: Rentabilidad esperada de los fondos propios, en porcentaje (%), obtenida de acuerdo con el apartado siguiente.

3. La rentabilidad esperada de los fondos propios se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{R}_\text{FP} = \text{R}_\text{LR} + \beta \cdot \text{PRM}$$

Donde:

R_{FP}: Rentabilidad esperada de los fondos propios, en porcentaje (%).

R_{LR}: Tasa libre de riesgo, en porcentaje (%), obtenida de acuerdo con el artículo 7.

β: Coeficiente beta, en número adimensional, obtenido de acuerdo con el artículo 8.

PRM: Prima de riesgo de mercado, en porcentaje (%), obtenida de acuerdo con el artículo 9.

Artículo 3. *Periodo de cálculo y fecha de cierre de los cálculos.*

1. El periodo de cálculo será de seis años, consistente con la duración de los periodos regulatorios.

2. Para el periodo regulatorio que transcurre del año n al año n+5, la fecha de cierre de los cálculos será el 31 de diciembre del año n-3, y el periodo de cálculo abarcará del año n-8 al año n-3, ambos inclusive.

Artículo 4. *Selección del grupo de comparadores.*

1. Se seleccionarán como comparadores empresas cotizadas que realizan actividades de redes, tanto de transporte como de distribución, de los sectores eléctrico y gasista a nivel europeo, independientemente de su tamaño. Se incluirán empresas que consolidan grupos de sociedades que realizan diversas actividades, con un peso relativo elevado de actividades de redes.

2. Los comparadores pertenecerán a países de Europa Occidental con un tamaño relevante (superficie superior a 20.000 km^2), y cuya deuda soberana posea una calificación crediticia superior a BB-/Ba3. Se excluirá Suiza, por no ser miembro de la Unión Europea y no serle de aplicación las directivas, mientras que se incluirá Noruega, a pesar de no ser miembro de la Unión Europea, ya que este país sigue las directivas europeas en materia energética.

3. La búsqueda de comparadores se realizará a la fecha de cierre de los cálculos de la siguiente manera:

3.1 En primer lugar, se empleará el índice STOXX® Europe TMI Utilities BUTP, compuesto por *utilities* de servicios de Europa Occidental. Del conjunto de empresas que componen este índice STOXX, se tomarán únicamente aquellas que realizan por sí mismas o por su grupo de sociedades, actividades en el sector eléctrico y/o gasista y que, además, realicen actividades reguladas dentro de dicho sector.

3.2 Adicionalmente, se realizará una búsqueda de empresas cotizadas de Europa Occidental que realicen actividades de transporte o distribución de energía eléctrica y/o de gas natural en países con un tamaño relevante en la Unión Europea y en Noruega.

4. Las sociedades que no dispongan de suficiente información de mercado en relación a deuda, efectivo y capitalización, necesarias para calcular el apalancamiento y el coeficiente beta, serán excluidas.

Artículo 5. *Ratio de apalancamiento regulatorio RA.*

1. El ratio de apalancamiento regulatorio se establecerá tomando en consideración tanto el resultado, calculado a través de dos métodos, del ratio de apalancamiento observado de los comparadores seleccionados según el artículo 4, como los ratios de apalancamiento regulatorios que consideran otros reguladores europeos.

1.1 Método uno: el ratio de apalancamiento se calcula como el promedio de los ratios de apalancamiento de cada uno de los comparadores. Para realizar el promedio se eliminan los valores atípicos, considerando únicamente los ratios de apalancamiento incluidos en el rango comprendido entre dos desviaciones estándar con respecto a la media.

$$RA^{método\ 1} = \frac{\sum_{i=1}^{m_1} RA_i}{m_1}$$

Donde:

$RA^{método\ 1}$: Ratio de apalancamiento calculado con el método uno.

i: Comparadores seleccionados según el artículo 4.

m_1: Número de comparadores seleccionados según el artículo 4, excluidos aquellos cuyo ratio de apalancamiento quede fuera del rango comprendido entre dos desviaciones estándar con respecto a la media.

RA_i: Ratio de apalancamiento de cada comparador i, calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RA_i = \frac{D_i}{D_i + FP_i}$$

Donde:

D_i: Deuda neta de cada comparador i, calculada como la diferencia entre el promedio de los valores diarios de la deuda (incluyendo la deuda a corto y a largo plazo) y el promedio de los valores diarios de la partida de efectivo y otros activos líquidos equivalentes del periodo de cálculo, según la fórmula:

$$D_i = \frac{\sum_{j_1} \text{Deuda corto y largo plazo } i_{j_1}}{\sum j_1} - \frac{\sum_{j_2} \text{Efectivo y otros activos líquidos equivalentes } i_{j_2}}{\sum j_2}$$

Donde:

j_1: días, entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3 (siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio), en los que existe dato para la deuda del comparador i, incluyendo la deuda a corto y largo plazo.

j_2: días, entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3 (siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio), en los que existe dato de efectivo y otros activos líquidos equivalentes del comparador i.

FP_i: Fondos propios de cada comparador i, calculados como el promedio de los valores diarios de la capitalización en el mercado de ese comparador i, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FP_i = \frac{\sum_{j_3} \text{Capitalización en el mercado } i_{j_3}}{\sum j_3}$$

Donde:

j_3: días, entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3 (siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio), en los que existe dato para la capitalización de mercado del comparador i.

1.2 Método dos: el ratio de apalancamiento se calcula como el ratio entre el sumatorio de la deuda neta y el sumatorio de la deuda neta y los fondos propios de todos los comparadores, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RA^{\text{método 2}} = \frac{\sum_{i=1}^{m} D_i}{\sum_{i=1}^{m} D_i + \sum_{i=1}^{m} FP_i}$$

Donde:

$RA^{\text{método 2}}$: Ratio de apalancamiento calculado con el método dos.

m: Número de comparadores seleccionados según el artículo 4.

Artículo 6. *Tasa impositiva.*

1. Se considerará para cada país la tasa impositiva estatutaria publicada por la OCDE del año n-3, siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio, a la fecha de cierre de los cálculos.

2. En el caso de que la OCDE distinga entre la tasa impositiva del gobierno central y las aplicables a nivel regional, se empleará la tasa impositiva total.

Artículo 7. *Tasa libre de riesgo RLR.*

1. La tasa libre de riesgo se calculará como el promedio de las cotizaciones diarias entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3 del Bono del Estado español a 10 años.

2. Se podrá realizar un ajuste sobre la tasa libre de riesgo para corregir el efecto del mecanismo de compra de deuda llevado a cabo por el Banco Central Europeo en la deuda soberana («Expansión cuantitativa»), en el caso de que el periodo de cálculo haya sido significativamente afectado por este efecto, y en ausencia de efectos contrarios derivados de la crisis de la deuda soberana. En caso de aplicarse, se denominará ajuste por QE.

Artículo 8. *Coeficiente beta.*

1. El coeficiente beta representa el riesgo sistemático o no diversificable de las actividades reguladas de redes.

2. Se estimará a través de comparadores, seleccionados según el artículo 4, salvo para la retribución de los activos de distribución de gas natural con fecha de puesta en servicio anterior al 31 de diciembre de 2020, en que tomará un valor igual al promedio entre la beta de los comparadores y 1.

3. El coeficiente beta que se incorpora en la fórmula del WACC corresponde a una beta reapalancada que se calculará siguiendo la fórmula:

$$\beta = \beta_U \cdot \left[1 + \left(\frac{D}{FP}\right)^{reg} \cdot (1 - T)\right]$$

Donde:

β_U: Beta desapalancada de las actividades reguladas de redes, en número adimensional.

$\left(\frac{D}{FP}\right)^{reg}$

Ratio regulatorio entre la deuda neta y los fondos propios, en tanto por uno. Se calculará a partir del ratio de apalancamiento regulatorio con la fórmula siguiente:

$$\left(\frac{D}{FP}\right)^{reg} = \frac{RA}{1 - RA}$$

Donde:

RA: Ratio de apalancamiento regulatorio, obtenido según el artículo 5.

4. El valor de la beta desapalancada de las actividades reguladas de redes, β_U, será el promedio de la beta desapalancada de los comparadores que hayan superado el test de liquidez durante el periodo comprendido entre el año n-8 y el año n-3, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\beta_U = \frac{\sum_{i=1}^{m_2} \beta_{Ui}}{m_2}$$

Donde:

β_{Ui}: Beta desapalancada por comparador i, en número adimensional. Únicamente se considerarán las betas desapalancadas de los comparadores que hayan superado el test de liquidez.

m_2: Número de comparadores seleccionados según el artículo 4 que hayan superado el test de liquidez.

Se considera que los comparadores cuyo diferencial medio de compra-venta, o *bid-ask spread*, entre los años n-8 a n-3 sea superior a un 1 % no superan el test de liquidez. Este diferencial se obtendrá como un promedio entre los años n-8 a n-3 del diferencial mensual de compra-venta para cada sociedad, siendo el valor mensual un promedio del diferencial de compra-venta de los días bursátiles en el mes correspondiente.

5. La beta desapalancada para cada comparador i, β_{Ui}, se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$\beta_{Ui} = \frac{\beta_{Li}}{\left[1 + \frac{Di}{FPi} \cdot (1 - Ti)\right]}$$

Donde:

β_{Li}: Beta apalancada del comparador i en número adimensional. Cuantifica la volatilidad de su cotización bursátil con respecto a la volatilidad del índice bursátil local. Su valor resulta de un cálculo de regresión estadística, considerando observaciones semanales del valor de las acciones de cada comparador con respecto al correspondiente índice bursátil local para un periodo comprendido entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3, siendo n el primer año del segundo periodo regulatorio.

$\frac{Di}{FPi}$

Ratio entre la deuda neta y los fondos propios del comparador i para el periodo del 1 enero del año n-8 al 31 de diciembre del año n-3, siendo n el primer año del segundo periodo regulatorio. La deuda neta y los fondos propios se calcularán de la misma forma que en el artículo 5.

T_i: Tasa impositiva aplicable al comparador i según su país, obtenida de acuerdo con el artículo 6, en tanto por uno.

Artículo 9. *Prima de riesgo de mercado.*

1. Se calcula a través del método de análisis histórico, que consiste en el análisis estadístico de los datos observados de rentabilidad del mercado con respecto a la tasa libre de riesgo. Para ello, se utilizará la información incluida en el informe anual de Dimson, Marsh y Staunton (DMS) *Global Investment Returns Yearbook*, o aquel que lo sustituya.

2. La prima de riesgo de mercado se calculará como la prima de riesgo de mercado de cada país, ponderada por su capitalización bursátil.

3. Se considerarán los países enunciados en el artículo 4 en los que se realiza la búsqueda de comparadores para los que existan datos en dicho informe.

4. La prima de riesgo de mercado de cada país será el promedio entre los valores correspondientes a la media geométrica y a la media aritmética de la diferencia entre la rentabilidad del mercado y los bonos soberanos de dicho país, para el periodo comprendido entre 1900 y el año n-3, siendo n el primer año del segundo periodo regulatorio.

Artículo 10. *Coste de la deuda RD.*

1. El coste de la deuda de cada año k y cada comparador i se calcula como el promedio de las cotizaciones diarias del año k del *Interest Rate Swap* IRS a diez años más el promedio de las cotizaciones diarias del año k del *Credit Default Swap CDS* a 10 años del comparador i, según la siguiente fórmula:

$$R_{Dik} = IRS_{10A\ k} + CDS_{10A\ ik}$$

R_{Dik}: Coste de la deuda del comparador i en el año k, en porcentaje (%).

$IRS_{10A\ k}$: Promedio de las cotizaciones diarias del *Interest Rate Swap* a 10 años en el año k, en porcentaje (%).

$CDS_{10A\ ik}$: Promedio de las cotizaciones diarias del *Credit Default Swap* a 10 años del comparador i en el año k, en porcentaje (%).

k: Cada uno de los 6 años comprendidos en el período (n-8, n-3).

2. Para aquellos comparadores de los que no se disponga de CDS cotizados, directamente o a través de sociedades de su grupo, en un año determinado, se buscarán datos de emisiones de deuda de plazo equivalente efectuadas durante ese año, por el comparador o por sociedades de su grupo, utilizándose, en caso de que estén disponibles, el promedio de las TIR de dichas emisiones como representativo del coste de la deuda del comparador para el año correspondiente. Se tendrán en cuenta las emisiones de deuda efectuadas en euros y vencimiento de 8 a 12 años desde la fecha de emisión, según la siguiente fórmula:

$$R_{Dik} = \frac{\sum_{e_{ik}=1}^{e_{ik}=t_{ik}} TIR_{8A-12A\ ik}}{t_{ik}}$$

Donde:

$TIR_{8A\text{-}12Aik}$: TIR de las emisiones de deuda del comparador i en el año k a un plazo de 8 a 12 años, en porcentaje (%).

e_{ik}: Cada una de las emisiones de deuda del comparador i en el año k.

t_{ik}: Número de emisiones de deuda del comparador i en el año k.

3. No se considerarán los datos del coste de la deuda de los comparadores que tengan un nivel de calificación crediticia especulativo o *non investment grade* según al menos una de las principales agencias de calificación crediticia. Es decir, si tienen una calificación inferior a Baa3 o BBB-.

4. El coste de la deuda se calculará, para cada uno de los años del periodo de cálculo (n-8, n-3), como el promedio del coste de la deuda de dicho año de los comparadores que dispongan de datos.

$$R_{Dk} = \frac{\sum_{i=1}^{i=m_{3k}} R_{Dik}}{m_{3k}}$$

Donde:

R_{Dk}: Coste de la deuda promedio de todos los comparadores en el año k, en porcentaje (%).

m_{3k}: Número de comparadores, seleccionados según el artículo 4, que disponen de datos de deuda (CDS o emisiones) en el año k.

5. El coste de la deuda R_D a incluir en la fórmula del WACC se calculará como el promedio de los 6 datos anuales obtenidos.

$$R_D = \frac{\sum_{k=n-8}^{k=n-3} R_{Dk}}{6}$$

Disposición adicional primera. *Tasa de retribución financiera para transporte y distribución de energía eléctrica para el período regulatorio 2020-2025.*

1. Los parámetros para transporte y distribución de energía eléctrica son los siguientes:

R_{FP}: 6,40 %.
RA: 50 %.
R_{LR}: 2,97 %.
β_U: 0,41.
β: 0,72.
PRM: 4,75 %.
R_D: 2,63 %.

2. La tasa WACC nominal después de impuestos, calculada según la fórmula del apartado 2 del artículo 2 será la siguiente: 4,19 %.

3. La tasa de retribución financiera para el transporte y distribución de energía eléctrica, obtenida de la fórmula del apartado 1 del artículo 2, será la siguiente: 5,58 %.

Disposición adicional segunda. *Tasa de retribución financiera para transporte y regasificación de gas natural para el período regulatorio 2021-2026.*

1. Los parámetros para transporte y regasificación de gas natural son los siguientes:

R_{FP}: 6,48 %.
RA: 50 %.
R_{LR}: *3,03* %, que incluye ajuste por QE de 80 p.b.
β_U: 0,42.
β: 0,74.
PRM: 4,64 %.
R_D:2,24 %.

2. La tasa WACC nominal después de impuestos, calculada según la fórmula del apartado 2 del artículo 2, será la siguiente: 4,08 %v.

3. La tasa de retribución financiera para el transporte y regasificación de gas natural, obtenida de la fórmula del apartado 1 del artículo 2, será: 5,44 %.

Disposición adicional tercera. *Tasa de retribución financiera para distribución de gas natural para el período regulatorio 2021-2026.*

1. Los parámetros para distribución de gas natural son los mismos que los establecidos para las actividades de transporte y regasificación de gas natural en la disposición adicional segunda, salvo por los siguientes:

R_{FP}: 7,07 %.
β: 0,87.

2. La tasa WACC nominal después de impuestos, calculada según la fórmula del apartado 2 del artículo 2, será la siguiente: 4,38 %.

3. La tasa de retribución financiera para la distribución de gas natural, obtenida de la fórmula del apartado 1 del artículo 2, será: 5,83 %.

Disposición transitoria única.

Excepcionalmente para el año 2020, se aplicará lo previsto en el último párrafo del artículo 8.3 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía

eléctrica, y lo previsto en el último párrafo del artículo 14.3 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, para, respectivamente, la tasa de retribución financiera del transporte y la distribución eléctrica. En consecuencia, la tasa de retribución financiera para el transporte eléctrico en 2020 y la tasa de retribución financiera para la distribución eléctrica en 2020 será de 6,003 %.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente Circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 110

Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 304, de 19 de diciembre de 2019
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2019-18261

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 14.8, según la redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, que «las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones, de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico, según lo dispuesto en el artículo 1.1».

El citado Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece en su disposición transitoria segunda:

«Las metodologías, parámetros y la base de activos de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural y de las plantas de gas natural licuado aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resultarán de aplicación una vez finalizado el primer periodo regulatorio.

La fijación de las cuantías de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica, regasificación, transporte y distribución de gas recogidas en el artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, pasarán a ser ejercidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y serán aplicables a partir del 1 de enero de 2020.»

Asimismo, el artículo 14.12 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que «corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la aprobación de la retribución para cada año de las empresas titulares de instalaciones de transporte y distribución de conformidad con lo previsto en la Ley 3/2013, de 4 de junio».

El artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 1/20129, de 11 de enero, prevé que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá mediante circular «la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica».

Por otro lado, con fecha 9 de abril de 2019 se ha publicado la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, cuyo apartado séptimo hace referencia a la circular de metodología de retribución de la distribución de electricidad.

Por todo ello a partir del ejercicio 2020 corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer una metodología de retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica que contemple los principios legales introducidos en dicha actividad por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, de manera clara, estable y predecible, que contribuya a aportar estabilidad regulatoria, reduciendo sus costes de financiación y con ellos, los del sistema eléctrico.

El modelo que establece esta circular, aun siendo continuista en lo principal con la metodología anterior, permite aumentar la libertad de las empresas a la hora de tomar decisiones, disminuye las necesidades de remisión de información, tiene en cuenta las nuevas inversiones necesarias para la inclusión de energías renovables y la digitalización de las redes, y posibilita el alargamiento de vida útil de las instalaciones, de tal forma que se rentabilicen las inversiones y se racionalicen los gastos necesarios de las empresas, lo que, en definitiva, supone un ahorro para el consumidor y, por ende, para el sistema en su conjunto.

Por otra parte, y puesto que la actividad de distribución tiene carácter de monopolio natural, mediante esta circular se establecen herramientas que introducen eficiencia, tanto en la construcción de las infraestructuras, como en la operación y mantenimiento de las redes.

La circular se adecúa a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, dado que responde a los principios de necesidad y eficiencia, siendo el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue. Asimismo, para las modificaciones pretendidas, se ha dado aplicación al principio de proporcionalidad.

Conforme a todos estos principios, se modifica el cálculo del valor de inversión retribuible de las instalaciones puestas en servicio desde el primer año de aplicación de la circular. El cálculo se realiza considerando el valor real auditado declarado por las empresas, si bien a mitad del periodo regulatorio se compara el valor real con el resultante de aplicar los valores unitarios de referencia al conjunto de las instalaciones puestas en servicio durante el semiperiodo, estableciendo una serie de limitaciones en caso de divergencia entre las valoraciones a costes unitarios y los valores de inversión reales declarados.

Asimismo, por medio de esta circular, se establece un nuevo término de retribución, COMGES, componente gestionable de la retribución de la actividad de distribución, que engloba la retribución por operación y mantenimiento y la retribución de otros activos necesarios para el ejercicio de la actividad de distribución distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas, que no sean ni inversiones en digitalización y automatización de redes, ni despachos ni terrenos, puestos en servicio desde el año 2015 hasta el año n-2.

Se establece un término retributivo referido a la Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones (REVU), con el objetivo de incentivar la extensión del funcionamiento de aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil regulatoria.

Asimismo, se modifica el cálculo del término de retribución por otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras (ROTD), al objeto de ajustarlo a los gastos reales de las empresas distribuidoras según la información regulatoria de costes aportada a través de la Circular 4/2015, de 22 de julio, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad.

Otra novedad la constituye la inclusión del reconocimiento de inversiones en proyectos piloto que supongan un beneficio cuantificable para el conjunto del sistema.

Finalmente, se modifican los incentivos a la reducción de pérdidas y a la mejora de la calidad, al haberse detectado que, con la regulación anterior de estos incentivos, no se habían alcanzado los objetivos perseguidos. Dicha modificación se ha realizado mediante la reformulación de los mismos, siendo de aplicación más sencilla, y penalizando o bonificando

a cada empresa en base a su desempeño respecto al resultado medio del sector, de tal forma que su impacto económico resulte neutro para el consumidor. Además, se elimina el incentivo a la reducción del fraude, al entender que la finalidad del mismo se recoge en la nueva formulación del incentivo a la reducción de pérdidas. Ello sin perjuicio de la aplicación durante 2020 y 2021 de la regulación hasta ahora vigente del incentivo por reducción de pérdidas y reducción del fraude.

Esta circular desplaza las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban la metodología retributiva de la actividad de distribución de electricidad, disposiciones que, en las materias que son objeto de regulación en esta circular, devienen ahora inaplicables, conforme a lo establecido en el citado Real Decreto-ley. Dado que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerce esta competencia por primera vez, la circular no incluye una disposición derogatoria.

Por todo lo anterior, de conformidad con lo establecido en el artículo 14, apartados 8 y 12, de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en el artículo 7.1.g) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia y de acuerdo con las orientaciones de política energética establecidas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, según las conclusiones alcanzadas a este respecto en la Comisión de Cooperación prevista en el artículo 2 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión de 5 de diciembre de 2019 ha acordado emitir, de acuerdo con el Consejo de Estado, la presente circular.

CAPÍTULO I

Criterios generales

Artículo 1. *Objeto.*

Esta circular tiene por objeto establecer la metodología para determinar la cuantía a retribuir a las empresas que desarrollan la actividad de distribución de energía eléctrica con el fin de garantizar la adecuada prestación del servicio, incentivando la mejora de la calidad de suministro y la reducción de las pérdidas en las redes de distribución, con criterios objetivos, homogéneos en todo el territorio español y al menor coste posible para el sistema.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta circular es de aplicación a todas aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios que desarrollen la actividad de distribución.

Artículo 3. *Criterios generales de retribución de la actividad de distribución.*

1. La metodología desarrollada en la presente circular para la retribución de la actividad de distribución tiene como finalidad establecer los criterios de remuneración de las instalaciones de la red de distribución y su operación y mantenimiento, incentivando la mejora continua de la eficacia de la gestión, de la eficiencia económica y técnica, de la calidad de suministro y de la reducción de pérdidas y, todo ello, con criterios homogéneos para todo el territorio español y al menor coste posible para el sistema eléctrico.

2. El devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones de distribución que cuenten con autorización de explotación en el año n-2 se iniciará desde el 1 de enero del año n, siempre y cuando las empresas distribuidoras titulares de las mismas estén inscritas en el Registro Administrativo de Distribuidores del Ministerio para la Transición Ecológica.

3. A efectos retributivos, únicamente se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad de distribución por una empresa eficiente y bien gestionada.

4. Los pagos en concepto de retribuciones serán liquidados de conformidad con lo establecido por el Real Decreto 2017/1997, de 26 diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. El cobro de dicha retribución se realizará con cargo a las liquidaciones

del ejercicio para el que se haya establecido, aplicándose la misma periodificación que al resto de actividades reguladas.

5. Antes del inicio de cada nuevo periodo regulatorio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, previo trámite de audiencia, el conjunto de parámetros técnicos y económicos que se utilizarán para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución durante dicho periodo regulatorio.

6. De conformidad con el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, los parámetros técnicos y económicos objeto de la metodología de retribución podrán ser modificados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del comienzo de cada periodo regulatorio.

7. Si se produjesen transmisiones de activos entre empresas distribuidoras de energía eléctrica, las empresas afectadas deberán comunicarlo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y solicitar la modificación de la retribución a percibir desde el momento en que se produzca la transmisión de activos, aportando la información necesaria para el cálculo de esta, todo ello previa autorización del órgano competente.

Artículo 4. *Periodos regulatorios.*

De acuerdo con lo establecido en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la retribución de la actividad de distribución se determinará por periodos regulatorios de seis años de duración.

CAPÍTULO II

Retribución de la actividad de distribución

Artículo 5. *Retribución anual.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá por años naturales, mediante resolución y previa audiencia a los interesados, la retribución reconocida a cada distribuidora por la actividad de distribución, que se calculará de acuerdo con lo dispuesto en el presente capítulo.

Antes del 15 de noviembre de cada año, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia someterá a audiencia pública la propuesta de retribución total a percibir el año siguiente por cada una de las empresas, la cual contendrá un anexo en formato digital de hoja de cálculo con su desglose en los términos señalados en el presente artículo.

2. La retribución de la actividad de distribución reconocida a la distribuidora i en el año n por el desempeño de su actividad el año n-2 se determinará mediante la siguiente formulación:

$$R_n{}^i = RI_n{}^i + DESP_{n,15\rightarrow n-2}{}^i + TER_{n,15\rightarrow n-2}{}^i + COMGES_n{}^i + REVU_n{}^i + ROTD_n{}^i + P_n{}^i + Q_n{}^i$$

Donde:

$RI_n{}^i$ es la retribución a la inversión a percibir por la empresa i en el año n. Se calculará conforme a la siguiente expresión:

$$RI_n{}^i = RI_{n,b}{}^i + RI_{n,15\rightarrow 17}{}^i + RI_{n,18\rightarrow \mathrm{n}-2}{}^i$$

Donde:

$RI_{n,b}{}^{i}$ es la retribución a la inversión a percibir por la empresa i en el año n por las instalaciones de la empresa distribuidora i con puesta en servicio anterior a 1 de enero de 2015. Se calculará conforme se establece en el artículo 6.

$RI_{n,15\rightarrow17}{}^{i}$ es la retribución a la inversión a percibir en el año n por las actuaciones en instalaciones recogidas en las unidades físicas que han sido llevadas a cabo por la empresa distribuidora i en los ejercicios 2015 a 2017, ambos inclusive. La retribución financiera de las mismas se calculará teniendo en cuenta las distintas fechas de puesta en servicio. Se calculará conforme se establece en el artículo 7.

$RI_{n,18\rightarrow n-2}{}^{i}$ es la retribución a la inversión a percibir en el año n por las actuaciones en instalaciones recogidas en las unidades físicas que han sido llevadas a cabo por la empresa distribuidora i en los ejercicios 2018 a n-2, ambos inclusive (es decir, con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2017 y anterior al 1 de enero del año n-1). La retribución financiera de las mismas se calculará teniendo en cuenta las distintas fechas de puesta en servicio. Se calculará conforme se establece en el artículo 8.

$DESP_{n,15\rightarrow n-2}{}^{i}$ es la retribución a la inversión a percibir en el año n por los despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución que han sido llevadas a cabo por la empresa distribuidora i en los ejercicios 2015 a n-2, ambos inclusive. La retribución financiera de los mismos se calculará teniendo en cuenta las distintas fechas de puesta en servicio. Se calculará conforme se establece en el artículo 11.

$TER_{n,15\rightarrow n-2}{}^{i}$ es la retribución a la inversión a percibir en el año n por los terrenos asociados a nuevas instalaciones eléctricas que han sido llevadas a cabo por la empresa distribuidora i en los ejercicios 2015 a n-2, ambos inclusive. Se calculará conforme se establece en el artículo 12.

$COMGES_{n}{}^{i}$ es el componente gestionable de la retribución a percibir en el año n, que se calculará para cada empresa distribuidora i conforme se establece en el artículo 13.

$REVU_{n}{}^{i}$ es la retribución por extensión de vida útil para el año n que percibirá una empresa distribuidora i por todas aquellas instalaciones de distribución, que habiendo superado su vida útil regulatoria, siguen en servicio en el año n-2, siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de cada una de dichas instalaciones. Todo ello conforme se establece en el artículo 15.

$ROTD_{n}{}^{i}$ es el término de retribución por otras tareas reguladas que la empresa distribuidora i ha de percibir el año n, por el desarrollo de dichas tareas el año n-2. El mismo se calculará conforme se establece en el artículo 18.

$P_{n}{}^{i}$ es el término de incentivo o penalización por la reducción de pérdidas repercutido a la empresa distribuidora i el año n, asociado al nivel de pérdidas de su red entre los años n-4 a n-2. Dicho incentivo a la reducción de pérdidas se calculará según lo establecido en el Capítulo V.

$Q_n{}^i$ es el término de incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora i el año n asociado a los indicadores de calidad de suministro obtenidos por la empresa distribuidora i entre los años n-4 a n-2. Dicho incentivo a la calidad se calculará según lo establecido en el Capítulo VI.

3. Una vez determinada la retribución anual de cada empresa distribuidora conforme a lo establecido en el apartado anterior, se realizará el ajuste retributivo previsto en el artículo 28 y se aplicará, en su caso, la penalización relativa a la prudencia financiera prevista en el artículo 29.

Artículo 6. *Retribución a la inversión de las instalaciones con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2015.*

El término $RI_{n,b}{}^i$ corresponde a la retribución a la inversión a percibir en el año n por las instalaciones de la empresa distribuidora i con puesta en servicio anterior a 1 de enero de 2015. El inmovilizado bruto retribuible de este conjunto de instalaciones es el fijado en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016.

Se calculará sobre la base de la siguiente expresión:

$$RI_{n,b}{}^i = A_{n,b}{}^i + RF_{n,b}{}^i$$

Donde:

$A_{n,b}{}^i$ es el término de retribución base por amortización de la empresa distribuidora i que ésta deberá percibir por ese concepto en el año n. Se evaluará como la amortización lineal del inmovilizado bruto retribuible fijado en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, para la empresa i correspondiente a sus instalaciones de distribución cuya puesta en servicio fue anterior al 1 de enero de 2015, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$A_{n,b}{}^i = \frac{IBR_{inst\ ant\ 2015}{}^i}{VU_{ins\ ant\ 2015}{}^i}$$

$IBR_{inst\ ant\ 2015}{}^i$ es el inmovilizado base bruto de la empresa distribuidora i con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico fijado en la Orden IET/980/2016 como IBR_{base}. Dicho valor podrá verse modificado sobre la base de las inspecciones realizadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o por resoluciones judiciales recaídas en los procesos pendientes de resolución.

$VU_{ins\ ant\ 2015}{}^i$ es la vida útil regulatoria de las instalaciones de la empresa distribuidora i fijada en la orden IET/980/2016, de 10 de junio.

$RF_{n,b}{}^{i}$ es el término de retribución financiera del activo neto de la empresa distribuidora i que esta deberá percibir por ese concepto en el año n correspondiente a las instalaciones que han sido puestas en servicio hasta el 1 de enero de 2015. Este término se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RF_{n,b}{}^{i} = IN_{n,inst\ ant\ 2015}{}^{i} \cdot TRF_{p}$$

Donde:

$IN_{n,inst\ ant\ 2015}{}^{i}$ es el inmovilizado neto con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de la empresa distribuidora i en el año n fijado en la Orden IET/980/2016. Dicho valor podrá verse modificado sobre la base de las inspecciones realizadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y por las sentencias pendientes de resolución. El mismo se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$IN_{n,inst\ ant\ 2015}{}^{i} = IBR_{inst\ ant\ 2015}{}^{i} \cdot \frac{VR_{n,inst\ ant\ 2015}{}^{i}}{VU_{ins\ ant\ 2015}{}^{i}}$$

Donde:

$VR_{n,inst\ ant\ 2015}{}^{i}$ es la vida residual en el año n para la empresa distribuidora i de las instalaciones con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2015 fijada en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, como VR. La vida residual para aquellas empresas para las que la Orden IET/980/2016 aplicaba un vida residual media $VR_{basemedia2014}$, por no disponerse de la información necesaria para su cálculo, se fijará con base en el acta de inspección levantada a la empresa i por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre la verificación de los datos económico-técnicos considerados para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica del año 2016. Al valor de vida residual establecido para el cálculo de la retribución correspondiente al ejercicio 2016 deberán descontarse los años transcurridos desde 2016 hasta el año n.

TRF_{p} es la tasa de retribución financiera a aplicar en el cálculo retributivo del periodo regulatorio p. Será fijada antes del inicio de cada periodo regulatorio según prevé la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

Artículo 7. *Retribución a la inversión en instalaciones con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2014 y anterior al 1 de enero de 2018.*

La retribución a la inversión a percibir por la empresa i en el año n por las instalaciones con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2014 y anterior al 1 de enero de 2018, se calculará conforme a la siguiente expresión:

$$RI_{n,15\rightarrow17}{}^{i} = A_{n,15\rightarrow17}{}^{i} + RF_{n,15\rightarrow17}{}^{i}$$

Donde:

$A_{n,15\rightarrow17}{}^{i}$ es la retribución por amortización en el año n de la inversión efectuada por la empresa i en los ejercicios 2015 a 2017. Se obtendrá a partir de los valores brutos de inversión retribuible asignados en las órdenes de retribuciones de los ejercicios correspondientes, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$A_{n,15-17}{}^{i} = \sum_{\forall j \; de \; i} \frac{VI_{15\rightarrow17}{}^{j}}{VU^{j}}$$

Donde:

$VI_{15\rightarrow17}{}^{j}$:

Valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j puesta en servicio entre los años 2015 y 2017, calculado el primer año en que dicha instalación ha percibido retribución. Dicho valor de la inversión retribuible correspondiente a dichos años es el resultante de aplicar la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica el año 2019, consistente en la semisuma entre el valor real auditado de la instalación y el resultante de aplicar los valores unitarios de referencia, establecidos en la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre.

VU^{j}: Vida útil regulatoria de la instalación j expresada en años. Con carácter general tomará un valor de 40 años.

$RF_{n,15\rightarrow17}{}^{i}$ es la retribución financiera del conjunto de instalaciones de la empresa i puestas en servicio entre 2015 y 2017, es decir:

$$RF_{n,15\rightarrow17}{}^{i} = \sum_{\forall j \; de \; i} RF_{n,15\rightarrow17}{}^{j}$$

Donde:

$RF_{n,15\rightarrow17}{}^{j}$ es la retribución financiera de la inversión en el año n de la instalación j puesta en servicio entre los años 2015 y 2017. Este término se calculará cada año n aplicando al valor neto de la inversión la tasa de retribución en vigor conforme a la siguiente formulación:

$$RF_{n,15\rightarrow17}{}^{j} = VN_{n,15\rightarrow17}{}^{j} \cdot TRF_{p}$$

Donde:

TRF_{p} es la tasa de retribución financiera a aplicar en el cálculo retributivo del periodo regulatorio p. Será fijada antes del inicio de cada periodo regulatorio, según prevé la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

$VN_{15\to17,n}{}^{j}$ es el valor neto de la inversión en el año n con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j puesta en servicio entre 2015 y 2017. Este término se calculará como:

$$VN_{n,15\to17}{}^{j} = VI_{15\to17}{}^{j} - (k-2)\cdot\frac{VI_{15\to17}{}^{j}}{VU^{j}}$$

Donde:

k es el número de años transcurridos desde la puesta en servicio de la instalación.

Artículo 8. *Retribución a la inversión en instalaciones cuya puesta en servicio ha sido posterior al 31 de diciembre de 2017.*

1. La retribución a la inversión a percibir por la empresa i en el año n por las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2018 hasta el año n-2, se calculará conforme a la siguiente expresión:

$$RI_n^i = \sum_{\forall j\ de\ i}\left(A_n{}^{j} + RF_n{}^{j}\right)$$

Donde:

$A_n{}^{j}$ es la retribución por amortización percibida en el año n por la inversión efectuada por la empresa i en la instalación j. Se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$A_n{}^{j} = \frac{VI^{\ j}}{VU_j}$$

$RF_n{}^{j}$ es la retribución financiera percibida en el año n por la inversión efectuada por la empresa i en la instalación j. Este término se calculará cada año n aplicando al valor neto de la inversión la tasa de retribución en vigor conforme a la siguiente formulación:

$$RF_n{}^{j} = VN_n{}^{j}\cdot TRF_p$$

TRF_p es la tasa de retribución financiera a aplicar en el cálculo retributivo del periodo regulatorio p. Será fijada antes del inicio de cada periodo regulatorio, según prevé la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

$VN_n{}^j$ es el valor neto de la inversión en el año n con derecho a retribución a cargo del sistema de la instalación j puesta en servicio en el año n-2. Este término se calculará como:

$$VN_n{}^j = VI^j - (k-2)\cdot\frac{VI^j}{VU_j}$$

Donde k es el número de años transcurridos desde la puesta en servicio de la instalación.

VI ^{j} es el valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema para la instalación j puesta en servicio en el año n-2. Se calculará el primer año que la instalación percibe retribución según la siguiente expresión:

$$VI\ \ ^j = \left(VI^{j,real}\cdot\delta_j - AY^j\right)\cdot FRRI_n^j$$

Donde:

δj es un coeficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión de dicha instalación financiado y cedido por terceros.

AY^j es el valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido. En ningún caso el margen del 10 por ciento a considerar respecto a las empresas distribuidoras, podrá ser superior a 10 millones de euros.

$FRRI_n^j$ es el factor de retardo retributivo de la inversión de la instalación j puesta en servicio en el año n-2 derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por inversión. Este valor se calculará como:

$$FRRI_n^j = (1 + TRF_{APS})^{tr_j}$$

Donde:

TRF$_{APS}$ es la tasa de retribución financiera vigente en el año de la puesta en servicio de la instalación.

tr$_j$ es el tiempo de retardo retributivo de inversión de la instalación j. Este parámetro tomará un valor de 1,5.

VI ^{j,real} es el valor real auditado de inversión de la instalación j. Únicamente se incluirán las inversiones por actuaciones en instalaciones asociadas a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas.

VU ^{j} es la vida útil regulatoria de la instalación j expresada en años. Con carácter general tomará un valor de 40 años, salvo para las inversiones tipo 2, definidas en el artículo 9, para las cuales se recogen las vidas útiles en el anexo.

2. El valor *VI* ^{j} calculado en el primer ejercicio en el que la instalación j percibe retribución, se mantendrá constante a lo largo de su vida útil regulatoria, salvo que las inspecciones realizadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia comprobaran que no es correcto.

3. Las inversiones realizadas en instalaciones de distribución se declararán según las tipologías establecidas en el siguiente artículo.

4. Los ingresos percibidos por las empresas distribuidoras en concepto de derechos de extensión en el año n-2 se descontarán a la retribución por inversión de las instalaciones puestas en servicio en dicho año considerando que su amortización se realiza a 40 años.

5. Teniendo en cuenta lo anterior, la retribución de la empresa distribuidora i por las actuaciones en instalaciones asociadas a unidades físicas puestas en servicio entre el año 2018 y el n-2 se calculará como:

$$RI_{n,18\rightarrow n-2}{}^{i} = \sum_{18\rightarrow n-2} RI_n^i$$

Artículo 9. *Tipologías de inversión en instalaciones de distribución cuya puesta en servicio sea posterior al 31 de diciembre de 2018.*

1. Las inversiones realizadas en instalaciones de distribución con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2018 se declararán de acuerdo con la siguiente clasificación:

a) Tipo 0. Instalaciones nuevas a coste completo o renovación de instalaciones existentes con un valor de inversión superior al 85 por ciento del calculado empleando los valores unitarios de referencia si se considerara la instalación efectuada a coste completo. En este sentido, se diferenciará entre:

– Inversiones de nueva construcción: aquellas que suponen la realización o incorporación de nuevas instalaciones. Esta categoría incluye las inversiones de ampliación.

– Sustitución o renovación: Aquellas que suponen una reposición del equipo o equipos principales. Simultáneamente, se procederá a dar de baja los elementos sustituidos, debiendo incluirse en la declaración de las nuevas inversiones efectuadas el identificador de la instalación dada de baja que corresponda.

En caso de que se cumpla que el de una instalación tipo 0 sea superior en más de un 50 por ciento al valor de la inversión calculado a valores unitarios de referencia establecidos en la normativa aplicable, la empresa distribuidora deberá aportar una justificación técnica detallada que argumente por qué los costes incurridos son superiores a los valores unitarios de referencia, bien por las especiales características y/o problemática de la instalación en concreto, bien por otras causas debidamente argumentadas.

b) Tipo 1. Instalaciones a coste no completo, que impliquen inversión en algún componente de una tipología definida en la normativa aplicable.

Este tipo de actuaciones deberán clasificarse dentro de una de las categorías fijadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para cada familia de instalaciones, conforme se definen en el anexo.

Si el valor de inversión es superior al 85 por ciento del valor de inversión calculado empleando los valores unitarios de referencia, las inversiones efectuadas deberán declararse como tipo 0.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá mediante la circular informativa prevista en el artículo 22 los criterios que deberán seguirse para la declaración de este tipo de actuaciones.

c) Tipo 2. Inversiones en digitalización y automatización de las redes necesarias para la transición energética, asociadas a sistemas inteligentes (*Smart Grids*), telegestión y los sistemas técnicos de gestión asociados a ambos.

Este tipo de actuaciones deberán clasificarse conforme se definen en el anexo. No obstante, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer, en la circular informativa prevista en el artículo 22, nuevos códigos CINI adicionales, que complementen a los anteriores.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, en la citada circular informativa, los criterios según los cuales determinadas actuaciones no podrán

declararse como inversiones de mejora y renovación, sino que deberán ser consideradas como gastos de mantenimiento, conservación y reparaciones y, por tanto, imputadas a la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio en que se produzcan.

Artículo 10. *Ajuste de los valores reales de inversión al final de cada semiperiodo para las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al 31 de diciembre de 2018.*

1. Cada tres años, es decir, a mitad y al inicio de cada periodo regulatorio, se calculará el resultado que se hubiera obtenido de aplicar la siguiente expresión a las inversiones asociadas a actuaciones tipo 0, siendo las inversiones tipo 1 y tipo 2 valoradas a coste real de la inversión, es decir:

$$VI_{n-4\to n-2}^{i,teorica} = \left[\sum_{k=n-4}^{n-2} \sum_{familia\ TI,tipo\ 0} \left(VI_k^{familia\ TI,valores\ unitarios} \cdot \delta_{familia\ TI} - AY^{familia\ TI}\right) + \sum_{familia\ TI,tipo\ 1\ y\ 2} \left(VI_k^{familia\ TI,real} \cdot \delta_{familia\ TI} - AY^{famila\ TI}\right)\right] \cdot FRRI_{k+2}^{j}$$

Donde:

Familia TI es el conjunto de instalaciones con el mismo TI instalación tipo, conforme a las instalaciones tipo establecidas en la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre.

$\delta_{familia\ TI}$ es un coeficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión de cada familia de TI financiado y cedido por terceros.

$AY^{famila\ TI}$ es el valor de las ayudas públicas percibidas por la familia de instalaciones con el mismo TI, teniendo en cuenta que en el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido. En ningún caso el margen del 10 por ciento a nivel individual para cada instalación podrá ser superior a 10 millones de euros.

2. Dicho valor se comparará con el valor de inversión retribuible obtenido en el cálculo retributivo de los ejercicios comprendidos entre el año n-4 y el año n-2, ambos inclusive, según lo establecido en este artículo, es decir:

$$VI_{n-4\to n-2}^{i,retribuible} = \sum_{\substack{j,tipo\ 0,1\ y\ 2 \\ de\ la\ empresa\ i}} \left(VI_{n-4\to n-2}^{j,real} \cdot \delta_j - AY^j\right) \cdot FRRI_n^j$$

Se distinguirán los siguientes supuestos:

– Si $0{,}9 \cdot VI_{n-4\to n-2}^{i,teórica} < VI_{n-4\to n-2}^{i,retribuible} < 1{,}05 \cdot VI_{n-4\to n-2}^{i,teórica}$, no se realizarán modificaciones en el valor de inversión retribuible obtenido para el cálculo retributivo de los ejercicios correspondientes al semiperiodo considerado.

$VI_{n-4\to n-2}^{i,retribuible} \geq 1{,}05 \cdot VI_{n-4\to n-2}{}^{i,teórica}$

– Si , el valor de inversión retribuible correspondiente al ejercicio n por instalaciones puestas en servicio el año n-2 se verá minorado en un 50 por ciento de la diferencia entre ambos valores, es decir:

$$VI_{n-2}{}^{i} = VI_{n-2}^{i,retribuible} - 1/2 \cdot \left(VI_{n-4\to n-2}{}^{i,retribuible} - VI_{n-4\to n-2}^{i,teorica}\right)$$

$VI_{n-4\to n-2}^{i,retribuible} \leq 0{,}9 \cdot VI_{n-4\to n-2}{}^{i,teórica}$

– Si , el valor de inversión retribuible correspondiente al ejercicio n por instalaciones puestas en servicio el año n-2 se verá mayorado en un 50 por ciento de la diferencia entre ambos valores, es decir:

$$VI_{n-2}{}^{i} = VI_{n-2}^{i,retribuible} + 1/2 \cdot \left(VI_{n-4\to n-2}^{i,teorica} - VI_{n-4\to n-2}{}^{i,retribuible}\right)$$

3. Las minoraciones o incrementos de los valores de inversión retribuibles modificados según las condiciones establecidas en este artículo se descontarán o añadirán a la retribución por inversión de las instalaciones puestas en servicio en dicho año n-2 considerando que su amortización se realiza a 40 años.

Artículo 11. *Retribución de despachos de maniobra cuya puesta en servicio ha sido posterior al 31 de diciembre de 2014.*

1. Se consideran despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución los activos de comunicaciones, protecciones y control necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de distribución que no formen parte de otros activos regulados.

$DESP_{n,15\to n-2}{}^{i}$ es la retribución a la inversión en el año n de los despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución que han sido llevados a cabo por la empresa distribuidora i en los distintos ejercicios desde 2015 hasta el año n-2, ambos inclusive, y que no hayan sido incluidos como inversiones tipo 2.

La vida útil de esos activos es de 12 años. La retribución de las mismas se calculará teniendo en cuenta las distintas fechas de puesta en servicio, según la siguiente expresión:

$$DESP_{n,15\to n-2}{}^{i} = A_{n,15\to n-2}{}^{despachos\ empresa\ i} + RF_{n,15\to n-2}{}^{despachos\ empresa\ i}$$

Donde:

$A_{n,15\to n-2}{}^{despachos\ empresa\ i}$ es la retribución por amortización a percibir en el año n por la inversión efectuada en despachos por la empresa i en un ejercicio comprendido entre 2015 y el año n-2. Se calculará para cada uno de los años indicados de acuerdo a la siguiente expresión:

$$A_n^{despachos\ empresa\ i} = \frac{VI^{despachos\ empresa\ i}}{12}$$

$VI^{despachos\ empresa\ i}$: es el valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema correspondiente a los despachos. Para la inversión en despachos efectuada en el año n-2, se calculará el valor del $VI^{despachos\ empresa\ i}$ en el año n según la siguiente expresión:

$$VI^{despachos\ empresa\ i} = \sum_{\substack{despachos\ j \\ empresa\ i}} \left(VI^{j,real} \cdot \delta_j - AY^j\right) \cdot FRRI_n^j$$

Donde:

δ_j es un coeficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión declarado asociado al despacho j que ha sido financiado y cedido por terceros.

AY^j es el valor de las ayudas públicas percibidas por la inversión declarada asociada al despacho j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido. En ningún caso el margen del 10 por ciento a considerar respecto a las empresas distribuidoras, podrá ser superior a 10 millones de euros.

$FRRI_n^j$ es el factor de retardo retributivo de la inversión del despacho j puesta en servicio en el año n-2 aplicable en el año n. Este valor se calculará como:

$$FRRI_n^j = (1 + TRF_{APS})^{tr_j}$$

Donde:

TRF_{APS} es la tasa de retribución financiera vigente en el año de puesta en servicio del despacho.

tr_j es el tiempo de retardo retributivo de inversión del despacho j. Este parámetro tomará un valor de 1,5.

$VI^{j,real}$ es el valor real auditado de inversión del despacho j.

$RF_{n,15\rightarrow n-2}^{despachos\ empresa\ i}$ es la retribución financiera de la inversión efectuada en despachos por la empresa i en un ejercicio comprendido entre 2015 y el año n-2. Se calculará para cada uno de los años indicados aplicando al valor neto de la inversión la tasa de retribución en vigor conforme a la siguiente formulación:

$$RF_n^{despachos\ empresa\ i} = VN_n^{despachos\ empresa\ i} \cdot TRF_p$$

$VN_n^{despachos\ empresa\ i}$ es el valor neto de la inversión con derecho a retribución en el año n a cargo del sistema de los despachos puestos en servicio en el año n-2. Este término se calculará para cada uno de los años comprendido entre 2015 y el n-2 como:

$$VN_{n,15\to n-2}^{despachos\ empresa\ i} = VI^{despachos\ empresa\ i} - (k-2) \cdot \frac{VI^{despachos\ empresa\ i}}{12}$$

Donde:

k es el número de años transcurridos desde la puesta en servicio de la instalación.

TRF_p es la tasa de retribución financiera a aplicar en el cálculo retributivo del periodo regulatorio p.

2. El valor del $VI^{despachos\ empresa\ i}$, calculado en el primer ejercicio en el que dicha inversión en despachos percibe retribución, se mantendrá constante a lo largo de su vida útil regulatoria, salvo que inspecciones realizadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia comprobaran que no es correcto.

3. En la retribución por este concepto se incluirán las actuaciones relacionadas con despachos de maniobra y centros de control de distribución, clasificados según las siguientes tipologías:

– Centralizado.
– Actuadores.
– Elementos físicos de transmisión de control.
– Elementos no físicos de transmisión de control.
– Equipos y sistema de captación de medidas para el control y operación de la red de distribución.
– Sistemas de comunicación y aplicaciones informáticas directamente asociadas a la maniobra y telecontrol de instalaciones y la operación de la red.
– Elementos necesarios para el control de la calidad de onda.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá mediante la circular informativa prevista en el artículo 22 los criterios que deberán seguirse para la declaración de este tipo de actuaciones.

Artículo 12. *Retribución de terrenos en los que se ubican instalaciones con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2014.*

1. La retribución a la inversión a percibir en el año n por los terrenos, propiedad de la empresa distribuidora, asociados a nuevas instalaciones eléctricas llevadas a cabo por la empresa distribuidora i con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2014 y anterior al 1 de enero del año n-1, se calculará según la siguiente expresión:

$$TER_{n,15\rightarrow n-2}{}^{i} = VI_{15\rightarrow n-2}{}^{terrenos\ empresa\ i} \cdot TRF_p$$

Donde:

TRF_p es la tasa de retribución financiera a aplicar en el cálculo retributivo del periodo regulatorio p.

$VI_{15\rightarrow n-2}{}^{terrenos\ empresa\ i}$ es el valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema para los terrenos asociados a instalaciones puestas en servicio entre el año 2015 y el año n-2, ambos inclusive. Se calculará según la siguiente expresión:

$$VI_{15\rightarrow n-2}{}^{terrenos\ empresa\ i} = \sum_{\substack{terrenos \\ empresa\ i}} (VI_{15\rightarrow n-2}^{terrenos} \cdot \delta_{terrenos} - AY^{terrenos}) \cdot FRRI_n$$

Donde:

δ_j es un coeficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión declarado asociado al terreno j que ha sido financiado y cedido por terceros.

AY^j es el valor de las ayudas públicas percibidas por la inversión declarada asociada al terreno j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido. En ningún caso el margen del 10 por ciento a considerar respecto a las empresas distribuidoras podrá ser superior a 10 millones de euros.

$FRRI_n$ es el factor de retardo retributivo de la inversión del conjunto de terrenos. Este valor se calculará como:

$$FRRI_n = (1 + TRF_{APS})^{tr}$$

Donde:

TRF_{APS} es la tasa de retribución financiera vigente el año de la puesta en servicio de la instalación que se ubica en el citado terreno.

tr es el tiempo de retardo retributivo de la inversión en terrenos, en años. Este parámetro tomará un valor de 1,5.

$VI_{15\rightarrow n-2}^{terrenos}$ es el valor auditado de inversión en terrenos en el que se sitúan las instalaciones puestas en servicio entre los años 2015 y n-2.

2. A efectos de esta circular, sólo podrán incluirse en la retribución aquellos terrenos afectos a la actividad de distribución eléctrica.

$VI_{15\rightarrow n-2}^{terrenos\ empresa\ i}$

3. El valor del calculado en el primer ejercicio en el que los terrenos asociados a instalaciones puestas en servicio entre el año 2015 y el año n-2 perciben retribución se mantendrá constante, salvo que las inspecciones realizadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia comprobaran que no es correcto.

4. Cualquier contraprestación económica que las empresas distribuidoras perciban por el uso de los terrenos objeto de este artículo, o por la enajenación de los mismos, deberá ser descontada de la retribución por inversión reconocida por el sistema para los mismos.

Artículo 13. *Componente gestionable de la retribución de la actividad de distribución.*

$COMGES_n^{\ i}$

1. es el componente gestionable de la retribución de la actividad de distribución, que engloba la retribución de los siguientes conceptos:

– Retribución por operación y mantenimiento de todas las instalaciones de la empresa distribuidora i que se encuentren en servicio a 31 de diciembre del año n-2 (ROM).

– Retribución por operación y mantenimiento asociado a la labor de mantenimiento realizada el año n-2 por la empresa distribuidora i que no está directamente ligado a los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas (ROMNLAE).

– Retribución por inversión de la empresa distribuidora i de otros activos necesarios para el ejercicio de la actividad de distribución distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas, que no sean despachos ni terrenos, puestos en servicio desde el año 2015 hasta el año n-2 y que continúen en servicio en el año n-2 (IBO), ni inversiones en digitalización y automatización de redes, previstos en las inversiones de tipo 2 del artículo 9.

2. El componente gestionable evolucionará en base al COMGES del año anterior más un porcentaje basado en el incremento de retribución por inversión en instalaciones asociadas a unidades físicas y despachos que la empresa distribuidora i haya llevado a cabo desde el año 2015 hasta el año n-2, todo ello considerando un factor de ajuste a la citada gestión (FA).

$$COMGES_n^{\ i} = \left(COMGES_{n-1}^{\ i} + x \cdot \Delta_{n-1}^{n}\left(RI_{15\rightarrow n-2}^{\ i} + DESP_{15\rightarrow n-2}^{\ i} + RICF_{15\rightarrow n-2}^{\ i}\right)\right) \cdot FA_n$$

Donde:

$\Delta_{n-1}^{n}\left(RI_{15\rightarrow n-2}^{\ i} + DESP_{15\rightarrow n-2}^{\ i} + RICF_{15\rightarrow n-2}^{\ i}\right)$

es el incremento de la retribución por inversión en el año n respecto al año n-1, de las inversiones puestas en servicio desde el año 2015 hasta el año n-2, expresado en euros, de cada una de las empresas distribuidoras i, no contempladas dentro del término COMGES. En dicho término se considera asimismo el valor de retribución por inversión que les correspondería a aquellas instalaciones cedidas o financiadas por

$\left(RICF_{15\rightarrow n-2}^{\ i}\right)$

terceros que, si bien no perciben retribución por inversión, generan retribución en concepto de

$RICF_{15\rightarrow n-2}^{\ i}$

operación y mantenimiento. Para el cálculo del término se aplicarán los valores unitarios de referencia correspondientes según la tipología de la instalación.

x representa la relación para el conjunto del sector entre el incremento del término COMGES entre los años n y n-1 y el incremento de la retribución por inversión de las instalaciones asociadas a unidades físicas, inversiones en digitalización y automatización de redes y en despachos, incluyendo aquellas instalaciones cedidas o financiadas por terceros que, si bien no perciben retribución por inversión, generan retribución en concepto de operación y mantenimiento, puestos en servicio desde el año 2015 hasta el año n-2 considerando la misma tasa de retribución financiera, en el mismo periodo, expresado en tanto por ciento. Se calculará al inicio de cada semiperiodo regulatorio.

FA es un factor de ajuste entre la retribución percibida por operación y mantenimiento y los costes declarados en la Circular 4/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,que representa la capacidad de las empresas de gestionar los costes reales derivados de los conceptos incluidos en el COMGES. Su valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

$$\Delta\left(RI_{15\rightarrow n-2}{}^{i} + DESP_{15\rightarrow n-2}{}^{i} + RICF_{15\rightarrow n-2}{}^{i}\right)$$

En caso de que el valor de sea negativo, el componente gestionable del año n se calculará como:

$$COMGES_{n}{}^{i} = COMGES_{n-1}{}^{i} \cdot FA_{n}$$

3. El valor del término $COMGES_{n}{}^{i}$ establecido para cada empresa distribuidora i será revisado al inicio de cada periodo regulatorio por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con base, entre otros aspectos, en la información regulatoria aportada por las empresas distribuidoras.

Artículo 14. *Baja de instalaciones.*

1. Si en la información aportada anualmente por la empresa distribuidora i se observase el cierre de instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2015 por un valor superior al doble del término $A_{n,b}{}^{i}$ definido en el artículo 6, se efectuará un nuevo cálculo para la determinación del término $IBR_{inst\ ant\ 2015}{}^{i}$.

En este nuevo cálculo se tendrán en cuenta los activos que se encuentran en servicio en el año n–2 y que fueron puestos en servicio con anterioridad al año 2015, valorados a coste de reposición, de acuerdo a la información del inventario auditado de instalaciones presentado por la empresa distribuidora, según los parámetros establecidos en la Orden IET/980/2016, 10 de junio.

2. Para las empresas que cumplan lo señalado en el apartado anterior, se les recalculará el COMGES a percibir en el año n, en base al inventario de instalaciones de distribución a 31 de diciembre del n-2 aportado por las empresas distribuidoras.

Asimismo, para aquellas empresas distribuidoras que den de baja en el año n-2 instalaciones cuya puesta en servicio sea posterior a 31 de diciembre de 2014, a un ritmo de cierre superior al 50 por ciento, en relación con la inversión en nuevas instalaciones, se les podrá revisar el COMGES a percibir en el año n, en base al inventario de instalaciones de distribución a 31 de diciembre del n-2.

3. En cualquier caso, las instalaciones con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2014, que se den de baja en el año n-2, no percibirán retribución por inversión a partir del ejercicio n.

Artículo 15. *Retribución por extensión de vida útil de las instalaciones de la red de distribución.*

1. Una vez finalizada la vida útil regulatoria de la instalación de distribución, la retribución devengada por dicha instalación en concepto de retribución por inversión será nula.

2. La retribución devengada para el año n por la empresa i por la extensión de vida útil de las instalaciones que habiendo superado su vida útil regulatoria sigan en servicio, siempre y cuando se acredite su disponibilidad efectiva, se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$REVU_n^i = \mu_{n-2}^i \times COM_{VU,n-2}^i$$

Donde:

$COM_{VU,n-2}^i$ es la retribución por costes de operación y mantenimiento a valores unitarios de referencia del conjunto de instalaciones de la empresa i en base al inventario a 31 de diciembre del año n-2.

μ_{n-2}^i es el coeficiente de extensión de vida útil que tomará diferente valor en función de los años transcurridos (X) desde el final de la vida útil regulatoria de la instalación «i». De acuerdo con las siguientes etapas:

– Durante los cinco primeros años, μ_a^i = 0,30.

– Entre el 6.º y 10.º año, ambos inclusive, el resultante de aplicar la expresión, μ_a^i = 0,30 + 0,01 · (*X* – 5).

– Entre el 11.º y 15.º año, ambos inclusive, el resultante de aplicar la expresión, μ_a^i = 0,35 + 0,02 · (*X* – 10).

– A partir del 16.º año, el resultante de aplicar la expresión, μ_a^i = 0,45 + 0,03 · (*X* – 15), no pudiendo tomar un valor superior a 1.

3. Se considerará que las instalaciones incluidas dentro de la retribución base de la empresa distribuidora i han superado su vida útil regulatoria cuando haya transcurrido desde el año 2016 un número de años superior a su vida residual promedio base VR_{base}^i establecida en la Orden IET 980/2016, de 10 de junio.

Desde ese momento, les será de aplicación el término $REVU_n^i$ a las instalaciones que continúen en servicio en el año n-2, debiendo declararse como baja en el inventario declarado en el año n-2 las instalaciones que no se encuentren en servicio a 31 de diciembre de dicho año. A estos efectos, el cómputo de los años comenzará a realizarse a partir del año en que la vida residual para el conjunto de instalaciones sea nula.

Artículo 16. *Reconocimiento de inversiones en proyectos piloto.*

1. Previa aprobación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y tras informe de la Dirección General de Política Energética y Minas, se podrán incluir, con cargo a los costes de distribución, inversiones efectuadas por las empresas distribuidoras en proyectos piloto. Dicha retribución, que será fijada mediante la correspondiente resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, deberá garantizar que la ejecución de las citadas inversiones supone un beneficio cuantificable para el sistema en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad y transparencia, para lo que la solicitud de reconocimiento de este tipo de inversiones deberá acompañarse de un análisis coste-beneficio y una memoria técnica. En dicha resolución se deberá determinar tanto la inversión reconocida, como la vida regulatoria prevista para dicho activo, así como, en su caso, si los hubiere, los costes de operación y mantenimiento previstos.

2. La aprobación de las citadas inversiones estará supeditada al mantenimiento de la estabilidad financiera del sistema eléctrico, y no incluirá la retribución por conceptos ya contemplados en la metodología establecida en la presente circular.

3. Dichas inversiones no serán incluidas a efectos del cómputo del límite de inversión regulatorio.

Artículo 17. *Herramientas regulatorias para el cálculo de la retribución.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá emplear las herramientas regulatorias que considere oportunas en el cálculo de los términos y coeficientes de la retribución de la actividad de distribución.

Artículo 18. *Cálculo del término de retribución por otras tareas reguladas desarrolladas por las empresas distribuidoras.*

1. El término ROTD_n^i es la retribución reconocida a cada empresa i en el año n por la realización en el ejercicio n-2 de otras tareas reguladas necesarias para la actividad de distribución. Este término se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\mathrm{ROTD}_n^i = \left(\mathrm{RL}_n^i + \mathrm{RC}_n^i + \mathrm{RT}_n^i + \mathrm{RP}_n^i + \mathrm{RE}_n^i\right) + \left(\mathrm{RTA}_n^i \cdot \mathrm{FRRTA_n}\right)$$

Donde:

RL_n^i es la retribución por la lectura de contadores y equipos de medida de los clientes conectados a sus redes percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año n-2 por la empresa i.

RC_n^i es la retribución por las tareas asociadas a la contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año n-2 por la empresa i.

RT_n^i es la retribución por las tareas asociadas a la atención telefónica de los clientes conectados a sus redes percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año n-2 por la empresa i.

RP_n^i es la retribución por tareas de planificación percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año n-2 por la empresa i.

RE_n^i es la retribución por costes de estructura percibida el año n derivada de las tareas realizadas el año n-2 por la empresa i.

RTA_n^i es la retribución en concepto de tasas de ocupación de la vía pública percibida por la empresa i el año n derivada de tasas satisfechas por dicha empresa del año n-2.

$FRRTA_n$ es el factor de retardo retributivo de la tasa de ocupación de la vía pública en el ejercicio n derivado del coste financiero motivado por el retraso entre el pago efectivo de la tasa y el reconocimiento de la retribución.

$$FRRTA_n = \left(1 + TRF_p\right)$$

Donde:

TRF_p es la tasa de retribución financiera a aplicar en el cálculo retributivo del periodo p.

2. Los componentes del ROTD se determinarán de la forma siguiente:

a) La retribución RL_n^i en el año n para la empresa i por la lectura de contadores y equipos de medida de los clientes conectados a sus redes por las tareas realizadas el año n-2, se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RL_n^i = FLA_n^i \cdot \left[CLE_n^i + \alpha_n \cdot Max\left(0, \left(RL_{base}^i - CLE_{base}^i\right)\right)\right]$$

Donde:

FLA_n^i es el factor indicativo del cumplimiento de las tareas de lectura de contadores y equipos de medida de los clientes conectados a sus redes en el año n-2. El valor de este factor se determina conforme a la siguiente expresión:

$$FLA_n^i = \frac{FL_n^i}{\sum \mathrm{CUPS}_{n-2}^i}$$

$$FL_n^i = \sum_{j=1}^{cups} P_n^j \;\; siendo \;\; P_n^j \begin{cases} 1 & si \quad NLE_n^j \geq NLOR_n^j \\ 0{,}5 & si \quad NLE_n^j < NLOR_n^j \end{cases}$$

Donde:

NLE_n^j es el número de lecturas realizadas al cliente j en el año n-2, obtenidas a partir de los formularios 1 y 1bis de la Circular 4/2015, de 22 de julio, de supervisión de la actividad de distribución de electricidad o circular que la sustituya.

NLOR_n^j es el número de lecturas mínimas establecidas normativamente para cada tipología de cliente j en el año n-2.

CUPS_{n-2}^i es cada uno de los puntos de suministro activos de la empresa distribuidora i en el año n-2.

P_n^j es el indicador de cumplimiento de la obligación de lectura para el punto de suministro activo con cups=j.

FL_n^i es la suma de indicadores de cumplimiento de las obligaciones de lectura para la empresa i en el año n.

RL_{base}^i es la retribución reconocida a la empresa i, en el último año del periodo regulatorio anterior, por las tareas asociadas a la lectura de contadores y equipos de medida de los clientes conectados a sus redes.

α_n es el factor de reparto entre la retribución reconocida por lectura y el coste de lectura de una empresa eficiente, el último año del periodo regulatorio anterior.

CLE_{base}^i es el coste de lectura de una empresa eficiente considerando los puntos de suministro activos a 31 de diciembre del último año del periodo regulatorio anterior para la empresa i, por la realización de esta tarea a los clientes conectados a sus redes.

CLE_n^i es el coste de lectura de una empresa eficiente considerando los puntos de suministro activos a 31 de diciembre del año n-2 de la empresa i. El valor de este componente retributivo se determina conforme a la siguiente tabla:

Tramo de clientes		Valor unitario €/cliente
Desde	Hasta	
1	1.000	9,157
1.001	10.000	5,886
10.001	100.000	4,303
100.001	1.000.000	1,415
1.000.001	5.000.000	1,415
5.000.001		1,415

En caso de que la información sobre el número de lecturas realizadas a los clientes no esté disponible, por no haberlos proporcionado la empresa distribuidora en el formato y plazo establecidos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el término RL_n^i tomará un valor de 0.

b) La retribución RC_n^i en el año n para la empresa i por las tareas asociadas a la contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos derivada de las tareas realizadas el año n-2, se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RC_n^i = FCA_n^i \cdot \left[CCE_n^i + \alpha_n \cdot Max\left(0, \left(RC_{base}^i - CCE_{base}^i\right)\right)\right]$$

Donde:

FCA_n^i es el factor indicativo del cumplimiento de las obligaciones de calidad comercial de los clientes conectados a sus redes de la empresa i en el año n-2, limitado a un valor de 1. El valor de este factor se determina conforme a la siguiente expresión:

$$FCA_n^i = \prod_z FC_n^{i,z}$$

Siendo:

$$FC_n^{i,z} = \begin{cases} 1 \quad si \quad \dfrac{\sum NID_{n-2}^{i,z}}{\sum NG_{n-2}^{i,z}} < Promedio\left(\dfrac{NID_{n-2}^{i,z}}{NG_{n-2}^{i,z}}\right) \; o \; \nexists NID_n^{i,z} \\ 0{,}9869 \qquad si \quad \dfrac{\sum NID_{n-2}^{i,z}}{\sum NG_{n-2}^{i,z}} \geq Promedio\left(\dfrac{NID_{n-2}^{i,z}}{NG_{n-2}^{i,z}}\right) \end{cases}$$

Donde:

$\mathrm{NID}_{n-2}^{i,z}$ es el número de incumplimientos registrados en la empresa i de tipo de gestión comercial Z, a todos los clientes de la empresa distribuidora en el año n-2.

$\mathrm{NG}_{n-2}^{i,z}$ es el número total de gestiones realizadas por la empresa i, a todos los clientes de la empresa distribuidora i, en el año n-2, para la gestión z.

$FC_n^{i,z}$ es el factor indicativo del cumplimiento de las obligaciones en calidad comercial de los clientes conectados a sus redes en el año n-2 de la gestión z. Cuando no sea posible su cálculo para una empresa, tomará el valor 0,9869.

Z son las gestiones monitorizadas por calidad comercial, pudiendo tomar los siguientes valores:

1: Presentación de presupuestos para nuevos suministros.
2: Ejecución de instalaciones necesarias para nuevos suministros.
3: Ejecución de enganche e instalación de equipos de medida.

4: Atención de las reclamaciones formuladas por consumidores.
5: Enganche después de abono, en cortes por impago.
6: Ejecuciones indebidas de cortes por impago.
7: Gestiones obligatorias de cambio de suministrador.
8: Respuesta a solicitudes de acceso.

RC_{base}^{i} es la retribución reconocida a la empresa i, en el último año del periodo regulatorio anterior, por las tareas asociadas a la contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos de los clientes conectados a sus redes.

α_n es el factor de reparto entre la retribución reconocida por las tareas asociadas a la contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos y el coste de dichas tareas para una empresa eficiente, el último año del periodo regulatorio anterior.

CCE_{base}^{i} es el coste de contratación de una empresa eficiente considerando los puntos de suministro activos a 31 de diciembre del último año del periodo regulatorio anterior para la empresa i, por la realización de esta tarea a los clientes conectados a sus redes.

CCE_n^i es el coste de contratación de una empresa eficiente por la realización de la tarea de contratación, facturación de peajes de acceso y gestión de impagos de los clientes activos conectados a sus redes a 31 de diciembre del año n-2 de la empresa i. El valor de este componente retributivo se determina conforme a la siguiente tabla:

Tramo de clientes		Valor unitario €/cliente
Desde	Hasta	
1	1.000	17,720
1.001	10.000	11,111
10.001	100.000	7,518
100.001	1.000.000	4,421
1.000.001	5.000.000	1,166
5.000.001		0,700

c) La retribución RT_n^i en el año n para la empresa i por las tareas asociadas a la atención telefónica a los clientes conectados a sus redes realizadas el año n-2, se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RT_n^i = \left[CTE_n^i + \alpha_n \cdot Max\left(0, \left(RT_{base}^i - CTE_{base}^i\right)\right)\right]$$

Donde:

RT_{base}^{i} es la retribución reconocida a la empresa i, en el último año del periodo regulatorio anterior, por atención telefónica de los clientes conectados a sus redes.

α_n es el factor de reparto entre la retribución reconocida por las tareas asociadas a la atención telefónica y el coste de dichas tareas para una empresa eficiente, el último año del periodo regulatorio anterior.

CTE_{base}^{i} es el coste de atención telefónica de una empresa eficiente considerando los puntos de suministro activos a 31 de diciembre del último año del periodo regulatorio anterior para la empresa i, por la realización de esta tarea a los clientes conectados a sus redes.

CTE_{n}^{i} es el coste de atención telefónica, considerando los puntos de suministro activos a 31 de diciembre del año n-2 de la empresa i. El valor de este componente retributivo se determina conforme a la siguiente tabla:

Tramo de clientes		Valor unitario €/cliente
Desde	Hasta	
1	1.000	6,441
1.001	10.000	4,821
10.001	100.000	2,910
100.001	1.000.000	0,832
1.000.001	5.000.000	0,676
5.000.001		0,478

d) La retribución en el año n para la empresa distribuidora i por las tareas asociadas a la planificación realizadas el año n-2, se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RP_n^i = \left[CPE_n^i + \alpha_n \cdot Max\left(0, \left(RP_{base}^i - CPE_{base}^i\right)\right)\right]$$

Donde:

RP_{base}^{i} es la retribución reconocida a la empresa i, en el último año del periodo regulatorio anterior, por las tareas en planificación en sus redes.

α_n es el factor de reparto entre la retribución reconocida por las tareas asociadas a la planificación de redes y el coste de dichas tareas para una empresa eficiente, el último año del periodo regulatorio anterior.

CPE_{base}^{i} es el coste de planificación de una empresa eficiente considerando los puntos de suministro activos a 31 de diciembre del último año del periodo regulatorio anterior para la empresa i, por la realización de esta tarea a los clientes conectados a sus redes.

CPE_{n}^{i} es el coste de planificación de una empresa eficiente, considerando los puntos de suministro activos a 31 de diciembre del año n-2 de la empresa i. El valor de este componente retributivo se determina conforme a la siguiente tabla:

Tramo de clientes		Valor unitario €/cliente
Desde	Hasta	
1	1.000	7,424
1.001	10.000	5,763
10.001	100.000	4,432
100.001	1.000.000	2,681
1.000.001	5.000.000	1,656

Tramo de clientes		Valor unitario €/cliente
Desde	Hasta	
5.000.001		1,540

e) La retribución RE_n^i en el año n para la empresa i por costes de estructura derivados de las tareas realizadas el año n-2, se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RE_n^i = \left[CEE_n^i + \alpha_n \cdot Max\left(0, \left(RE_{base}^i - CEE_{base}^i\right)\right)\right]$$

Donde:

RE_{base}^i es la retribución reconocida a la empresa i, en el último año del periodo regulatorio anterior, por costes de estructura.

α_n es el factor de reparto entre la retribución reconocida por estructura y el coste de estructura de una empresa eficiente, el último año del periodo regulatorio anterior.

CEE_{base}^i es el coste de estructura de una empresa eficiente considerando los puntos de suministro activos a 31 de diciembre del último año del periodo regulatorio anterior para la empresa i, por la realización de esta tarea a los clientes conectados a sus redes.

CEE_n^i es el coste de estructura de una empresa eficiente en redes, considerando los puntos de suministro activos a 31 de diciembre del año n-2 de la empresa i. El valor de este componente retributivo se determina conforme a la siguiente tabla:

Tramo de clientes		Valor unitario €/cliente
Desde	Hasta	
1	1.000	104,197
1.001	10.000	61,683
10.001	100.000	50,378
100.001	1.000.000	35,965
1.000.001	5.000.000	9,447
5.000.001		8,818

f) La retribución RTA_n^i en el año n para la empresa i por la tasa de ocupación de la vía pública derivada de los importes abonados el año n-2, se determinará de acuerdo con las declaraciones efectuadas de importes devengados en el año n-2 en la Circular informativa 4/2015, de 22 de julio, o circular que la sustituya, considerando la correspondiente $FRRTA_n$.

3. No podrán computarse en concepto de retribución por otras tareas reguladas los costes ocasionados por sentencias judiciales, sanciones o requisitos no exigidos por la normativa estatal.

CAPÍTULO III

Supervisión y control de los planes de inversión

Artículo 19. *Supervisión del cumplimiento de los planes de la inversión.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará el cumplimiento de los planes de inversión de los gestores de red de distribución, aprobados de conformidad con lo previsto en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, a los efectos del ejercicio de sus competencias en materia retributiva.

Artículo 20. *Evaluación de la ejecución de los planes de inversión.*

1. El último año de cada semiperiodo regulatorio las empresas distribuidoras presentarán ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, antes del 1 de junio, un informe en el que se acredite el grado de cumplimiento de los planes de inversión ejecutados en los años n-4 a n-2.

En dicho informe se deberán motivar de forma detallada las causas que hubieran provocado que aquellas instalaciones incluidas en los planes de inversión presentados en los años anteriores, no se hayan puesto en servicio o en las que se esté incurriendo en retrasos significativos respecto a los plazos previstos.

2. Para la evaluación del volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema finalmente ejecutado se empleará la siguiente formulación:

$$VPI^{i}_{n-4\to n-2} = \sum_{n-4}^{n-2} VPI^{\ i}_{\ n} = \sum_{n-4}^{n-2}\left(\left(\sum_{\forall j\ de\ i} VI^{j,} - \sum_{\forall j\ de\ i} CyF - \sum_{\forall j\ de\ i} AY^{j}_{n}\right)\cdot FRRI^{j}_{n}\right)$$

Donde:

a) Para la evaluación del volumen de inversión trienal de las instalaciones de distribución puestas en servicio en los años n-4, n-3 y n-2 se emplearán los valores de inversión de cada una de las instalaciones aportados para dicho periodo por cada una de las empresas distribuidoras.

b) Se descontarán, del volumen de inversión total, las cesiones y las inversiones financiadas por terceros que se prevean percibir, $\sum_{\forall j\ de\ i} CyF$, en dichos tres años.

c) AY^{j}_{n} valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido. En ningún caso el margen del 10 por ciento a considerar a las empresas distribuidoras, podrá ser superior a 10 millones de euros.

d) $FRRI^{j}_{n}$ Factor de retardo retributivo de la inversión. Este parámetro se calculará de acuerdo a la formulación recogida en el artículo 8.

3. En el caso de que una empresa i superase el volumen máximo de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema fijado para un semiperiodo, y este exceso fuera inferior al 15 por ciento, la retribución del año n por el exceso de las instalaciones puestas en servicio entre los años n-4 y n-2, se verá minorada en un 5 por ciento.

4. Para las empresas que hayan superado el volumen máximo de inversión en una cuantía igual o superior al 15 por ciento, la retribución del año n por el exceso de las

instalaciones puestas en servicio entre los años n-4 y n-2, se verá minorada en las siguientes proporciones, siendo n el último año del semiperiodo:

a) Si se hubiera superado el volumen máximo en una cuantía igual o superior al 15 por ciento y menor al 25 por ciento, la retribución del año n por el exceso de las instalaciones puestas en servicio entre los años n-4 y n-2, se verá minorada en un 25 por ciento.

b) Si se superase el volumen máximo señalado en una cantidad igual o superior al 25 por ciento, la retribución del año n asociada al exceso de las instalaciones puestas en servicio entre los años n-4 y n-2 se verá minorada en un 50 por ciento.

5. Las minoraciones sobre la retribución del último año de cada semiperiodo establecidas en el apartado anterior se aplicarán sobre el valor del obtenido tras la aplicación de los ajustes establecidos en el artículo 10 y se considerará que su amortización se realiza a 40 años.

Artículo 21. *Contenido y formato detallado para el seguimiento de los planes de inversión.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá mediante resolución, previo trámite de audiencia, el contenido y formato en el que se deberá presentar la información para el seguimiento de los planes de inversión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

CAPÍTULO IV

Información a aportar por las empresas distribuidoras para el cálculo retributivo

Artículo 22. *Obligaciones de información y auditoría.*

1. Las empresas distribuidoras deberán remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información necesaria para el cálculo de la retribución asociada a todas las instalaciones puestas en servicio el año n-2, así como aquellas que sean objeto de transmisión de titularidad, causen baja, dejen de estar disponibles o sufran modificaciones que afecten al cálculo de los parámetros retributivos establecidos en la presente circular.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia dictará la circular pertinente para el desarrollo de la información regulatoria de costes y para la obtención de toda aquella información que resulte necesaria para el cálculo de la retribución.

Asimismo, las empresas distribuidoras de energía eléctrica estarán obligadas a aportar información, en las condiciones que se determinen, con la finalidad de establecer los parámetros que se definen en la presente circular y permitir la adecuada supervisión y control de su actividad.

3. Sin perjuicio de la posible sanción por falta de remisión o por remisión incorrecta de la información a que pudiera dar origen, si la documentación presentada por las empresas distribuidoras para el cálculo de la retribución correspondiente al año n no reúne los requisitos exigidos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia requerirá al interesado para que, en un plazo de treinta días hábiles, subsane la falta o acompañe los documentos preceptivos. En caso de que no se procediese a la subsanación, la empresa distribuidora i que se encuentre en esta situación devengará como retribución a cuenta hasta que se pudiera calcular la retribución, el cincuenta por ciento de la retribución correspondiente al año n-1.

Si la situación se prolongase el siguiente año, y durante los años en que esta situación continúe, esta cuantía será la retribución anual percibida sin que quepa ningún tipo de actualización ni incorporación de retribución de nuevas inversiones hasta que se entregue la información solicitada en los formatos adecuados y con la calidad requerida

4. Con carácter general, la información requerida que tenga efectos en el cálculo de la retribución estará sujeta a auditoría en las condiciones que se determinen por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En aquellas peticiones de información en que se estime que dicha auditoría no resulta necesaria, se hará constar expresa y motivadamente en el requerimiento de información,

todo ello sin perjuicio de posteriores inspecciones o de una auditoría ulterior si se considerase oportuna.

Artículo 23. *Inspecciones.*

De conformidad con el artículo 7.39 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá realizar las inspecciones que considere oportunas con el fin de confirmar la veracidad de la información que, en cumplimiento de la presente circular, le sea aportada.

Si como consecuencia de las inspecciones se detectan diferencias en la caracterización de las infraestructuras, sus parámetros básicos o en el cumplimiento de la admisibilidad de los costes declarados, se podrán modificar, a través del procedimiento correspondiente, los parámetros retributivos relativos a esas instalaciones mediante resolución de la CNMC.

CAPÍTULO V

Incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica

Artículo 24. *Incentivo a la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica.*

1. Se establece un incentivo a la reducción de pérdidas que se aplicará a cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

El incentivo para la reducción de pérdidas repercutido a la empresa distribuidora i el año n asociada al nivel de pérdidas P_n^i. de su red en el año n–2, se denominará $Eperd_{p,n-2}^i$

2. A los efectos del presente incentivo, se define como las pérdidas de energía en las redes de la empresa distribuidora i durante el periodo tarifario p del año n-2, calculadas de la siguiente manera:

$$Eperd_{p,n-2}^i = \sum_{pf,j} E_{pfGD,n-2,j}^{p,i} \cdot (1 + C_{j+1,n-2}^p) + \sum_{pf,j} E_{pTD,n-2,j}^{p,i} \cdot (1 + C_{j,n-2}^p) - \sum_{cons,j} E_{cons,n-2,j}^{p,i} \cdot \left(1 + C_{j,n-2}^p\right)$$

Siendo:

$E_{pfGD,n-2,j}^{p,i}$ la energía, expresada en kWh, medida durante el periodo tarifario p del año n-2 en cada uno de los puntos frontera pf de generación-distribución y distribución-distribución, considerando la generación de todas las tecnologías, en cada nivel de tensión j para la empresa distribuidora i.

$E_{pfTD,n-2,j}^{p,i}$ la energía, expresada en kWh, medida durante el periodo tarifario p del año n-2 en cada uno de los puntos frontera pf de transporte-distribución, en cada nivel de tensión j para la empresa distribuidora i.

A estos efectos, se considera con signo positivo la energía que entra a las redes de la empresa distribuidora i en cada uno de sus puntos frontera con redes de otras empresas distribuidoras, puntos de generación y red de transporte y con signo negativo la energía saliente por dichos puntos.

$E^{p,i}_{cons,n-2,j}$ la energía, expresada en kWh, medida en contador del consumidor durante el periodo tarifario p del año n-2 de cada uno de los consumidores conectados al nivel de tensión j de las redes de la empresa distribuidora i.

$C^{p}_{j,n-2}$ es el coeficiente estándar de pérdidas del periodo tarifario p vigente en al año n-2 para la elevación hasta barras de central de la energía de cada tipo de consumidor según el nivel de tensión j o para la elevación hasta barras de central de la energía desde los puntos frontera generación-distribución, transporte-distribución y distribución-distribución de la empresa i. Dichos coeficientes estándar de pérdidas serán los fijados en la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de peajes de transporte y distribución de electricidad.

j + 1 es el nivel de tensión inmediatamente superior al escalón «j» de tensión. Si j fuese el nivel de tensión de transporte, se aplicarían los coeficientes de dicho nivel de transporte.

Se aplicará un ajuste en las pérdidas de energía en las redes de la empresa distribuidora i durante el periodo tarifario p del año n-2 $Eperd^{i}_{p,n-2}$, al objeto de considerar las características técnicas de la red propias de una zona de distribución. Dicho ajuste será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

3. Se procederá a calcular, para cada empresa distribuidora i, el importe correspondiente a las pérdidas de energía definidas en el punto 2, según la siguiente expresión:

$$I^{i}_{n-2} = \sum_{p,n-2} Precio^{p}_{n-2} \cdot CA^{p}_{n-2} \cdot Eperd^{i}_{p,n-2}$$

Donde:

$Precio^{p}_{n-2}$ es la media aritmética del precio del mercado diario de todas las horas del periodo tarifario p del año n-2.

CA^{p}_{n-2} es el coeficiente de adecuación del precio del periodo tarifario p vigente en el año n-2, orientado a ajustar el precio de la energía al valor obtenido tras su elevación hasta barras de central. Su valor será fijado por la CNMC al inicio de cada periodo regulatorio.

4. A los efectos del presente incentivo, se define el porcentaje de pérdidas de energía en las redes de la empresa distribuidora i durante el año k, $Dperd^{i}_{k}$, como:

$$Dperd_k^i = \frac{\sum_p Eperd_{p,k}^i}{\sum_{pf,j} E_{pfGD,n-2,j}^{p,i} \cdot (1 + C_{j+1,n-2}^p) + \sum_{pf,j} E_{pfTD,n-2,j}^{p,i} \cdot (1 + C_{j,n-2}^p)}$$

5. Se define $\Delta P_{n-4\to n-2}^i = Dperd_{n-3\to n-2}^i - Dperd_{n-4\to n-3}^i$ como la evolución de las pérdidas de la empresa i entre los años n-4 y n-2, donde:

$Dperd_{n-3\to n-2}^i$ es la diferencia de pérdidas de energía respecto a la calculada según los coeficientes estándares en las redes de la empresa distribuidora i en el conjunto de los años n-3 y n-2.

$Dperd_{n-4\to n-3}^i$ es la diferencia de pérdidas de energía respecto a la calculada según los coeficientes estándares en las redes de la empresa distribuidora i en el conjunto de los años n-4 y n-3.

6. La penalización o bonificación que se asignará a la empresa i en el año n, por la evolución de $Dperd_k^i$, vendrá determinada por la siguiente expresión:

$$P_n^i = \begin{cases} Max\left[-\left[1 + \Delta P_{n-4\to n-2}^i\right] \cdot I_{n-2}^i;\ PMP_n^i\right] & \text{si } Eperd_{n-2}^i > 0 \\ Min\left[-\left[1 - \Delta P_{n-4\to n-2}^i\right] \cdot I_{n-2}^i \cdot\ \omega;\ BMP_n^i\right] & \text{si } Eperd_{n-2}^i < 0 \end{cases}$$

Donde:

ω_n es el coeficiente de reparto que permite asignar el importe del incentivo de aquellas empresas que deben abonar penalización entre las empresas distribuidoras que presentan un incentivo positivo, es decir:

$$\omega_n = \frac{-\sum_g P_n^g}{\sum_r I_{n-2}^r \cdot [1 - \Delta P_{n-4\to n-2}^r \cdot 100]}$$

Donde:

$(Eperd_{n-2}^i > 0\ )$

g son las empresas que tienen obligación de abonar penalización

$(Eperd_{n-2}^i < 0\ )$

r son las empresas que reciben incentivo

PMP_n^i es la penalización máxima de incentivo de pérdidas que se asignará a la empresa i. Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

BMP_n^i es la bonificación máxima de incentivo de pérdidas que se asignará a la empresa i. Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

7. Las empresas distribuidoras a las que no les puedan ser aplicados los incentivos a la reducción de pérdidas en las redes eléctricas,por no existir como empresas distribuidoras durante los años considerados a efectos del cálculo, no percibirán ni incentivo ni bonificación.

8. Se asignará la penalización máxima a las empresas distribuidoras a las que no les pueda ser aplicado el incentivo a la reducción de pérdidas en las redes eléctricas, por falta de declaración de información al operador del sistema, o por presentar información incoherente.

CAPÍTULO VI

Incentivo a la mejora de la calidad de suministro en la red de distribución

Artículo 25. *Incentivo a la mejora de calidad de suministro en la red de distribución.*

1. Se establece un incentivo a la mejora de la calidad de suministro que se aplicará a cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

La bonificación o la penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora i el año n asociado a los indicadores de calidad de suministro obtenidos por la empresa distribuidora i entre los años n-4 a n-2, se calculará conforme a la siguiente expresión:

$$Q_n{}^i = CALTIEPI_n^i + CALNIEPI_n^i$$

Donde:

$CALTIEPI_n^i$ es la penalización o bonificación que se asignará a la empresa i en el año n por la evolución del TIEPI.

$CALNIEPI_n^i$ es la penalización o bonificación que se asignará a la empresa i en el año n, por la evolución del NIEPI.

2. A efectos del presente incentivo, se considerarán como TIEPI, tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión, y NIEPI, número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada en media tensión, las interrupciones imputables a «Programadas Transporte», «Programadas Distribución», «Imprevistos Transporte» e «Imprevistos Propias» conforme al artículo 100 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, y a lo establecido en la Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico.

3. La regulación del presente incentivo a efectos retributivos se entiende sin perjuicio de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de los índices de calidad del suministro

que apruebe el Gobierno conforme a lo establecido en el artículo 51 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

4. Las empresas distribuidoras a las que no les puedan ser aplicados los incentivos a la mejora en la calidad en las redes eléctricas,por no existir como empresas distribuidoras durante los años considerados, a efectos del cálculo, no percibirán ni incentivo ni bonificación.

5. No obstante, las empresas distribuidoras para las que se observen indicadores de cumplimiento de calidad promedio $(CTIEPI_n^i \ y/o \ CNIEPI_n^i)$ superiores al 150 por ciento durante dos años consecutivos, verán duplicado para el siguiente año el límite establecido a las penalizaciones máximas $(CMTIEPI_n^i \ y/o \ CMNIEPI_n^i)$ durante el mismo número de años en el que sus indicadores de cumplimiento de la calidad promedio hayan estado situados en niveles superiores al 150 por ciento.

6. Asimismo, ninguna empresa distribuidora podrá percibir bonificación por incentivo a la mejora de la calidad en el año n, si alguna de sus zonas ha empeorado la calidad en variación interanual en un porcentaje igual o superior al 150 por ciento.

Artículo 26. *Incentivo a la mejora de la calidad de suministro en las redes de distribución en relación con TIEPI.*

1. Se establece un incentivo a la mejora de la calidad en la red de distribución relacionado con el tiempo de interrupción en la continuidad del servicio eléctrico que se aplicará a cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

El incentivo a la mejora de la calidad en la red de la empresa distribuidora i el año n, asociado a los niveles de calidad observados en las redes de distribución entre los años n–4 a n–2, y calculado en función de la desviación respecto al promedio nacional del TIEPI a efectos de este incentivo, se denominará $CALTIEPI_n^i$.

2. El factor que determina si cada empresa distribuidora i, debe cobrar incentivo o abonar penalización en el año n, se denomina «Indicador de cumplimiento de calidad promedio» $CTIEPI_n^i$, expresado en tanto por ciento y vendrá determinado por la siguiente expresión:

$$CTIEPI_n^i = \sum_j \frac{\left[\overline{TIEPI^{i,j}_{n-2\to n-4}} - \left(\overline{TIEPI^{j}_{n-2\to n-4}}\right)\right]}{\left(\overline{TIEPI^{j}_{n-2\to n-4}}\right)} \left(W_n^{i,j}\right)$$

Donde:

i es la empresa distribuidora.
j es la zona de calidad (urbano, semiurbano, rural concentrado y rural disperso).
n es el año en el que se calcula el incentivo.

$\overline{TIEPI^{i,j}_{n-2\to n-4}}$ es el promedio del indicador de calidad TIEPI a efectos de incentivo de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años n-2 y n-4, en la zona j.

$\overline{TIEPI^{j}_{n-2\rightarrow n-4}}$ es el promedio nacional del indicador de calidad TIEPI a efectos de incentivo en el periodo que transcurre entre los años n-2 y n-4, en la zona j.

$W_n^{i,j}$ es el peso asignado en cada empresa i a efectos de promediar el indicador de calidad por zona j para el año n, expresado en tanto por ciento. El valor de este factor se determina conforme a la siguiente expresión:

$$W_n^{i,j} = \frac{\sum_{k=n-4}^{n-2} F_k^{i,j}}{\sum_j \sum_{k=n-4}^{n-2} F_k^{i,j}}$$

Donde:

$F_k^{i,j}$ es la variable que sirve para construir el factor de ponderación de la empresa distribuidora (i) de cada una de las zonas de calidad (j) en el cálculo del indicador de cumplimiento de calidad promedio en la que se consideran los datos del año k.

3. La penalización o bonificación que se asignará a la empresa i en el año n, por la evolución del TIEPI en adelante $CALTIEPI_n^i$, vendrá determinada por la siguiente expresión:

$$CALTIEPI_n^i = \begin{cases} -Max\left[\left(\frac{CMTIEPI_n^i}{NTIEPI_n}\right)\left(CTIEPI_n^i\right); CMTIEPI_n^i\right] & \text{Si } CTIEPI_n^i \geq 0 \\ \left(\frac{BMTIEPI_n^i}{VTIEPI_n}\right)\left(CTIEPI_n^i\right) \times \omega t_n & \text{Si } \left(-VTIEPI_n\right) \leq CTIEPI_n^i < 0 \\ BMTIEPI_n^i\ \omega t_n & \text{Si } CTIEPI_n^i < \left(-VTIEPI_n\right) \end{cases}$$

Donde:

$CMTIEPI_n^i$ es la penalización máxima de incentivo de calidad por TIEPI que se asignará en el año n a la empresa i. Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

$BMTIEPI_n^i$ es la bonificación máxima de incentivo de calidad por TIEPI que se asignará en el año n a la empresa i. Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

$NTIEPI_n$ es el umbral del indicador de cumplimiento de calidad promedio a partir del cual no se sigue incrementando la penalización, pues se alcanza para la empresa i, la penalización máxima $CMTIEPI_n^i$: (expresado en tanto por ciento).

$VTIEPI_n$ es el umbral del indicador de cumplimiento de calidad promedio a partir del cual la empresa i puede percibir la bonificación máxima $BMTIEPI_n^i$ (expresado en tanto por ciento).

ωt_n es el coeficiente de reparto de las bonificaciones que se aplica el año n que permite igualar la recaudación total de todas las penalizaciones asignadas en el año n, por excesivas variaciones en TIEPI, a las empresas distribuidoras que presentan un indicador de cumplimiento de la calidad promedio negativo, es decir:

$$\omega t_n = \frac{\sum_g CALTIEPI_n^g}{\sum_f BNOMAXTIEPI_n^f + \sum_h BMAXTIEPI_n^h}$$

Donde:

$(CTIEPI_n^g \geq 0)$

g son las empresas que tienen obligación de abonar penalización

f son las empresas que no reciben bonificación máxima y no tienen que abonar penalización)

$((-VTIEPI_n) \leq CTIEPI_n^f < 0)$

h son las empresas que reciben bonificación máxima y no tienen que abonar penalización

$CTIEPI_n^h < (-VTIEPI_n))$

.

$BNOMAXTIEPI_n^f$ es el importe asignable de bonificación a la empresa f, en el año n, en función del valor obtenido por el indicador de cumplimiento de la calidad promedio, su valor se obtiene por la siguiente expresión:

$$BNOMAXTIEPI_n^f = \left(\frac{BMTIEPI_n^f}{VTIEPI_n}\right)\left(CTIEPI_n^f\right)$$

$BMAXTIEPI_n^h$ es el importe asignable como bonificación máxima a la empresa h en el año n. Su valor se obtiene por la siguiente expresión:

$$BMAXTIEPI_n^h = BMTIEPI_n^h$$

$$CMTIEPI_n^i$$

4. Se asignará la penalización máxima en a las empresas distribuidoras a las que no les puedan ser aplicados los incentivos a la mejora en la calidad en las redes eléctricas, por no haber dado cumplimiento a la obligación de envío de información conforme a la Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, que establece el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico.

5. Los importes recaudados en exceso por aplicación del incentivo serán destinados a incrementar las bonificaciones asignadas a cada empresa hasta que alcancen la bonificación máxima o hasta que se agote el importe de dicho exceso.

$$CTIEPI_n^i < 0$$

Los importes serán aplicados secuencialmente a las empresas con valores y por estricto orden de menor a mayor indicador de cumplimiento de calidad promedio.

Artículo 27. *Incentivo a la mejora de la calidad de suministro en las redes de distribución en relación con NIEPI.*

1. Se establece un incentivo a la mejora de la calidad en la red de distribución relacionado con el número de interrupciones en la continuidad del servicio eléctrico que se aplicará a cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

El incentivo a la mejora de la calidad en la red de distribución i el año n asociado a los niveles de calidad observados en las redes de distribución entre los años n–4 a n–2, medido en función del NIEPI a efectos de incentivos, se denominará

$$CALNIEPI_n^i.$$

2. El factor que determina si cada empresa i, debe cobrar incentivo o abonar penalización en el año n, se denomina

$$CNIEPI_n^i,$$

«Indicador de cumplimiento de calidad promedio» expresado en tanto por ciento, y vendrá determinado por la siguiente expresión:

$$CNIEPI_n^i = \sum_j \frac{\left[\overline{NIEPI_{n-2\to n-4}^{i,J}} - \left(\overline{NIEPI_{n-2\to n-4}^{J}}\right)\right]}{\left(\overline{NIEPI_{n-2\to n-4}^{J}}\right)} \left(W_n^{i,j}\right)$$

Donde:

i es la empresa distribuidora.
j es la zona de calidad (urbano, semiurbano, rural concentrado y rural disperso).
n es el año en el que se calcula el incentivo.

$$\overline{NIEPI_{n-2\to n-4}^{i,J}}$$

es el promedio del indicador de calidad NIEPI a efectos de incentivo de la empresa distribuidora i en el periodo que transcurre entre los años n-2 y n-4, en la zona j.

$\overline{NIEPI^{j}_{n-2\rightarrow n-4}}$ es el promedio nacional del indicador de calidad NIEPI a efectos de incentivo en el periodo que transcurre entre los años n-2 y n-4, en la zona j.

$W_n^{i,j}$ es el peso asignado en cada empresa i a efectos de promediar el indicador de calidad por zona j para el año n, expresado en tanto por ciento. El valor de este factor se determina conforme a la siguiente expresión:

$$W_n^{i,j} = \frac{\sum_{k=n-4}^{n-2} F_k^{i,j}}{\sum_j \sum_{k=n-4}^{n-2} F_k^{i,j}}$$

Donde:

$F_k^{i,j}$ es la variable que sirve para construir el factor de ponderación de la empresa distribuidora (i) de cada una de las zonas de calidad (j) en el cálculo del indicador de cumplimiento de calidad promedio en la que se consideran los datos del año k.

3. La penalización o bonificación que se asignará a la empresa i en el año n, por la evolución en NIEPI, en adelante $CALNIEPI_n^i$ vendrá determinada por la siguiente expresión:

$$CALNIEPI_n^i = \begin{cases} -Max\left[\left(\frac{CMNIEPI_n^i}{NNIEPI_n}\right)\left(CNIEPI_n^i\right); CMNIEPI_n^i\right] & \text{Si } CNIEPI_n^i \geq 0 \\ \left(\frac{BMNIEPI_n^i}{VNIEPI_n}\right)\left(CNIEPI_n^i\right) \times \omega n_n & \text{Si } \left(-VNIEPI_n\right) \leq CNIEPI_n^i < 0 \\ BMNIEPI_n^i\ \omega n_n & \text{Si } CNIEPI_n^i < \left(-VNIEPI_n\right) \end{cases}$$

Donde:

$CMNIEPI_n^i$ es la penalización máxima de incentivo de calidad por NIEPI que se asignará en el año n a la empresa i. Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

$BMNIEPI_n^i$ es la bonificación máxima de incentivo de calidad por NIEPI que se asignará en el año n a la empresa i. Dicho valor será fijado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al inicio de cada periodo regulatorio.

$NNIEPI_n$ es el umbral del indicador de cumplimiento de calidad promedio a partir del cual no se sigue incrementando la penalización, pues alcanza para la empresa i, la penalización máxima $CMNIEPI_n^i$: (expresado en tanto por ciento).

$VNIEPI_n$ es el umbral del indicador de cumplimiento de calidad promedio a partir del cual la empresa i puede percibir la bonificación máxima $BMNIEPI_n^i$ (expresado en tanto por ciento).

ωn_n es el coeficiente de reparto de las bonificaciones que se aplica el año n que permite igualar la recaudación total de todas las penalizaciones asignadas en el año n, por excesivas variaciones en NIEPI, a las empresas distribuidoras que presentan un indicador de cumplimiento de la calidad promedio negativo, es decir:

$$\omega n_n = \frac{\sum_g CALNIEPI_n^g}{\sum_f BNOMAXNIEPI_n^f + \sum_h BMAXNIEPI_n^h}$$

Donde:

g son las empresas que tienen obligación de abonar penalización $(CNIEPI_n^g \geq 0)$.

f son las empresas que no reciben bonificación máxima y no tienen que abonar penalización)

$$((-VNIEPI_n) \leq CNIEPI_n^f < 0)$$

.

h son las empresas que reciben bonificación máxima y no tienen que abonar penalización

$$CNIEPI_n^h < (-VNIEPI_n))$$

$BNOMAXNIEPI_n^f$ es el importe asignable de bonificación a la empresa f, en el año n, en función del valor obtenido por el indicador de cumplimiento de la calidad promedio, su valor se obtiene por la siguiente expresión:

$$BNOMAXNIEPI_n^f = \left(\frac{BMNIEPI_n^f}{NNIEPI_n}\right)\left(CNIEPI_n^f\right)$$

$BMAXNIEPI_n^h$ es el importe asignable como bonificación máxima a la empresa h, en el año n. Su valor se obtiene por la siguiente expresión:

$$BMAXNIEPI_n^h = BMNIEPI_n^h$$

$CMNIEPI_n^i$

4. Se asignará la penalización máxima a las empresas distribuidoras a las que no les puedan ser aplicados los incentivos a la mejora en la calidad en las redes eléctricas, por no haber dado cumplimiento a la obligación de envío de información conforme a la Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo, que establece el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico.

5. Los importes recaudados en exceso por aplicación del incentivo serán destinados a incrementar las bonificaciones asignadas a cada empresa hasta que alcancen la bonificación máxima o hasta que se agote el importe de dicho exceso.

Los importes serán aplicados secuencialmente a las empresas con valores $CNIEPI_n^i < 0$ y por estricto orden de menor a mayor indicador de cumplimiento de calidad promedio.

CAPÍTULO VII

Otras disposiciones

Artículo 28. *Ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades.*

1. En el caso de que los activos que son objeto de retribución conforme a esta circular sean empleados en la realización de actividades diferentes a la distribución de electricidad, la retribución anual a percibir por parte de los sujetos distribuidores se minorará teniendo en cuenta la contribución de tales activos a las referidas actividades.

2. A los efectos de esta minoración de la retribución, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará mediante resolución, adoptada previo trámite de audiencia, la metodología de ajuste retributivo a realizar. Esta metodología tendrá en cuenta, en todo caso, los costes directos e indirectos de los activos empleados, así como el coste en que, de no mediar el empleo de estos activos, se habría incurrido para poder realizar esas otras actividades. Asimismo, podrán tenerse en cuenta, entre otros factores, el ingreso por las actividades diferentes al transporte, la contribución a dicho ingreso realizada por los activos regulados o las circunstancias que puedan concurrir respecto de las cesiones del uso de los activos entre sociedades de un mismo grupo o terceras sociedades.

3. En ningún caso la realización de actividades diferentes a la distribución puede suponer un coste adicional para las actividades con una metodología retributiva regulada.

Artículo 29. *Prudencia financiera requerida a los titulares de activos de red de distribución.*

1. Al efecto de incorporar un principio de prudencia financiera requerido a los titulares de activos de red de distribución, se establece una penalización para las empresas cuyos ratios se sitúen fuera de los rangos de valores recomendables enunciados en el apartado quinto de la Comunicación 1/2019, de 23 de octubre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de definición de ratios para valorar el nivel de endeudamiento y la capacidad económico-financiera de las empresas que realizan actividades reguladas, y de rangos de valores recomendables de los mismos.

2. La penalización será el resultado de aplicar la siguiente fórmula.

$$PPF_n = -0{,}01 \times RA_n \times (1 - IGR_n), \text{ si } IGR_n < 0{,}90$$

Donde:

n: es cada año del periodo regulatorio.
PPF_n: valor de la penalización en el año n, en €.

RA_n: retribución anual del titular de activos de red en el año n, en €, en los términos en los que se define en el artículo 5.

IGR_n: índice global de ratios del año n, definido en el apartado sexto de la Comunicación 1/2019, de 23 de octubre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de definición de ratios para valorar el nivel de endeudamiento y la capacidad económico-financiera de las empresas que realizan actividades reguladas, y de rangos de valores recomendables de los mismos.

3. La penalización no será aplicable si se deriva de la existencia de saldos pendientes de liquidar al sistema eléctrico, o de fianzas y depósitos pendientes de devolver a clientes, que se hayan computado como deuda.

4. La penalización no será aplicable si el titular de activos de red de distribución forma parte de un grupo de sociedades en el que la matriz de dicho grupo también es titular de tales activos, y a nivel agregado o consolidado de dicha matriz y sus filiales titulares de activos de red, el IGR es superior o igual a 0,90.

5. La penalización no será aplicable a las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes.

6. El índice global de ratios del año n se determinará, para cada titular de activos de red de distribución, sobre sus datos relativos al ejercicio n-2, por resolución de la CNMC, previa audiencia a los interesados, en la que podrán alegar sobre los cálculos realizados y sobre la concurrencia de los supuestos recogidos en los apartados 3 y 4.

Disposición adicional primera. *Periodo regulatorio de aplicación.*

El primer periodo de aplicación de la metodología de retribución recogida en la presente circular transcurrirá del 1 de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2025.

Disposición adicional segunda. *Cálculo de la retribución a la inversión de las instalaciones puestas en servicio en el año 2018.*

Para el cálculo de la retribución a la inversión de las instalaciones puestas en servicio en el año 2018, se establecen las siguientes particularidades:

1. Para las instalaciones puestas en servicio en el ejercicio 2018, el valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema se calculará según la siguiente expresión:

$$VI_{18}{}^{i} = \sum_{j} \left(\left(VI_{18}^{j,real} + \frac{1}{2} \cdot \left(VI_{18}^{j,valores\ unitarios} - VI_{18}^{j,real} \right) \right) \cdot \delta_j - AY^j \right) \cdot FRRI_n^j$$

Donde:

δ_j es un coeficiente en base uno que refleja el complemento a uno del valor total de inversión de dicha instalación financiado y cedido por terceros.

AY^j es el valor de las ayudas públicas percibidas por la instalación j. En el caso de que estas ayudas públicas provengan de organismos de la Unión Europea, este valor será el 90 por ciento del importe percibido. En ningún caso el margen del 10 por ciento a considerar respecto a las empresas distribuidoras, podrá ser superior a 10 millones de euros.

$VI_{18}^{j,real}$ es el valor real auditado de inversión de la instalación j puesta en servicio en 2018.

$VI_{18}^{j,valores\ unitarios}$ es el valor de la inversión de la instalación j puesta en servicio en 2018 calculado empleando los valores unitarios de referencia de la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre.

$FRRI_n^j$ es el factor de retardo retributivo de la inversión de la instalación j puesta en servicio en 2018. Factor derivado del coste financiero motivado por el retraso entre la concesión de la autorización de explotación de la instalación j y el inicio del devengo de retribución por inversión. Este valor se calculará como:

$$FRRI_n^j = (1 + TRF_{APS})^{tr_j}$$

Donde:

TRF_{APS} es la tasa de retribución financiera vigente en el año de puesta en servicio de las instalaciones (2018).

tr_j es el tiempo de retardo retributivo de inversión de la instalación j. Este parámetro tomará un valor de 1,5.

$\left(VI_{18}^{j,valores\ unitarios} - VI_{18}^{j,real}\right)$

Este cálculo se realizará tanto si la diferencia es positiva como si fuera negativa.

$\left(\frac{VI_{18}^{j,valores\ unitarios} - VI_{18}^{j,real}}{VI_{18}^{j,real}}\right)$

2. En caso de que se cumpla que < –0,15, se deberá aportar un informe técnico acompañado de una declaración responsable de la empresa distribuidora que justifique los motivos técnicos y económicos por los que los costes incurridos son superiores a los valores unitarios de referencia por sus especiales características y/o problemática. Para actuaciones de tensión superior a 36 kV la documentación anterior deberá ser sustituida por una auditoría técnica.

En cualquier caso, el valor de la inversión con derecho a retribución a cargo del sistema en las instalaciones que cumplan la condición anterior se calculará según la siguiente expresión:

$$VI_{18}{}^j = \left(\left(VI_{18}^{j,valores\ unitarios} + 12{,}5\%\left(VI_{18}^{j,valores\ unitarios}\right)\right) \cdot \delta_j - AY^j\right) \cdot FRRI_n^j$$

Asimismo, en ningún caso la cuantía a sumar al valor real auditado de inversión, es decir

$\frac{1}{2}\left(VI_{18}^{j,valores\ unitarios} - VI_{18}^{j,real}\right)$

podrá ser superior al 12,5 por ciento de dicho valor auditado. En dicho caso, se calculará según la siguiente expresión:

$$VI_{18}{}^j = \left(\left(VI_{18}^{j,real} + 12{,}5\%\left(VI_{18}^{j,real}\right)\right) \cdot \delta_j - AY^j\right) \cdot FRRI_n^j$$

Para los activos con derecho a retribución a cargo del sistema distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas de la Orden IET/2660/2015, puestos en servicio en el ejercicio 2018, este valor se obtendrá de la información auditada presentada por las empresas distribuidoras, y se calculará como:

$$VI_{18}{}^{j} = \left(VI_{18}^{j,real} \cdot \delta_j - AY^j\right) \cdot FRRI_n^j$$

Para estos activos, la vida útil regulatoria considerada en el cálculo será la siguiente, según su tipología:

Tabla 1. Vidas útiles para el cálculo de otros activos distintos de los activos eléctricos recogidos en las unidades físicas

Concepto	Vida útil
Edificios y construcciones.	50
Sistemas de comunicaciones, sistemas técnicos de gestión y aplicaciones informáticas y equipos para procesos de información.	5
Utillaje.	5
Elementos de transporte (incluyendo vehículos eléctricos).	6
Mobiliario.	10
Maquinaria.	10
Sistemas inteligentes.	12
Telegestión.	15
Equipos de medida no ubicados en fronteras de clientes.	15

Disposición adicional tercera. *Cálculo de la retribución a la inversión de las instalaciones tipo 2 puestas en servicio en el año 2019.*

Para el cálculo de la retribución a la inversión de las instalaciones cuya entrada en explotación se haya producido en el año 2019, se establece la siguiente particularidad:

En las instalaciones catalogadas como tipo 2 en el artículo 9, se podrán englobar aquellas actuaciones en instalaciones no asociadas a unidades físicas, cuya puesta en explotación haya sido en el ejercicio 2019, siguiendo el mismo tratamiento económico establecido en el artículo 8 para estas inversiones de tipo 2, considerando una vida útil de 40 años.

Disposición adicional cuarta. *Tasa de retribución financiera TRFp.*

En el primer año del periodo regulatorio (retribución del ejercicio 2020) la tasa de retribución financiera TRF_p tomará el valor 6,0033 por ciento.

Disposición adicional quinta. *Ajuste de los valores reales de inversión al final del semiperiodo, año 2022, para las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al 31 de diciembre de 2018.*

Para el cálculo del ajuste de los valores reales de inversión al final del primer semiperiodo regulatorio, se establecen las siguientes particularidades:

1. El ajuste a realizar al final del primer semiperiodo regulatorio 2022, se realizará mediante la comprobación del resultado que se hubiera obtenido al valorar las inversiones asociadas a unidades físicas puestas en servicio entre el año 2019 y el 2020 a costes unitarios, conforme a la siguiente expresión:

$$VI_{19\rightarrow20}^{i,teorica} = \sum_{k=2019}^{2020}\Big[\Big(\sum_{familia\ TI,tipo\ 0}\Big(VI_k^{familia\ TI,valores\ unitarios} \cdot \delta_{familia\ TI} - AY^{familia\ TI}\Big) + \sum_{familia\ TI,tipo\ 1\ y\ 2}\left(VI_k^{familia\ TI,real} \cdot \delta_{familia\ TI} - AY^{famila\ TI}\right)\Big) \cdot FRRI_k^j\Big]$$

Dicho valor se comparará con el valor de inversión retribuible obtenido en el cálculo retributivo de los ejercicios 2019 y 2020 según lo establecido en el artículo 8, es decir:

$$VI_{19\rightarrow20}{}^{i,retribuible} = \sum_{\substack{j,tipo\ 0,1\ y\ 2 \\ de\ la\ empresa\ i}} \left(VI_{19\rightarrow20}^{j,real} \cdot \delta_j - AY^j\right) \cdot FRRI_{21\rightarrow22}^{j}$$

2. Se distinguirán los siguientes supuestos:

– Si $0{,}9 \cdot VI_{19\rightarrow20}{}^{i,teórica} < VI_{19\rightarrow20}^{i,retribuible} < 1{,}05 \cdot VI_{19\rightarrow20}{}^{i,teórica}$, no se realizarán modificaciones en el valor de inversión retribuible obtenido para el cálculo retributivo de los ejercicios 2019 y 2020.

– Si $VI_{19\rightarrow20}^{i,retribuible} \geq 1{,}05 \cdot VI_{19\rightarrow20}{}^{i,teórica}$, el valor de inversión retribuible correspondiente al ejercicio 2020 se verá minorado en un 50 por ciento de la diferencia entre ambos valores, es decir:

$$VI_{2020}{}^{i} = VI_{2020}^{i,retribuible} - 1/2 \cdot \left(VI_{19\rightarrow20}{}^{i,retribuible} - VI_{19\rightarrow20}^{i,teorica}\right)$$

– Si $VI_{19\rightarrow20}^{i,retribuible} \leq 0{,}9 \cdot VI_{19\rightarrow20}{}^{i,teórica}$, el valor de inversión retribuible correspondiente al ejercicio 2020 se verá incrementado en un 50 por ciento de la diferencia entre ambos valores, es decir:

$$VI_{2020}{}^{i} = VI_{2020}^{i,retribuible} + 1/2 \cdot \left(VI_{19\rightarrow20}{}^{i,teórica} - VI_{19\rightarrow20}^{i,retribuible}\right)$$

3. Las minoraciones o incrementos del valor de inversión retribuible $VI_{2020}{}^{i}$ modificado según las condiciones establecidas en esta disposición, se descontarán o añadirán a la retribución por inversión de las instalaciones puestas en servicio en dicho año 2020 considerando que su amortización se realiza a 40 años.

Disposición adicional sexta. *Cálculo del término COMGES para los años 2020 y 2021 del periodo 2020-2025.*

Para el cálculo del término COMGES durante los años correspondientes al primer periodo regulatorio, se establecen las siguientes particularidades:

1. En el primer año del periodo regulatorio (retribución del ejercicio 2020), el componente gestionable se calculará según la siguiente expresión:

$$COMGES_{2020}{}^{i} = (ROM + ROMNLAE + RI(OTRO\ IBO_{2015-2018}))_{2020}^{i}$$

Donde los valores de ROM, ROMNLAE y *RI(OTRO IBO*$_{2015\text{-}2018}$) se calcularán según la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, con base en la información correspondiente al ejercicio 2018 declarada por las empresas distribuidoras según las Resoluciones de fecha 3 de abril de 2019 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por las que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas

distribuidoras de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones y del informe de auditoría externa, y de la Circular informativa 4/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. En el segundo año del periodo regulatorio (retribución del ejercicio 2021), el componente gestionable se calculará según la siguiente expresión:

$$COMGES_{2021}{}^{i} = \left[COMGES_{2020}{}^{i} + RI(OTRO\ IBO_{2019})^{i}_{2021} + x \cdot \Delta^{n}_{n-1}\left(RI_{15\rightarrow19}{}^{i} + DESP_{15\rightarrow19}{}^{i} + RICF_{15\rightarrow19}{}^{i}\right)\right] \cdot FA_{n}$$

Donde el $COMGES_{2020}{}^{i}$ se calculará conforme a lo establecido en el apartado anterior y el $RI(OTRO\ IBO_{2019})$, se calculará según la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, sobre la base de la información correspondiente al ejercicio 2019 declarada por las empresas distribuidoras según las Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas, por las que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones y del informe de auditoría externa, y de la Circular informativa 4/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. El parámetro ×, definido en el artículo 13, para el primer semiperiodo regulatorio se calculará según la relación entre el incremento del concepto COMGES entre los ejercicios 2019 y 2020 y el incremento de la retribución por inversión de las instalaciones asociadas a unidades físicas y a despachos entre los ejercicios 2019 y 2020 según la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, considerando la retribución que correspondería a instalaciones cedidas y financiadas por terceros calculada según los valores unitarios de referencia. El valor de dicho parámetro se establecerá en la resolución por la que se fije la retribución correspondiente al ejercicio 2020.

4. El factor de ajuste FA se fijará para cada año n del primer periodo regulatorio como:

$$FA_{n} = 0{,}97$$

Disposición adicional séptima. *Cálculo del término ROTD para el periodo 2020-2025.*

Para el cálculo del término ROTD durante los años correspondientes al primer periodo regulatorio, se establecen las siguientes particularidades:

1. Los términos $RL^{i}_{base}, RC^{i}_{base}, RT^{i}_{base},\ RP^{i}_{base}\ y\ RE^{i}_{base}$ individualmente considerados, serán los correspondientes a los obtenidos por aplicación del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, sin considerar el factor de retardo retributivo.

2. Los términos $CLE^{i}_{base}, CCE^{i}_{base}, CTE^{i}_{base},\ CPE^{i}_{base}\ y\ CEE^{i}_{base}$ son los costes de las distintas tareas de distribución de una empresa eficiente considerando los puntos de suministro activos a 31 de diciembre del 2017 de la empresa i.

Las empresas a las que no se les pueda calcular algunos de los términos $CLE^{i}_{base}, CCE^{i}_{base}, CTE^{i}_{base},\ CPE^{i}_{base}\ y\ CEE^{i}_{base}$ por no cumplir con sus obligaciones de entrega de información, los citados términos tomarán el valor cero en aquellas magnitudes en las que no puedan ser calculados.

3. Las empresas distribuidoras a las que no se les pueda calcular algunos de los términos $CLE_n^i, CCE_n^i, CTE_n^i,\ CPE_n^i\ y\ CEE_n^i$, por no cumplir con sus obligaciones de entrega de información, los citados términos tomarán el valor cero en aquellas magnitudes en las que no puedan ser calculados.

Durante el primer periodo regulatorio, el factor indicativo del cumplimiento de las obligaciones en calidad comercial de los clientes conectados a las redes de la empresa i, FCA_n^i tomará el valor de 1. A partir del siguiente periodo regulatorio, cuando no sea posible calcular el valor de algún $FC_n^{i,z}$ por incumplimientos en las obligaciones de entrega de información a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, dicho $FC_n^{i,z}$ tomará por defecto el valor de 0,9869 para ese tipo de gestión comercial z, con la excepción de aquellos casos en los que se acredite que no ha sido desarrollada ninguna actuación relativa a un tipo de gestión concreta, en cuyo caso tomará valor 1.

4. La retribución de las distintas tareas vendrá determinada entre otros, por el parámetro αt que tomará el valor de 0,2.

5. Las empresas de nueva creación durante el nuevo periodo regulatorio tendrán cero como valor del parámetro α.

Disposición adicional octava. *Cálculo del incentivo a la reducción de pérdidas a considerar para el periodo 2020-2025.*

Para el cálculo de la retribución correspondiente a los años 2020 y 2021 no se aplicarán las previsiones contenidas en el capítulo V, aplicándose en su lugar la regulación contenida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, sobre el incentivo por reducción de pérdidas y sobre el incentivo a la reducción del fraude.

Para el cálculo de la retribución correspondiente a los años 2022 a 2025, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fijará con anterioridad al año 2022, mediante resolución y previo trámite de audiencia, los siguientes valores:

– El ajuste al incentivo previsto en el artículo 24.2, al objeto de considerar las características técnicas de la red propias de una zona de distribución.

– El coeficiente CA_{n-2}^{p} previsto en el artículo 24.3.

– La penalización máxima PMP_n^i prevista en el artículo 24.6.

– La bonificación máxima BMP_n^i prevista en el artículo 24.6.

Disposición adicional novena. *Cálculo del incentivo a la mejora de la calidad de suministro en las redes para el periodo 2020-2025.*

Para el cálculo del incentivo a la mejora de calidad en las redes eléctricas para el primer periodo regulatorio, se establecen las siguientes particularidades:

1. El límite establecido a las penalizaciones máximas durante los tres primeros años del primer periodo regulatorio será

$CMTIEPI_n^i = CMNIEPI_n^i = -2\%$ R_n^i R_n^i, siendo la retribución asignada a la empresa distribuidora i en el año n sin tener en cuenta los incentivos.

2. El límite establecido a las penalizaciones máximas durante los tres últimos años del primer periodo regulatorio será

$CMTIEPI_n^i = CMNIEPI_n^i = -3\%$ $R_n^i.,$ R_n^i siendo la retribución asignada.

3. El límite establecido a las bonificaciones máximas durante los tres primeros años del primer periodo regulatorio será

$BMTIEPI_n^i = BMNIEPI_n^i = 2\%\ R_n^i.,$ R_n^i siendo la retribución asignada a la empresa distribuidora i en el año n sin tener en cuenta los incentivos.

4. El límite establecido a las bonificaciones máximas durante los tres últimos años del primer periodo regulatorio será

$BMTIEPI_n^i = BMNIEPI_n^i = 3\%\ R_n^i.,$ R_n^i siendo la retribución asignada a la empresa distribuidora i en el año n sin tener en cuenta los incentivos.

5. Se fija para el primer periodo regulatorio, el umbral del indicador de cumplimiento de calidad promedio que determina la obligación de abonar la penalización máxima en $NTIEPI_n$ = $NNIEPI_n$ = 50%.

6. Se fija para el primer periodo regulatorio, el umbral del indicador de cumplimiento de calidad promedio que determina la posibilidad de percibir la bonificación máxima en $VTIEPI_n$ = $VNIEPI_n$ = 70%.

7. El coeficiente de reparto de bonificaciones que se aplica cada año al incentivo de mejora de TIEPI (ωt_n) y al incentivo de mejora del NIEPI (ωn_n,) tomará el valor necesario para igualar bonificaciones y penalizaciones cada año, estando limitado a un valor máximo de 1.

8. Con carácter general, se define como variable de ponderación para los indicadores promedio de desvío de la empresa $(\mathrm{F}_{\mathrm{k}}^{\mathrm{i,j}})$, distribuidora i, en la zona de calidad j, en el año k, a la potencia promedio instalada en centros de transformación de media a baja tensión más la potencia contratada en media tensión conectada a las redes de la empresa distribuidora i en el año k, en la zona de calidad j. $(\mathrm{Pinst}_{\mathrm{k}}^{\mathrm{i,j}})$. Por tanto, la expresión correspondiente al peso asignado por empresa i a efectos de promediar el indicador de calidad por zona en el año n. $(W_n^{i,j})$ se calcula según la siguiente expresión:

$$W_n^{i,j} = \frac{\sum_{k=n-4}^{n-2} Pinst_k^{i,j}}{\sum_j \sum_{k=n-4}^{n-2} Pinst_k^{i,j}}$$

La variable de ponderación seleccionada para los indicadores promedio de desvío $F_k^{i,j}$ podrá ser modificada para su aplicación al inicio del segundo semiperiodo regulatorio si por razones de eficacia se decidiera variar la importancia relativa del cumplimiento del indicador ponderado en las distintas zonas de calidad.

9. Las inspecciones relativas a calidad de suministro efectuadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que acrediten la existencia de deficiencias en la información aportada por una empresa, tendrán como consecuencia la asignación de la penalización máxima para todos los incentivos de cada uno de los años en los que dicho valor intervenga en el proceso de cálculo. Los resultados de las mismas no alterarán los importes a percibir por incentivo a la mejora de la calidad del resto de empresas.

Disposición adicional décima. *Aplicación gradual de la penalización para procurar la prudencia financiera.*

La penalización establecida en el artículo 29 no será aplicable hasta el cuarto año del primer periodo de aplicación de la metodología, a efectos de posibilitar la adaptación de las empresas a los rangos de valores recomendables.

Disposición transitoria única. *Cuantificación del ajuste retributivo derivado del empleo de activos en actividades diferentes a la distribución.*

Hasta que se apruebe la resolución a la que alude el artículo 28, se considerará el cincuenta por ciento de los ingresos anuales obtenidos por el grupo en la realización de actividades diferentes a la distribución de electricidad que empleen activos afectos a la actividad de distribución eléctrica a los efectos de minorar el valor anual de la retribución.

No obstante, este ajuste se regularizará si, de la resolución a que alude el artículo 28, resultase un porcentaje inferior de ingresos a considerar.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Tipologías de inversión en instalaciones de distribución cuya puesta en servicio sea posterior al 31 de diciembre de 2018

Conforme a lo establecido en el artículo 9, a continuación se desarrolla la clasificación de las actuaciones a considerar para las inversiones realizadas en instalaciones de distribución con puesta en servicio posterior al 31 de diciembre de 2018 en lo que se refiere a las inversiones tipo 1 y las inversiones tipo 2.

En lo que se refieren a las instalaciones tipo 2, el desglose de actuaciones aquí recogido podrá ser más detallado en la circular informativa prevista en el artículo 22.

Tipo 1. Instalaciones a coste no completo, que impliquen inversión en algún componente de una tipología definida en la normativa aplicable

Tendrán la consideración de actuaciones establecidas para cada familia de instalaciones a reconocer para este tipo de inversiones las que se describen a continuación.

ACTUACIONES EN LÍNEAS
ACTUACIONES EN POSICIONES
ACTUACIONES EN MÁQUINAS
ACTUACIONES EN CENTROS DE TRANSFORMACIÓN O DE REPARTO
Línea sobre zanjas existentes (tendido del conductor).
Línea nueva de un circuito en tendido para múltiple circuito.
Línea nueva de un circuito en tendido para múltiple circuito (tendido siguientes circuitos).

ACTUACIONES EN LÍNEAS
ACTUACIONES EN POSICIONES
ACTUACIONES EN MÁQUINAS
ACTUACIONES EN CENTROS DE TRANSFORMACIÓN O DE REPARTO
Línea nueva con conductor nuevo utilizando apoyos existentes en Baja Tensión.
Cambio de conductores sin repotenciación sustancial.
Cambio de conductores con repotenciación sustancial.
Adecuación de apoyos.
Cambio de Aislamiento.
Sustitución de crucetas y elementos auxiliares.
Sustitución de vanos.
Adecuación de puesta a tierra (apoyos, líneas aéreas, pantallas cables subterráneos).
Instalación de fibra óptica en línea aérea o subterránea existente.
Nueva subestación.
Posición con interruptor reutilizado.
Posiciones sin equipar (obra civil).
Nueva posición en subestación existente.
Con interruptor nuevo sin ampliación de parque.
Con interruptor reutilizado.
Posiciones sin equipar (obra civil).
Adecuación/racionalización.
Adecuación con nuevo interruptor.
Cambio de interruptor existente.
Adecuación de posiciones (sin cambio de interruptor), trafos de tensión, trafos de intensidad, autoválvulas, protecciones, seccionadores, etc.
Equipación de posición sin equipar.
Adecuación en subestación de obra civil u otros elementos comunes.
Cambio interruptor en punto frontera en subestación en MT.
Instalación de Trafo en subestación.
Trafo recuperado.
Obra civil para transformador sin equipar.
Adecuación transformador.
Trafo de subestación móvil.
Adecuación de transformador (regulador de tomas, elementos de protección del transformador, etc.).
Instalación o adecuación de baterías de condensadores (MT).
Modificación de un CT o CR.
Cambio de trafo sin repotenciación o repotenciación no sustancial.
Cambio de trafo con repotenciación sustancial.
Instalación máquinas adicionales en un CT o CR.
Instalación celdas/posiciones adicionales en un CT o CR.
Instalación celda adicional (con/sin obra civil).
Instalación celda en punto frontera en CT.
Adecuaciones cabinas/celdas.
Modificaciones en la envolvente, mejora de tierras, tejados, foso, atarjeas, sustitución o mejora de sistemas de ventilación, etc.
Puesta a tierra.
Cambio de aparamenta.
Nuevas celdas de seccionamiento en centro de reparto.
Cambio de plataforma en CT/CR/CS con cambio de potencia.
Ampliación o sustitución de cuadros de BT.
Adecuación de trafo.

Tipo 2. Inversiones en digitalización y automatización de las redes necesarias para la transición energética

Tendrán la consideración de actuaciones a reconocer para este tipo de inversiones las que se describen a continuación.

– Otras instalaciones técnicas de distribución- Sistemas inteligentes identificados con el CINI «Smart Grids»- I29000XX donde las dos últimas posiciones pasarán a desglosarse según el siguiente desglose de actuaciones:

CINI (1.ª a 6.ª posición)		I29000.–Otras instalaciones técnicas de distribución – Sistemas inteligentes – Smart Grids	
Resto Posiciones CINI			
7.ª	Descripción	8.ª	Descripción
1	Sistema de Supervisión Avanzada de Baja tensión (GSA).	1	Gestor de Centro de Transformación (GCT).
		0	Otros.
2	Sistemas de Supervisión Avanzada de Media Tensión (hasta 36 kV inclusive).	1	Gestión dinámica de la capacidad de las líneas aéreas.
		0	Otros.

CINI (1.ª a 6.ª posición)	I29000.–Otras instalaciones técnicas de distribución – Sistemas inteligentes – Smart Grids		
Resto Posiciones CINI			
7.ª	Descripción	8.ª	Descripción
3	Sistemas de Supervisión Avanzada de Alta Tensión (a partir de 36 kV).	2	Gestión dinámica de la capacidad de las líneas aéreas.
		0	Otros.
4	Transformador de tensión variable.	1	Transformador de tensión variables (MT/BT).
		2	Transformador de tensión variables (AT/MT).
5	Equipos para la sensorización y monitorización de la red.	1	Analizador de Gas disuelto (DGA).
		2	Monitorización de descargas parciales.
		3	Sensorización de líneas aéreas.
		4	Sensorización interruptores de subestación.
		5	Sensorización fuentes de alimentación.
		6	Sensorización de tierras.
		7	Robots-Drones supervisión y/o revisión de instalaciones.
		8	Comunicaciones IOT (Internet of things).
		9	Detectores de paso de falta (DPF).
		0	Otros.
6	Recarga de Vehículo Eléctrico.	1	Desarrollo Infraestructuras de recarga en redes BT.
		2	Desarrollo Infraestructuras de recarga en redes MT.
7	Sistemas de Almacenamiento (Baterías).	1	Instaladas en AT.
		2	Instaladas en MT.
		3	Instaladas en BT.

– Otras instalaciones técnicas de distribución- Telegestión identificados con el CINI «I29007X0» donde la penúltima posición pasará a desglosarse conforme se indica a continuación:

CINI (1.ª a 6.ª y 8.ª posición)	Otras instalaciones técnicas de distribución – Telegestión identificados con el CINI «I29007X0
Posición 7.ª CINI	
1	Sistemas de captación de medidas.
0	Otros.

– Otras instalaciones técnicas de distribución – Sistemas de Comunicaciones identificados con el CINI «I2900210», que recogerán exclusivamente las inversiones específicas en dichos sistemas asociados a la digitalización de las redes.

– Otras instalaciones técnicas de distribución – Sistemas Técnicos de Gestión con el CINI «I2900310», que recogerán exclusivamente las inversiones específicas en dichos sistemas asociados a la digitalización de las redes.

– Despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución amparados bajo el CINI «Digitalización de las Redes» – I236XXX0 donde las posiciones quinta a séptima pasarán a desglosarse según se expone en la tabla siguiente. Las inversiones asociadas de digitalización no podrán ser incluidas, a su vez dentro de las definidas en el Artículo 11 de la presente circular.

CINI (1.ª a 6.ª y 8.ª posición)		Despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución. Digitalización de las Redes. CINI I236XXX0			
Resto posiciones CINI					
5.ª	Descripción	6.ª	Descripción	7.ª	Descripción
1	Centralizados específicos digitalización redes.	1	Sistemas de explotación de la red de distribución.	1	AT/MT.
				2	BT.
		2	Despacho de control de activos digitales.	0	Posición no utilizada.
		3	Ciberseguridad.		
		4	Herramientas avanzadas de análisis de datos activos digitales.		
2	Actuadores para digitalización de las redes.	1	Redes de AT (A partir de 36 kV).	0	Posición no utilizada.
		2	Redes de MT (Hasta 36 kV inclusive).		
		3	Redes de BT.		
3	Equipos y sistemas de comunicaciones asociados al telecontrol específicos de la digitalización de las redes.	1	Tecnologías sobre medio de transmisión guiado.	0	Posición no utilizada.
		2	Tecnologías inalámbricas.	1	Satélite.
				2	Radio.
4	Elementos de control energético de red específicos de la digitalización de las redes situados en puntos frontera.	1	Frontera TTE-DIST.	0	Posición no utilizada.
		2	Frontera DIST-DIST.		
		3	Frontera GEN-DIST.		

La vida útil regulatoria de la instalación j, expresada en años, para las inversiones tipo 2 definidas en el artículo 9, tomará los valores que se refieren a continuación:

– Otras instalaciones técnicas de distribución – Sistemas inteligentes identificados con el CINI «Smart Grids» – I29000XX, donde las dos últimas posiciones se han definido anteriormente, con carácter general tendrán una vida útil regulatoria de 12 años.

– Otras instalaciones técnicas de distribución – Telegestión identificados con el CINI «I29007X0», donde la penúltima se han definido anteriormente, con carácter general tendrán una vida útil regulatoria de 15 años.

– Otras instalaciones técnicas de distribución – Sistemas de los Sistemas Técnicos de Gestión con el CINI «I2900310», con carácter general tendrán una vida útil regulatoria de 5 años.

– Despachos de maniobra y centros de control de energía de distribución amparados bajo el CINI «Digitalización de las Redes» – I236XXX0, donde las posiciones quinta a séptima se han definido anteriormente, con carácter general tendrán una vida útil regulatoria de 5 años.

Las vidas útiles regulatorias de los activos que se declaren en este tipo de inversiones serán las expuestas anteriormente, salvo que en la circular informativa prevista en el artículo 22 se disponga otro valor específicamente para este tipo de activos a declarar como inversiones tipo 2.

§ 111

Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión. [Inclusión parcial]

Ministerio de Economía
«BOE» núm. 313, de 31 de diciembre de 2002
Última modificación: 6 de octubre de 2018
Referencia: BOE-A-2002-25422

[. . .]

Artículo 3. *Formalización de contratos de tarifas de acceso y de adquisición de energía.*

El consumidor puede optar por contratar directamente el acceso a las redes con el distribuidor y la energía con un comercializador o por contratar la energía y el acceso a las redes a través de un comercializador.

1. Los consumidores que opten por contratar el acceso a las redes directamente con el distribuidor, quedarán obligados a aportar a este último justificación documental acreditativa de la existencia de un contrato de adquisición de energía con un comercializador así como documentación acreditativa de la duración del mismo.

2. En el caso en que el consumidor opte por contratar la energía y el acceso a las redes a través de un comercializador, este último ***sólo*** podrá contratar con el distribuidor el acceso a las redes como mandatario del consumidor. El contrato de suministro entre el consumidor y el comercializador, deberá formalizarse por escrito. En él deberá incluirse una autorización para que el comercializador pueda actuar como mandatario del consumidor, contratando con el distribuidor la tarifa de acceso y traspasar al distribuidor los datos necesarios para el suministro. La recogida, tratamiento y traspaso de estos datos deberán observar en todo momento las previsiones establecidas en la normativa sobre protección de datos de carácter personal que resulte de aplicación.

3. En el caso en que el consumidor opte por contratar la energía y el acceso a las redes a través de un comercializador que actúa como sustituto del consumidor, el comercializador deberá disponer de poder suficiente otorgado por el consumidor a favor del comercializador. En este caso la posición del comercializador en el contrato de acceso suscrito con el distribuidor será a todos los efectos la del consumidor correspondiente.

En cualquier caso, el distribuidor mantendrá con el consumidor todas las obligaciones relativas al contrato de acceso y en caso de rescisión del contrato entre el comercializador y el consumidor, éste será el titular del depósito de garantía, así como de cualquier otro derecho asociado a la instalación, sin que pueda ser exigible, por parte del distribuidor, actualización alguna con motivo de la renovación contractual.

4. En el caso en que el consumidor cualificado opte por contratar el acceso a las redes a través de un comercializador, éste deberá informar al consumidor en lo relativo a la

facturación correspondiente a la tarifa de acceso de acuerdo con lo establecido en el artículo 81.3 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

5. Los comercializadores en sus facturas a los consumidores deberán necesariamente hacer constar el Código Unificado de Punto de Suministro, el número de póliza de contrato de acceso, la tarifa de acceso a que estuviese acogido el suministro, los datos necesarios para el cálculo de dicha tarifa de acceso y la fecha de finalización del contrato.

Artículo 4. *Duración de los contratos y cambios de modalidad de contratación.*

1. Los contratos de tarifa de acceso son de duración anual, prorrogándose tácitamente por períodos idénticos. Las excepciones que contempla la normativa sobre tarifas de acceso en relación con la duración de los contratos eventuales, de temporada, de interconexiones internacionales, para suministro de energía adicional y para suministros a instalaciones acogidas al régimen especial, no serán de aplicación para los contratos en baja tensión de tarifa de acceso 2. Los consumidores que opten por volver a la tarifa de suministro, deberán mantenerse en esta modalidad de contratación durante al menos un año, sin que sea posible suscribir un nuevo contrato de adquisición de energía y acceso a redes antes de transcurrido dicho plazo.

3. En aquellos casos en que se pase de tarifa de suministro a tarifa de acceso, de manera que el cambio suponga sólo una modificación de modalidad de contratación, no procederá cargo adicional alguno. En el caso de que se modifique la potencia contratada o se realicen actuaciones exigibles sobre los aparatos de medida y control o sobre las instalaciones, se estará a lo dispuesto en la normativa vigente.

4. El cambio de modalidad de contratación de tarifa de suministro a tarifa de acceso, no extinguirá las obligaciones de pago que se hubieran contraído entre los sujetos como consecuencia de la modalidad de contratación anterior, manteniéndose, en particular, la posibilidad de suspensión del suministro por parte de los distribuidores, por la falta del pago a la tarifa anteriormente contratada, en los casos y con las condiciones previstas en la sección 4.a del Título VI del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre.

5. Con carácter general, los contratos de suministro de energía en baja tensión celebrados entre los comercializadores y consumidores tendrán una duración máxima de un año, pudiéndose prorrogar tácitamente por períodos de la misma duración. Las prórrogas de estos contratos podrán ser rescindidas por el consumidor con un preaviso de quince días de antelación, sin que proceda cargo alguno en concepto de penalización por rescisión de contrato.

En el caso en que, a causa del consumidor, se rescindiera un contrato antes de iniciada la primera prórroga, las penalizaciones máximas por rescisión de contrato, cuando ésta cause daños al suministrador, no podrán exceder el 5% del precio del contrato por la energía estimada pendiente de suministro. A este efecto, se empleará el método de estimación de medidas vigente para el cambio de suministrador.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, podrá aprobar contratos tipo de suministro de energía en baja tensión de duración superior a un año, estableciendo las condiciones, y, en su caso, penalizaciones máximas que podrán establecer los comercializadores en caso de rescisión de los contratos.

Los contratos de los comercializadores en mercado libre no podrán incorporar cláusulas que prevean penalizaciones, excluyan o limiten de cualquier otro modo el acogimiento al bono social del consumidor que cumpla los requisitos para ser considerado vulnerable.

6. En un proceso de cambio de suministrador, los consumidores y los comercializadores podrán solicitar que se realice una anulación, en tanto no se haya activado el cambio o se hayan comenzado las actuaciones en campo si fuesen precisas. Si con posterioridad a estos hechos se produce una solicitud de anulación del cambio, se entenderá como una reposición, siendo por cuenta del comercializador, tanto el coste de reposición, como el de la energía y de la tarifa de acceso, hasta que se produzca la activación a la situación anterior al cambio. Todo ello sin perjuicio de las cláusulas previstas en el contrato entre el comercializador y el consumidor.

Artículo 5. *Rescisión o finalización de contratos de adquisición de energía en baja tensión.*

Salvo en los casos en que la causa de rescisión de un contrato sea el impago de las facturaciones por parte del consumidor, en cuyo caso se estará a lo dispuesto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, cuando se rescindiera un contrato de adquisición de energía en baja tensión entre un consumidor y un comercializador antes de la fecha de expiración del mismo, o finalizara la duración del contrato, el comercializador lo deberá notificar al consumidor y al distribuidor.

En dicha notificación enviada al consumidor y al distribuidor, se señalará que, salvo que el consumidor acredite disponer de un contrato de adquisición de energía con otro comercializador o solicite al distribuidor el paso a tarifa de suministro, el distribuidor procederá a facturar al consumidor a la tarifa de suministro correspondiente transcurridos quince días hábiles desde la fecha de la notificación. Esta remisión se deberá efectuar por correo certificado o cualquier otro medio que garantice fehacientemente la comunicación. La empresa distribuidora procederá a facturar al consumidor de acuerdo con lo anterior a partir del plazo anteriormente citado, salvo que en los quince días de preaviso, el comercializador indicase lo contrario o el consumidor acreditase un nuevo contrato de adquisición de energía con un comercializador o hubiese suscrito un contrato a tarifa de suministro.

Cuando el comercializador de energía eléctrica no hubiera comunicado al consumidor y a la empresa distribuidora la rescisión del contrato de adquisición de energía, la empresa distribuidora quedará exonerada de cualquier responsabilidad sobre la energía entregada al consumidor, que será a cargo del comercializador.

Los servicios adicionales que hayan sido contratados por el consumidor junto con el suministro de electricidad de electricidad deberán ser rescindidos a la vez que el suministro de electricidad, salvo que el consumidor indique expresamente lo contrario en el momento de la finalización del contrato.

[. . .]

Disposición adicional segunda. *Rescisión anticipada de contratos de adquisición de energía.*

Cuando se rescindiera un contrato de adquisición de energía en baja tensión entre un consumidor y un comercializador antes de la fecha de expiración del mismo, se estará a lo dispuesto en el artículo 5 del presente Real Decreto, no siendo de aplicación lo establecido con carácter general a estos efectos en el artículo 86.2 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, excepto, en los casos en que la causa de rescisión del contrato sea el impago de las facturaciones por parte del consumidor.

Disposición adicional tercera. *Tratamiento del comercializador como sustituto del consumidor en los contratos de suministro en alta tensión.*

En los contratos de suministro eléctrico en alta tensión, cuando el consumidor opte por contratar la energía y el acceso a las redes a través de un comercializador que actúa como sustituto del consumidor, el distribuidor podrá exigir el poder suficiente otorgado por el consumidor a favor del comercializador. En este caso la posición del comercializador en el contrato de acceso suscrito será a todos los efectos el del consumidor correspondiente.

[. . .]

§ 112

Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 122, de 23 de mayo de 2011
Última modificación: 6 de octubre de 2018
Referencia: BOE-A-2011-8910

Norma derogada excepto sus disposiciones adicionales, transitorias y finales, con efectos de 7 de octubre de 2018, por la disposición derogatoria única del Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre. Ref. BOE-A-2018-13593

El Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, en su artículo 23, reforma la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para incluir en el marco normativo de dicho sector un nuevo sujeto, los gestores de cargas del sistema, que prestarán servicios de recarga de electricidad, necesarios para un rápido desarrollo del vehículo eléctrico como producto industrial que aúna las características de tecnológicamente innovador, capaz de generar un nuevo sector de actividad con potencial de crecimiento e instrumento de ahorro y eficiencia energética y medioambiental.

Por otra parte, en su artículo 24, el citado Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, con el objetivo de promover el ahorro y la eficiencia energética y optimizar el uso del sistema eléctrico, establece que la Administración adoptará programas específicos para impulsar la eficiencia en la demanda de electricidad para vehículos eléctricos.

En el apartado 3 de dicho artículo 24, se establece que los gestores de cargas del sistema tendrán las obligaciones y los derechos regulados en el título VIII de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que les sean de aplicación en relación con la reventa de energía eléctrica y para su almacenamiento, en la forma en que reglamentariamente se establezca para una mejor gestión del sistema, conforme al artículo 9.h) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

La finalidad es la implantación del vehículo eléctrico, dado la novedad que supone y la importancia que tiene desde el punto de vista medioambiental y del propio sistema eléctrico.

Por consiguiente, mediante este real decreto se define la actividad de los gestores de cargas del sistema consistente en la realización de servicios de recarga energética para vehículos eléctricos y se concretan y desarrollan los derechos y obligaciones de los gestores de cargas del sistema. Asimismo, se regula el procedimiento y los requisitos necesarios para el ejercicio de esta actividad, teniendo en cuenta que este nuevo sujeto tiene dos vertientes:

es un consumidor, pero a la vez tiene carácter mercantil y suministra a cliente final, por lo que se asemeja a la figura del comercializador.

Destaca la contribución de esta nueva figura al impulso del vehículo eléctrico y por tanto a la eficiencia del sistema energético, a la reducción de las emisiones de CO_2 y a la reducción de la dependencia energética del petróleo. Asimismo, contribuirá a facilitar la integración de la generación en régimen especial o de sistemas que almacenen energía eléctrica para una mejor gestión del sistema eléctrico.

Por otro lado, el Gobierno presentó el 6 de abril de 2010 la Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico, con el horizonte 2014, y el Plan de Acción 2010-2012, que contiene diferentes medidas entre las que figura, dentro del apartado de Infraestructura y gestión de demanda, la creación de una tarifa supervalle. En línea con lo anterior, en el presente real decreto se crean los peajes de acceso para consumidores de baja tensión con potencia contratada hasta 15 kW, tanto para los suministros a los que les resulta de aplicación el peaje 2.1A o 2.1DHA como para aquellos acogidos al peaje de acceso 2.0A o 2.0DHA.

Por ello, se hace necesario establecer una nueva modalidad de discriminación horaria que contemple este periodo en los peajes de acceso regulados en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en la Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial y en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

Como consecuencia de esta nueva modalidad de tarifa, que hasta 10 kW se aplica a los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso (TUR), es necesario incluir esta modalidad en la propia TUR y, por tanto, adaptar su procedimiento de cálculo modificando en estos términos la citada Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio.

De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, el presente real decreto ha sido sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía, quien para la elaboración de su informe ha tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad, a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia al sector y consultas a las comunidades autónomas.

Finalmente, el proyecto ha sido sometido a examen de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, en su reunión del día 23 de septiembre de 2010.

Esta regulación tiene carácter de normativa básica y se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente. La utilización de una norma reglamentaria se justifica en el mandato del artículo 24.3 del Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril y por el propio contenido de la norma.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, con la aprobación previa del Vicepresidente Tercero del Gobierno y Ministro de Política Territorial y Administración Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 6 de mayo 2011.

DISPONGO:

Artículo 1. *Objeto.*

1. Constituye el objeto de este real decreto la regulación de los gestores de cargas del sistema como sujetos que desarrollan la actividad destinada al suministro de energía eléctrica para la recarga de los vehículos eléctricos, de conformidad con lo previsto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

2. Los gestores de cargas del sistema son aquellas sociedades mercantiles de servicios de recarga energética definidas en el artículo 9.h) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre,

del Sector Eléctrico, que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética para vehículos eléctricos.

3. A los efectos de este real decreto se entenderá por:

a) "vehículo eléctrico", vehículo de motor equipado de un grupo de propulsión con al menos un mecanismo eléctrico no periférico que funciona como convertidor de energía y está dotado de un sistema de almacenamiento de energía recargable, que puede recargarse desde el exterior.

b) "punto de recarga": un interfaz para la recarga de un solo vehículo a la vez o para el intercambio de una batería de un solo vehículo eléctrico a la vez.

Artículo 2. *Derechos y obligaciones de las empresas gestoras de cargas del sistema.*

1. Además de lo previsto en el artículo 48.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, las empresas gestoras de cargas del sistema tienen los siguientes derechos en relación a la actividad de reventa de energía eléctrica:

a) Actuar como agentes del mercado en el mercado de producción de electricidad.

b) Acceder a las redes de transporte y distribución en los términos previstos en la normativa.

c) Facturar y cobrar la energía entregada en la reventa para servicios de recarga energética para vehículos eléctricos.

2. Son obligaciones de las empresas gestoras de cargas del sistema, en relación a la actividad de reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética para vehículos eléctricos, las siguientes:

a) Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones.

b) Contratar y abonar el peaje de acceso correspondiente a la empresa distribuidora para cada uno de los puntos de conexión a las redes con destino al consumo de energía eléctrica para su propio uso y para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética para vehículos eléctricos que realice.

c) Prestar, en su caso, las garantías que reglamentariamente correspondan por el peaje de acceso.

d) Informar a sus clientes acerca del origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas, sin perjuicio de lo dispuesto en la normativa autonómica.

e) Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración y los programas específicos para impulsar la eficiencia en la demanda de electricidad para vehículos eléctricos, con el objetivo de promover el ahorro y la eficiencia energética y optimizar el uso del sistema eléctrico, en virtud de lo previsto en el artículo 49 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que tendrán en todo caso en cuenta el tamaño de las instalaciones de recarga energética para vehículos en las que se desarrolle la actividad.

f) Procurar un uso racional de la energía.

g) Tomar las medidas adecuadas de protección del consumidor de acuerdo con lo establecido reglamentariamente, sin perjuicio de lo dispuesto en la normativa autonómica.

h) Comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y, en su caso, al órgano competente autonómico que hubiese recibido la comunicación previa, la información que se determine sobre peajes de acceso, precios, consumos, facturaciones y condiciones de venta aplicables a los consumidores, distribución de consumidores y volumen correspondiente por categorías de consumo, así como cualquier información relacionada con la actividad que desarrollen dentro del sector eléctrico.

Asimismo, deberán remitir la información establecida en el apartado 1 del anexo II del presente real decreto con la periodicidad y en los términos que se especifican en el apartado 2 del mismo. En todo caso, se remitirá la información separada del punto frontera y de cada uno de los puntos de recarga.

En cualquier caso, deberán suministrar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Administración la información que se determine.

i) Preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones públicas.

j) Realizar la comunicación de inicio de actividad, de acuerdo con lo establecido en el artículo 4 del presente real decreto.

Mantenerse en el cumplimiento de las condiciones de capacidad legal, técnica y económica que se determinen para actuar como gestoras de cargas del sistema. Además, para poder adquirir energía eléctrica con el fin de suministrar a sus clientes, deberán presentar las garantías que resulten exigibles conforme se establece en los requisitos que se exigen en el artículo 4.

k) Contar, en cada una de las instalaciones en que se desarrolle la actividad, con instalaciones eléctricas que permitan efectuar la recarga energética para vehículos eléctricos y que reúnan las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias, habiendo obtenido las autorizaciones que, en su caso, se requieran.

Además, deberán contar con la instalación y equipos de medida y control necesarios en el punto de conexión a la red de distribución para la correcta facturación de los peajes de acceso. Para la realización de la actividad de recarga, los equipos de medida de los puntos de recarga deberán cumplir con los requisitos y condiciones que se establezcan.

l) Para las instalaciones con potencia contratada superior a 5 MW, y en los sistemas eléctricos no peninsulares superior a 0,5 MW, estar adscritos a un centro de control que les permita recibir consignas del Gestor de la Red cuando se les requiera para participar en servicios de gestión activa de la demanda.

Artículo 3. *Comunicación de inicio de la actividad de gestor de cargas del sistema.*

1. La comunicación de inicio de la actividad de gestor de cargas del sistema, que especificará el ámbito territorial en que se vaya a desarrollar la actividad, se realizará según el modelo que figura en el apartado 1 del anexo I. El interesado dirigirá la comunicación a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y la acompañará de la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica para el ejercicio de la actividad que se establecen en el artículo siguiente, de acuerdo con el modelo del apartado 2 del anexo I del presente real decreto.

Sin embargo, cuando la actividad se vaya a desarrollar exclusivamente en el ámbito territorial de una sola comunidad autónoma, deberá dirigir dicha comunicación, acompañada de la declaración responsable y restante documentación que presente, de acuerdo a lo dispuesto en el párrafo anterior, al órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma correspondiente, quien, en el plazo máximo de un mes, dará traslado de todo ello a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

2. En todo caso, la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá solicitar al interesado la documentación necesaria para acreditar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa por parte de la sociedad.

3. Cualquier hecho que suponga la modificación de alguno de los datos incluidos en la comunicación de inicio de actividad o en la declaración responsable originaria, deberá ser comunicado por el interesado en el plazo máximo de un mes a partir del momento en que se produzca, adjuntando la correspondiente declaración responsable.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas dará traslado de las comunicaciones recibidas a la Comisión Nacional de Energía, quien, en su sede electrónica, publicará y mantendrá actualizado con una periodicidad al menos mensual, un listado que incluya a todos los gestores de cargas del sistema y las instalaciones de cada uno de ellos. Asimismo, la citada Comisión comunicará a las Comunidades Autónomas el listado de instalaciones existentes en su ámbito territorial que correspondan a cada uno de los gestores de carga.

5. De acuerdo con lo previsto en el artículo 27.6 de la Ley 11/2007, de 22 de junio, de acceso electrónico de los ciudadanos a los servicios públicos, las comunicaciones de los interesados con la Dirección General de Política Energética y Minas y entre ésta Dirección

General y la Comisión Nacional de Energía se realizarán exclusivamente por vía electrónica, con certificado electrónico, en los registros electrónicos del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y de la Comisión Nacional de Energía, según corresponda.

A estos efectos, los citados anexos con los modelos correspondientes de comunicación previa y de declaración responsable estarán disponibles para su cumplimentación y envío por vía electrónica en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

De acuerdo con el artículo 32.3 del Real Decreto 1671/2009, de 6 de noviembre, por el que se desarrolla parcialmente la citada Ley 11/2007, de 22 de junio, si no se utilizasen medios electrónicos para realizar las referidas comunicaciones, la Dirección General de Política Energética y Minas requerirá la correspondiente subsanación, advirtiendo que, de no ser atendido el requerimiento, la presentación carecerá de validez o eficacia.

6. Los gestores de cargas del sistema podrán iniciar la actividad en cada una de las instalaciones incluidas en su comunicación de inicio de actividad en las que cumplan con las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias y cuenten, en su caso, con las autorizaciones pertinentes, a partir de la fecha de presentación de la citada comunicación de inicio, conforme se establece en el apartado 1.

Artículo 4. *Requisitos necesarios para realizar la actividad de gestor de cargas del sistema.*

1. Para desarrollar la actividad de gestor de cargas del sistema las empresas deberán cumplir los requisitos de capacidad legal, técnica y económica, en los términos siguientes:

a) Para acreditar su capacidad legal, las empresas que realicen la actividad de gestor de cargas del sistema deberán ser sociedades mercantiles debidamente inscritas en el registro correspondiente o equivalente en su país de origen, en cuyo objeto social se acredite su capacidad para vender y comprar energía eléctrica sin que existan limitaciones o reservas al ejercicio de dicha actividad.

Asimismo, aquellas empresas con sede en España deberán acreditar en sus estatutos el cumplimiento de las exigencias de separación de actividades y de cuentas establecidas en los artículos 14 y 20 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. En el caso de empresas de otros países, la acreditación de cumplimiento de los requisitos de separación de actividades y cuentas se entenderá referida a las actividades que desarrollen en el ámbito del sistema eléctrico español.

b) Las empresas que tengan por objeto realizar la actividad de gestor de cargas del sistema para acreditar su capacidad técnica deberán:

Cumplir en cada una de las instalaciones en las que realice la actividad las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias y contar, en su caso, con las autorizaciones que sean necesarias, que permitan efectuar la recarga energética para vehículos eléctricos.

Tener suscrito un contrato de peaje de acceso con la empresa distribuidora por cada punto de conexión o, en su caso, por cada una de las instalaciones en las que, además de consumir para su propio uso, quiera actuar como gestor de cargas realizando la actividad de reventa de energía eléctrica para recarga de vehículos eléctricos.

Además, cuando los gestores de cargas vayan a adquirir la energía directamente en el mercado de producción, para acreditar su capacidad técnica deberán cumplir los requisitos exigidos a los sujetos compradores en el mercado de producción de energía eléctrica conforme a los Procedimientos de Operación Técnica y, en su caso, las Reglas de Funcionamiento y Liquidación del mercado de producción, respectivamente.

c) Para acreditar la capacidad económica, las empresas que quieran ejercer la actividad de gestor de cargas del sistema deberán presentar, por cada una de las instalaciones en las que realice la actividad, el depósito de garantía correspondiente a la contratación del peaje de acceso con la empresa distribuidora que, en su caso, resulte exigible conforme lo establecido en el artículo 79.7 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Además, cuando los gestores de cargas vayan a adquirir la energía directamente en el mercado de producción, para acreditar su capacidad económica deberán presentar ante el Operador del Sistema y ante el Operador del Mercado las garantías que resulten exigibles para la adquisición de energía en el mercado de producción de electricidad en los Procedimientos de Operación

Técnica y en las correspondientes Reglas de Funcionamiento y Liquidación del Mercado, respectivamente.

2. El interesado deberá cumplir los requisitos establecidos en los apartados anteriores antes de realizar su comunicación de inicio de actividad..

Artículo 5. *Contrato de los peajes de acceso.*

1. Las condiciones generales de los contratos de acceso que los gestores de carga del sistema deben realizar con la empresa distribuidora para cada uno de los puntos de conexión a las redes serán las establecidas en el artículo 4 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, con la particularidad de que podrá destinarse conjuntamente al acceso de la energía eléctrica para su propio uso y para la reventa de energía eléctrica destinada a los servicios de recarga energética a vehículos eléctricos que realice en la ubicación del punto de suministro, siendo el único responsable frente al distribuidor del contrato, quedando exceptuada dicha reventa de la limitación establecida en el artículo 79.3 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

2. La contratación y abono de los peajes de acceso se realizará por los gestores de cargas del sistema para cada uno de los puntos de conexión a las redes citados en el apartado anterior, con independencia de que se trate de una única instalación, salvo que la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio haya autorizado la agrupación de puntos de conexión de acuerdo con la normativa tarifaria vigente.

A estos efectos se considerará una instalación aquella en que su titular sea la misma sociedad gestora mercantil, los centros o unidades que constituyan la instalación estén unidos por líneas eléctricas propias y la energía eléctrica se destine a su propio uso y a la reventa de energía eléctrica destinada a los servicios de recarga energética.

3. La instalación y los equipos de medida y control instalados en los puntos frontera con la red de distribución o transporte habrán de cumplir los requisitos establecidos en la normativa de aplicación, garantizando el suministro de los datos requeridos para la correcta facturación de los peajes de acceso.

Además de lo anterior, los gestores de cargas registrarán en cada una de sus instalaciones los consumos destinados a la recarga de vehículos de forma diferenciada a los consumos para su propio uso cuando estos se produzcan. Los puntos de recarga dispondrán de contadores que midan la energía destinada a este uso, con una discriminación de al menos tres periodos, para el adecuado seguimiento del desarrollo de la actividad por parte de las administraciones competentes. Estos equipos de medida no formarán parte del sistema de medidas y por lo tanto no les será de aplicación lo contemplado en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Artículo 6. *Imposibilidad de continuar en el ejercicio de la actividad de gestor de cargas del sistema.*

1. Transcurridos tres años desde la comunicación de inicio de la actividad de gestor de cargas del sistema, si durante un periodo continuado de un año la empresa no hubiera hecho uso efectivo y real de la misma ejerciendo la actividad y, por tanto, no hubiera revendido energía eléctrica para recarga de vehículos eléctricos, o si tal uso hubiera sido suspendido durante un plazo ininterrumpido de un año, el operador del sistema y, en su caso, el Operador del Mercado deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y en su caso, al órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma correspondiente, tales circunstancias, que determinarán la prohibición de continuar en el ejercicio de la actividad de gestor de cargas del sistema.

Asimismo determinará la prohibición de continuar en el ejercicio de la actividad de gestor de cargas del sistema el incumplimiento por la empresa de alguna de las obligaciones

establecidas en los párrafos a), b), f), h), j), y l) del artículo 2.2 del presente real decreto, o el incumplimiento en los plazos que se establezcan de otras obligaciones de pago frente al sistema eléctrico.

2. El incumplimiento por parte de los gestores de carga de alguna de las restantes obligaciones establecidas en el artículo 2.2 determinará la imposibilidad de continuar en el ejercicio de dicha actividad en la instalación o instalaciones en que se produzcan dichos incumplimientos de manera temporal hasta que se acredite la subsanación de los mismos.

Respecto de las restantes instalaciones en que, en su caso, también desarrolle su actividad el gestor de cargas y en las que no se hayan producido los referidos incumplimientos, éste podrá seguir ostentando la condición de gestor de cargas del sistema y desarrollando su actividad de reventa de energía eléctrica para los servicios de recarga energética de dichas instalaciones.

3. La Comunidad Autónoma comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas el incumplimiento de cualquiera de las obligaciones establecidas en el artículo 2.2 del presente real decreto por parte de los gestores de cargas que desarrollen su actividad en instalaciones ubicadas en su ámbito territorial. En estos casos, se estará a lo dispuesto en los apartados 1 y 2 del presente artículo según corresponda al incumplimiento que se produzca.

4. De producirse las circunstancias previstas en el apartado 1 anterior, la Dirección General de Política Energética y Minas dará audiencia a la empresa interesada y resolverá sobre la imposibilidad de continuar en el ejercicio de la actividad de gestor de cargas, notificándoselo a la interesada, al órgano competente autonómico que hubiese recibido la comunicación previa en el supuesto del segundo párrafo del artículo 3.1 y a la Comisión Nacional de Energía, quien en su caso procederá a dar de baja a la empresa en el listado de gestores de carga del sistema, y a comunicar este hecho a todas las Comunidades Autónomas que, en su caso, se vean afectadas.

5. La tramitación de los procedimientos contemplados en los apartados 1, 2 y 3 del presente artículo se realizará según lo establecido en el artículo 7.2 del presente real decreto en lo que se refiere a duración, plazos e interposición de recurso.

6. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las sanciones que puedan derivarse de acuerdo con lo establecido en el título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Artículo 7. *Inspección y seguimiento a los gestores de cargas del sistema.*

1. La Comisión Nacional de Energía efectuará las tareas de inspección y seguimiento a los gestores de cargas del sistema para verificar el cumplimiento de todos los requisitos y las obligaciones descritas en el presente real decreto.

2. En caso de que, como resultado de las inspecciones, se detectara que una empresa que desarrolla la actividad de gestor de cargas del sistema incumple los requisitos o las obligaciones establecidas para el ejercicio de la actividad, la Comisión Nacional de Energía remitirá los resultados de las inspecciones realizadas a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, acompañadas del acta correspondiente en la que se hagan constar los hechos observados.

En tales supuestos, la Dirección General de Política Energética y Minas, previa audiencia de la empresa, resolverá sobre el incumplimiento y, en su caso, declarará la imposibilidad de continuar el ejercicio de la actividad de gestor de cargas del sistema, notificando su resolución a la interesada, a la Comisión Nacional de Energía, quien en su caso procederá a dar de baja a la empresa en el correspondiente listado, y al órgano competente autonómico que hubiese recibido la comunicación previa en el supuesto del segundo párrafo del artículo 3.1.

El plazo para resolver y notificar la resolución a que se hace referencia en el párrafo anterior será de tres meses contados desde la fecha en que la Dirección General de Política Energética y Minas acuerde la iniciación de este procedimiento. Transcurrido dicho plazo sin que se haya notificado resolución expresa se estará a lo dispuesto en el artículo 44 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Contra dicha resolución, que no agota la vía administrativa, cabrá interponer recurso de alzada ante la Secretaría de Estado de Energía con arreglo a lo previsto en los artículos 114 y 115 de la referida Ley de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Lo anterior, se entenderá sin perjuicio de las sanciones que puedan derivarse de acuerdo con lo establecido en el título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

3. En caso de que, como resultado de las inspecciones, se detectaran incumplimientos de las obligaciones establecidas en el artículo 2.2 del presente real decreto que sean de competencia autonómica, la citada Comisión lo pondrá en conocimiento de las Comunidades Autónomas en cuyo territorio se ubiquen las instalaciones afectadas, y se estará a lo dispuesto en el artículo 6.3 del presente real decreto.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado anterior, la Comisión Nacional de Energía remitirá anualmente un informe a la Secretaria de Estado de Energía. En dicho informe se recogerán los resultados de las actuaciones de inspección y seguimiento de las que hayan sido objeto los gestores de cargas del sistema.

Disposición adicional primera. *Peaje de acceso supervalle de aplicación a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada mayor de 10 kW y menor o igual a 15 kW.*

1. Se crea el peaje de acceso 2.1DHS de aplicación a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada mayor de 10 kW y menor o igual a 15 kW que diferencia tres periodos tarifarios, periodo 1, periodo 2 y periodo 3 (supervalle).

La duración de cada período será la que se detalla a continuación:

Períodos tarifarios	Duración
P1	10 horas/día
P2	8 horas/día
P3	6 horas/día

Se considerarán como horas del periodo tarifario 1, 2 y 3 (supervalle) en todas las zonas del sistema peninsular y en los sistemas insulares y extrapeninsulares, las siguientes:

Invierno y Verano		
P1	P2	P3
13-23	0-1 7-13 23-24	1-7

2. Las condiciones de aplicación y la determinación de los componentes de la facturación del peaje definido en los apartados anteriores serán los fijados para el peaje 2.1A en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, según lo dispuesto en la Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial.

El precio del término de potencia y, en su caso, el precio del término de facturación de energía reactiva del peaje 2.1 DHS serán iguales a los correspondientes al peaje 2.1A.

3. En esta modalidad con discriminación horaria se aplicarán precios diferenciados para la energía consumida en cada uno de los periodos tarifarios.

En cualquier caso, para estos suministros la potencia a contratar será la máxima potencia prevista a demandar considerando todas las horas de los periodos tarifarios 1, 2 y 3.

Disposición adicional segunda. *Revisión de los periodos horarios en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares del peaje de acceso supervalle y perfil de consumo del peaje 2.1 DHS y de la tarifa de último recurso con discriminación horaria supervalle.*

1. Sin perjuicio de lo previsto en la disposición adicional primera, en el plazo de un mes desde la entrada en vigor del presente real decreto, Red Eléctrica de España, S.A., como Operador del Sistema en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE), remitirá al Ministerio de Industria Turismo y Comercio una propuesta de los periodos horarios a aplicar al peaje de acceso supervalle en cada uno de estos sistemas adaptados a las curvas de demanda registradas en los últimos años en cada uno de ellos.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a la vista de dicha propuesta, aprobará y publicará las adaptaciones necesarias de los periodos aplicables en los SEIE.

2. En el plazo de un mes desde la entrada en vigor del presente real decreto, Red Eléctrica de España, S.A., remitirá a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, una propuesta de perfiles de consumo para 2011 del peaje de acceso supervalle y de la tarifa de último recurso con discriminación horaria supervalle que resultarían de aplicación a efectos de liquidación de la energía de aquellos puntos de suministro de clientes que, de acuerdo con la normativa aplicable, no tengan la obligación de disponer de registro de consumo horario en sus equipos de medida.

Asimismo, a efectos de aplicación de la metodología de cálculo del coste estimado de la energía en 2011 correspondiente a la tarifa de último recurso con discriminación horaria supervalle regulado en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, la propuesta incluirá el perfil estimado de consumo correspondiente a dicha tarifa de último recurso del año 2010.

Disposición adicional tercera. *Clientes sin derecho a tarifa de último recurso que estén siendo suministrados por comercializadores de último recurso.*

1. Los distribuidores proporcionarán, con periodicidad mensual, a la Oficina de Cambios de Suministrador, el listado de los puntos de suministro que corresponden a clientes sin derecho a tarifa de último recurso que estén siendo suministrados por comercializadores de último recurso, para que dicha información sea accesible a todos los comercializadores, con el fin de facilitar la realización de ofertas a dichos clientes a precio libremente negociado.

2. El listado anterior deberá incluir la información correspondiente, en un apartado específico, a los puntos de suministro que hayan sido transferidos por los comercializadores de último recurso a un comercializador libre o estén siendo suministrados a precio libre por el propio comercializador de último recurso.

3. Aquellos a quienes se refiera dicha información tendrán derecho de acceso a sus datos contenidos en la base de forma gratuita y, además, podrán prohibir por escrito a la Oficina de Cambios de Suministrador la difusión de los datos que señalen expresamente. En este caso la manifestación escrita del consumidor deberá constar expresamente en la base de datos, correspondiendo a la Oficina de Cambios de Suministrador custodiar una copia de dicha solicitud.

No obstante lo anterior, en el caso de que el cliente esté en situación de impago no podrá prohibir la difusión de su CUP y de la información de dicha situación.

Disposición adicional cuarta. *Precios de los términos de energía activa.*

La orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio que realice la primera revisión de peajes de acceso a partir de la entrada en vigor del presente real decreto, fijará los precios de los términos de energía activa a aplicar en cada periodo horario de los peajes de acceso supervalle que se establecen por la disposición adicional primera de este real decreto y en el artículo 17 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio.

Disposición transitoria primera. *Inicio de la aplicación del peaje de acceso supervalle y la TUR con discriminación horaria supervalle.*

Lo establecido en la disposición adicional primera y en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, en cuanto es objeto de modificación por este real decreto, será de aplicación a partir de la primera revisión de peajes que se apruebe tras la entrada en vigor del mismo.

Disposición transitoria segunda. *Aplicación de la vía electrónica obligatoria.*

1. Por la Subdirección General de Tecnologías de la Información y de las Comunicaciones del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y por el órgano equivalente de la Comisión Nacional de Energía se implementarán los procedimientos electrónicos a que se refiere el artículo 3.5 de este Real Decreto, en el plazo de tres meses desde su entrada en vigor.

2. Hasta que no estén operativos dichos procedimientos electrónicos, las comunicaciones se presentarán y realizarán en soporte papel, sin perjuicio de que los modelos que figuran en los anexos de este Real Decreto se puedan descargar de la sede electrónica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en este real decreto.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.*

Se modifica la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, como sigue:

Uno. Se modifica el artículo 6, que queda redactado del siguiente modo:

«Artículo 6. *Definición de las tarifas de último recurso.*

1. Las tarifas de último recurso serán de aplicación a los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW, que contraten el suministro con un comercializador de último recurso.

Existirá un único tipo de tarifas de último recurso denominado Tarifa TUR que se aplicará a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

2. Opcionalmente, los consumidores acogidos a esta tarifa que dispongan del equipo de medida adecuado, podrán acogerse a las siguientes modalidades con discriminación horaria:

a) Discriminación horaria que diferencia dos periodos tarifarios al día, periodo 1 y periodo 2.

La duración de cada período será la que se detalla a continuación:

Períodos tarifarios	Duración
P1	10 horas/día
P2	14 horas/día

Se considerarán como horas del periodo tarifario 1 y 2 en todas las zonas las siguientes:

Invierno		Verano	
P1	P2	P1	P2
12-22	0-12 22-24	13-23	0-13 23-24

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

b) Discriminación horaria supervalle, que diferencia tres periodos tarifarios al día, periodo 1, periodo 2 y periodo 3 (supervalle).

La duración de cada período será la que se detalla a continuación:

Períodos tarifarios	Duración
P1	10 horas/día
P2	8 horas/día
P3	6 horas/día

Se considerarán como horas del periodo tarifario 1, 2 y 3 (supervalle) en todas las zonas las siguientes:

Invierno y Verano		
P1	P2	P3
13-23	0-1 7-13 23-24	1-7»

Dos. Se modifica el apartado 3 del artículo 8, que queda redactado de la manera siguiente:

«3. El término de energía de la tarifa de último recurso será igual a la suma del término de energía de la correspondiente tarifa de acceso y el coste estimado de la energía, calculados de acuerdo con el contenido de la presente orden, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$TEU_p = TEA_p + CE_p$$

Siendo:

p Subíndice que identifica el período tarifario. Tomará los siguientes valores:

0, para tarifas de último recurso sin discriminación horaria.
1, para el periodo 1 que se define en el artículo 6.
2, para el periodo 2 según se define para cada caso en el artículo 6.
3, para el periodo 3 (supervalle) que se define en el artículo 6.

TEU_p Término de energía de la tarifa de último recurso en el periodo tarifario p, según corresponda.

TEA_p Término de energía de la tarifa de acceso en el periodo tarifario p, según corresponda.

CE_p Coste estimado de la energía suministrada en el período p, medida en el contador del consumidor».

Tres. El primer párrafo del apartado 1 del artículo 9 queda redactado como a continuación se indica:

«1. El coste estimado de la energía se calculará para cada trimestre y periodo tarifario de las tarifas de último recurso definidas en el artículo 6, de acuerdo con la siguiente fórmula:»

Cuatro. El tenor del apartado 2 del artículo 17 queda como a continuación se transcribe:

«2. Opcionalmente, los consumidores que dispongan del equipo de medida adecuado, podrán acogerse a la modalidad con discriminación horaria (2.0 DHA) que diferencie dos periodos tarifarios al día, periodo 1 y periodo 2, o a la modalidad con discriminación horaria supervalle (2.0 DHS) con tres periodos tarifarios al día, periodo 1, periodo 2 y periodo 3. La duración de cada período así como las horas concretas de aplicación serán las establecidas para las tarifas de último recurso correspondientes que se definen en el artículo 6 de esta orden».

Cinco. El apartado 2 del artículo 19 queda redactado como sigue:

«2. Término de facturación de energía activa: El término de facturación de energía activa se calculará, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FEA_p = \sum_p (TEA_p \times E_p)$$

Donde:

E_p = Energía consumida en el período tarifario p expresada en kWh.

TEA_p = Precio del término de energía del peaje en el periodo tarifario p, expresado en Euros/kWh.»

Seis. Se añade un apartado 6 al artículo 19 con la siguiente redacción:

«6. El precio del término de potencia y, en su caso, el precio del término de facturación de energía reactiva del peaje 2.0 DHS serán iguales a los correspondientes al peaje 2.0A.»

Disposición final segunda. *Título competencial.*

El presente real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13ª y 25ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final tercera. *Autorización para modificaciones normativas.*

Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para modificar por orden el contenido de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, en aquello que es objeto de modificación por este real decreto.

Disposición final cuarta. *Desarrollo normativo.*

Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para dictar, en el ámbito de sus competencias, las disposiciones de desarrollo que resulten indispensables para asegurar la adecuada aplicación de este real decreto.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

1. Modelo de comunicación de inicio de actividad de gestor de cargas del sistema eléctrico

COMUNICACIÓN DE INICIO DE ACTIVIDAD

D./D.ª……,
mayor de edad, con documento nacional de identidad número ……..., en

nombre y representación de ……, con NIF ……..…, domicilio social en ……..……. ……y domicilio a efectos de notificaciones en …… ……..

En plena posesión de su capacidad jurídica y de obrar, comunica [a la Dirección General de Política Energética y Minas/al órgano competente de la Comunidad Autónoma] el inicio de la actividad de gestor de cargas del sistema eléctrico, que se desarrollará en el ámbito territorial de …… a cuyos efectos presenta declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos para el ejercicio de la misma.

En …… a …… de …… de.….

Firma.

2. Modelo de declaración responsable de gestor de cargas del sistema eléctrico

DECLARACIÓN RESPONSABLE

D./D.ª ……, mayor de edad, con documento nacional de identidad número ……, en nombre y representación de ……, con domicilio social en …….…… y NIF ……

Declaro bajo mi responsabilidad, a efectos de la comunicación de inicio de la actividad de gestor de cargas del sistema, que dicha sociedad cumple los requisitos necesarios para el ejercicio de la actividad, exigidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y su normativa de desarrollo y, en particular, los siguientes:

a) Ser sociedad mercantil debidamente inscrita en el registro correspondiente o equivalente en el país de origen, y contar con un objeto social que acredita la capacidad para vender y comprar energía eléctrica sin limitaciones o reservas al ejercicio de dicha actividad.

1.º En el caso de empresas con sede en España: el cumplimiento en los estatutos de las exigencias de separación de actividades y de cuentas establecidas en los artículos 14 y 20 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

2.º En el caso de empresas de otros países: el cumplimiento de los requisitos de separación de actividades y cuentas de las actividades desarrolladas en el ámbito del sistema eléctrico español.

b) Cumplir con los requisitos de capacidad técnica:

1.º Cumplir en cada una de las instalaciones en las que realice la actividad las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias y contar, en su caso, con las autorizaciones que sean necesarias, que permitan efectuar la recarga energética para vehículos eléctricos.

2.º En el caso de que la empresa no vaya a adquirir la energía directamente en el mercado de producción: tener suscrito un contrato de peaje de acceso con la empresa distribuidora por cada punto de conexión, o en su caso, por cada una de las instalaciones en las que, además de consumir para el propio uso, realice la actividad de reventa de energía eléctrica para vehículos eléctricos.

3.º En el caso de que la empresa vaya a adquirir la energía directamente en el mercado de producción: tener suscrito un contrato de peaje de acceso con la empresa distribuidora por cada punto de conexión, o en su caso, por cada una de las instalaciones en las que, además de consumir para el propio uso, realice la actividad de reventa de energía eléctrica para vehículos eléctricos y cumplir con los requisitos exigidos para los sujetos compradores en el mercado de producción de energía eléctrica conforme a los Procedimientos de

Operación Técnica y, en su caso, las Reglas de Funcionamiento y Liquidación del mercado de producción.

c) Cumplir con los requisitos de capacidad económica:

1.º En el caso de que la empresa no vaya a adquirir la energía directamente en el mercado de producción: haber presentado el depósito de garantía correspondiente a la contratación del peaje de acceso con la empresa distribuidora que, en su caso, resulte exigible conforme lo establecido en el artículo 79.7 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

2.º En el caso de que la empresa vaya a adquirir la energía directamente en el mercado de producción: haber presentado el depósito de garantía correspondiente a la contratación del peaje de acceso con la empresa distribuidora que, en su caso, resulte exigible conforme lo establecido en el artículo 79.7 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y haber presentado, ante el Operador del Sistema y ante el Operador del Mercado las garantías que resultan exigibles para la adquisición de energía en el mercado de producción de electricidad en los Procedimientos de Operación Técnica y en las correspondientes Reglas de Funcionamiento y Liquidación del Mercado, respectivamente.

Asimismo manifiesto que dispongo de la documentación que acredita el cumplimiento de los citados requisitos, y que me comprometo a mantenerlos durante el periodo de tiempo inherente al ejercicio de la actividad de gestor de cargas del sistema y a notificar los hechos que supongan una modificación de los mismos, asumiendo las consecuencias legalmente previstas, en particular en el artículo 71.bis de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, en caso de incumplimiento, inexactitud, falsedad u omisión.

En …… a …… de …… de.….

Firma.

ANEXO II

Información y datos a enviar por los gestores de cargas del sistema

1. Datos a enviar.

1.1 Datos de la sociedad:

Denominación o razón social:
Domicilio social:

Dirección:
Población:
Provincia:
Código postal:
Teléfono:
Fax y correo electrónico, en su caso:

Representantes legales:
NIF:
Fecha de constitución de la sociedad (1):
Ámbito geográfico en el que desarrolla la actividad:
Datos de las instalaciones en las que se va a desarrollar la actividad (según tabla):

Dirección	Población	Provincia	CC.AA.	N.º puntos de toma (o acometidas)	Nivel de tensión (punto de toma/acometida)	CUPS	Empresa distribuidora

1.2 Energía adquirida:

Energía adquirida en el mercado de producción (kWh):
Energía adquirida a instalaciones acogidas al régimen especial (kWh):
Energía adquirida a comercializadores (para cada comercializador que adquiera la energía):

Comercializador:
Energía adquirida (kWh):

Energía adquirida a productores en régimen ordinario (kWh):

1.3 Energía entregada en la reventa y energía consumida para su propio uso por instalación (según tabla):

Dirección	Población	Provincia	CC.AA.	N.º puntos De toma (o acometidas)	Nivel de tensión (punto de toma/acometida)	CUPS	Empresa distribuidora	Energía entregada reventa (kWh)	Energía consumida para su propio uso (kWh)

2. Requisitos y periodicidad de la información.

La información a que hace referencia el apartado anterior deberá estar debidamente acreditada mediante la firma de un representante legal de la sociedad.
La información del apartado 1.1 deberá remitirse cuando se realice la comunicación de inicio de actividad y cuando se produzca algún cambio de los datos que figuran en el mismo.
Anualmente, se enviarán los datos que figuran en los apartados 1.2, y 1.3 durante el primer trimestre del año siguiente al que se produzcan.

§ 113

Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 12, de 14 de enero de 2013
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2013-385

La normativa actualmente en vigor en relación con la actividad de comercialización y el suministro de energía eléctrica se encuentra recogida en el Título VIII de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, siendo su principal desarrollo normativo el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Este desarrollo reglamentario se complementa con lo dispuesto en el Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión, el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Uno de los aspectos relativos al suministro, es el de la medida y facturación de los consumos de energía eléctrica. El Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología, establece en su disposición adicional séptima, sobre «Periodicidad de la facturación y lectura de las tarifas domésticas», que «La facturación de las tarifas de suministro de energía eléctrica social y domesticas (hasta 10 kW de potencia contratada) a partir del 1 de noviembre de 2008 se efectuará por la empresa distribuidora mensualmente llevándose a cabo con base en la lectura bimestral de los equipos de medida instalados al efecto.»

A estas normas hay que añadir el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica y la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

El citado Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, establece que, a partir del 1 de julio de 2009, sólo podrán acogerse a tarifas de último recurso los consumidores de energía eléctrica conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW. Asimismo, en la disposición adicional decimocuarta de dicho real decreto se faculta a la Dirección

General de Política Energética y Minas a determinar la forma de estimar los consumos cuando estos no se correspondan con lecturas reales.

En desarrollo de lo anterior, la Resolución de 14 de mayo de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, establece el procedimiento de facturación con estimación del consumo de energía eléctrica y su regularización con lecturas reales, que resulta actualmente de aplicación a los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso.

Teniendo en cuenta el tiempo transcurrido desde la publicación de las normas citadas, y la experiencia adquirida en la materia, deben revisarse los aspectos relativos a la aplicación de la facturación mensual en puntos de suministro hasta 10 kW de potencia contratada, aprobando para ello una regulación que sea adecuada a la nueva situación.

Asimismo, resulta necesario unificar las diferentes normas con el fin de eliminar posibles ineficiencias en su aplicación y, en definitiva, facilitar la actuación de todos los sujetos interesados.

Adicionalmente, se hace extensiva la aplicación de la norma a todos los puntos de suministro de energía eléctrica de hasta una potencia contratada de 15 kW. Esto se hace teniendo en cuenta que, inicialmente, en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, se definía la tarifa simple de baja tensión hasta 15 kW, admitiéndose para dicha tarifa la facturación bimestral. Posteriormente, en la disposición adicional séptima del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, se limitó la facturación mensual a los suministros hasta 10 kW.

Asimismo, debe tenerse en cuenta la disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas de eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, relativa al Plan de sustitución de equipos de medida, que determina lo siguiente: «Todos los contadores de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW deberán ser sustituidos por nuevos equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de diciembre de 2018».

Por tanto, y con el fin de homogeneizar los aspectos relativos a la aplicación de la facturación bimestral, se incluye en el ámbito de aplicación del presente real decreto a los suministros en baja tensión y potencia contratada hasta 15 kW.

De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, el contenido del presente real decreto ha sido sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía, quien para la elaboración de su informe ha tomado en consideración las observaciones y comentarios del Consejo Consultivo de Electricidad, a través del cual se ha evacuado el trámite de audiencia al sector y consultas a las comunidades autónomas.

Finalmente, el proyecto ha sido sometido a examen de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, en su reunión del día 20 de diciembre de 2012.

Esta regulación tiene carácter de normativa básica y se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 28 de diciembre de 2012,

DISPONGO:

Artículo 1. *Ámbito de aplicación.*

Lo dispuesto en el presente real decreto será de aplicación a todos los suministros en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW.

Artículo 2. *Lectura y facturación de consumidores acogidos a la tarifa de último recurso.*

1. La facturación de los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso se efectuará por la empresa comercializadora de último recurso con base en lecturas reales.

La lectura de la energía será realizada por el encargado de lectura con una periodicidad bimestral y puesta a disposición de la empresa comercializadora de último recurso. En el

caso de suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, la lectura se realizará con una periodicidad mensual, poniéndose a disposición de la empresa comercializadora de último recurso para su facturación mensual al consumidor.

En aquellos suministros en los que el encargado de lectura no pueda acceder al equipo de medida para realizar la lectura, deberá dejar un aviso de imposible lectura en el que se indique un número de teléfono y una dirección web mediante la cual el usuario podrá facilitar la lectura de su equipo, así como el plazo para hacerlo. En el aviso de imposible lectura se especificará la información que deberá indicar el usuario para poder facilitar dicha lectura. En el caso de que el usuario no ponga a disposición del encargado de la lectura, la lectura de su equipo de medida en el plazo de dos meses desde el aviso de imposible lectura, el encargado de la lectura podrá estimar el consumo de dicho suministro en función del procedimiento recogido en la normativa vigente en cada momento.

En todo caso y sin perjuicio de la obligación del encargado de lectura de leer con carácter bimestral, o mensual, según corresponda, se realizará una regularización anual en base a lecturas reales y, en caso de que el consumidor no facilite las lecturas, dicha regularización anual podrá realizarse en base a estimaciones.

2. No obstante lo señalado en el apartado anterior, previo acuerdo expreso entre las partes, encargado de la lectura, comercializador y consumidor, y cuando tal circunstancia se haya notificado al consumidor y éste haya aceptado este método de facturación, se podrán realizar facturaciones mensuales.

La lectura de la energía será realizada por el encargado de lectura con una periodicidad bimestral y puesta a disposición de la empresa comercializadora de último recurso.

En los meses alternos en los que no haya lectura real, se facturará en función del procedimiento recogido en la normativa vigente en cada momento. Estas estimaciones serán realizadas por el encargado de lectura. En estas facturas se indicará «consumo estimado».

Previo acuerdo expreso entre las partes, podrá facturarse una cuota fija mensual proporcional a los consumos históricos y cuando no los haya con una estimación de horas de utilización diaria, previamente acordada, más el término de potencia. En todo caso, se producirá una regularización como mínimo anual y con base en lecturas reales.

A los sujetos acogidos al pago por domiciliación bancaria no podrá adeudárseles en cuenta cantidad alguna hasta transcurridos 7 días naturales desde la remisión de la factura.

3. La facturación de aquellos clientes sin derecho a suministro de último recurso que estén siendo suministrados de manera transitoria por una comercializadora de último recurso, se efectuará con carácter mensual o bimestral, siempre basada en lecturas reales, según sea la facturación del acceso a redes con arreglo a la normativa en vigor.

4. En aquellos casos en los que dentro de un mismo periodo de facturación haya regido más de un precio del peaje o tarifa, la facturación se realizará sobre la base de los consumos reales realizados que se distribuirán para ello proporcionalmente a los días en que hayan estado en vigor cada uno de los precios.

Artículo 3. *Lectura y facturación de consumidores que contratan su suministro a través de una comercializadora en mercado libre.*

1. La facturación del acceso a las redes se efectuará por el encargado de lectura según lo establecido en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica o norma que la sustituya.

La comercializadora que haya contratado en nombre del consumidor el acceso a redes, realizará al consumidor la facturación por el acceso a redes en la misma factura que el suministro realizado. La factura en tales casos ha de desglosar los conceptos de peajes y en su caso, el alquiler de equipos de medida.

2. La facturación del acceso a las redes se realizará siempre basándose en lecturas reales. En cualquier caso la lectura de la energía será realizada por el encargado de lectura con una periodicidad máxima bimestral y puesta a disposición de la empresa comercializadora. En el caso de suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, la lectura se realizará con una periodicidad mensual.

En aquellos suministros en los que el encargado de lectura no pueda acceder al equipo de medida para realizar la lectura, será de aplicación lo establecido a este respecto en el tercer y cuarto párrafos del apartado 1 del artículo anterior.

3. Previo acuerdo expreso entre las partes, podrá facturarse una cuota fija mensual proporcional a los consumos históricos y cuando no los haya con una estimación de horas de utilización diaria, previamente acordada, más el término de potencia. En todo caso, se producirá una regularización como mínimo anual y en base a lecturas reales.

A los sujetos acogidos al pago por domiciliación bancaria no podrá adeudárseles en cuenta cantidad alguna hasta transcurridos 7 días naturales desde la remisión de la factura.

Todo ello sin perjuicio de que los consumidores no acogidos a la tarifa de último recurso y sus comercializadoras pueden llegar a cualquier otro tipo de acuerdo relativo a las condiciones de facturación, siempre y cuando ambas partes lo decidan libremente y quede recogido en el correspondiente contrato de suministro, respetando dichas condiciones lo dispuesto en la normativa de aplicación.

4. En aquellos casos en los que dentro de un mismo periodo de facturación haya regido más de un precio del peaje, la facturación se realizará con arreglo a los consumos reales realizados, que se distribuirán para ello proporcionalmente a los días en que haya estado en vigor cada uno de los precios.

Disposición adicional primera. *Facturas de energía eléctrica.*

La Dirección General de Política Energética y Minas podrá establecer, previo trámite de audiencia, el contenido mínimo obligatorio y un formato tipo voluntario de las facturas que deberán remitir los comercializadores del mercado libre de electricidad a los consumidores en baja tensión de hasta 15 kW de potencia contratada no acogidos a la Tarifa de último Recurso

Asimismo, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá determinar la forma de estimar los consumos cuando estos no se correspondan con lecturas reales.

Disposición adicional segunda. *Información a los consumidores sobre la aplicación del presente real decreto.*

Las empresas comercializadoras deberán remitir a sus clientes una carta junto con las tres primeras facturas que emitan a partir de la entrada en vigor de este real decreto, con el fin de comunicar la entrada en vigor del mismo y publicitar el procedimiento para la solicitud de la facturación con carácter mensual.

Las cartas remitidas a los consumidores deberán ajustarse al modelo definido en el anexo de este real decreto.

Disposición transitoria primera. *Período de adaptación a lo dispuesto en los artículos 2 y 3.*

Lo dispuesto en los artículos 2 y 3 resultará de aplicación a las facturaciones de los consumos que se realicen a partir del día 1 de abril de 2013.

Disposición transitoria segunda. *Normativa para calcular los consumos estimados.*

Hasta que la Dirección General de Política Energética y Minas no dicte una nueva regulación, para determinar la forma de estimar los consumos de los suministros en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW cuando no existan lecturas reales, se seguirá aplicando lo establecido en las Resoluciones de 14 de mayo de 2009 y 24 de mayo de 2011 de dicha Dirección General, en todo lo que no se oponga a lo dispuesto en este real decreto, haciéndose extensiva su aplicación a la estimación de los consumos de los suministros en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas la disposición adicional séptima del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de

mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología, el apartado 2 y 5 del artículo 82 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica y, en general, cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en este real decreto.

Disposición final primera. *Título competencial.*

El presente real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Desarrollo normativo y aplicación.*

El Ministro de Industria, Energía y Turismo dictará, en el ámbito de sus competencias, las disposiciones de desarrollo que resulten indispensables para asegurar la adecuada aplicación de este real decreto.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Carta informativa relativa a la entrada en vigor de la facturación bimestral

Le informamos que el pasado día xx, entró en vigor el Real Decreto xx/2012, de xx de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 KW.

De acuerdo con éste, la facturación de la energía que consuma a partir del 1 de abril de 2013, pasará a realizarse con una periodicidad bimestral en lugar de mensualmente como hasta la fecha, y a partir de lecturas reales de sus consumos.

En aquellos suministros en los que el contador no esté accesible, la empresa distribuidora que debe realizar la lectura deberá dejarle un aviso de imposible lectura. Si este es su caso, usted podrá aportar la lectura de dicho equipo directamente a través del teléfono o página web que indique en dicho aviso.

Adicionalmente usted podrá acordar, de manera expresa, con la empresa comercializadora, la realización de facturaciones mensuales basadas en consumos reales y estimados o bien la facturación de una cuota fija mensual y una regularización anual posterior.

Por último, se le indica que en el futuro, cuando los nuevos equipos de medida con capacidad de telegestión se integren en los correspondientes sistemas de telemedida, la lectura y facturación se realizará con una periodicidad mensual.

Esta comunicación tiene carácter informativo.

A la espera de ofrecerle mejor servicio, reciba un cordial saludo.

Fdo.:……
(Nombre de la empresa comercializadora).

§ 114

Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 77, de 29 de marzo de 2014
Última modificación: 14 de junio de 2023
Referencia: BOE-A-2014-3376

Téngase en cuenta, que quedan suprimidas todas las referencias a la oferta alternativa al precio voluntario para el pequeño consumidor a precio fijo contenidas en la presente norma, por la disposición derogatoria única.2 del Real Decreto 184/2022, de 8 de marzo. Ref. BOE-A-2022-4361

I

Los precios voluntarios para el pequeño consumidor y las tarifas de último recurso se encuentran regulados en el artículo 17 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

En este artículo se definen los precios voluntarios para el pequeño consumidor como los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores que, a tenor de lo previsto en el párrafo f) del artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, asuman las obligaciones de suministro de referencia, a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos para que les resulten de aplicación. Asimismo, se definen las tarifas de último recurso como aquellos precios de aplicación a categorías concretas de consumidores de acuerdo a lo dispuesto en la citada ley y su normativa de desarrollo. Estas tarifas de último recurso resultarán de aplicación a los consumidores que tengan la condición de vulnerables, y a aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

El precio voluntario al pequeño consumidor viene a sustituir a las tarifas de último recurso existentes hasta la aprobación de la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, cuya regulación se establecía tanto en el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, que en su artículo 7 establecía la metodología de cálculo y revisión de las tarifas de último recurso, como en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

El mencionado artículo 17 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, determina en su apartado 2 que para el cálculo de los precios voluntarios se incluirá de forma aditiva en su

estructura el coste de producción de energía eléctrica, además de los peajes de acceso, cargos y los costes de comercialización que correspondan. Asimismo, establece que el coste de producción se determinará con arreglo a mecanismos de mercado en los términos que se desarrollen reglamentariamente.

Además de lo anterior, el artículo 17.4 establece que el Gobierno establecerá la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y de las tarifas de último recurso, y que por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se dictarán las disposiciones necesarias para el establecimiento de los mismos.

En el presente real decreto se determina la estructura de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, antes tarifas de último recurso, que serán de aplicación a los consumidores de baja tensión con potencia contratada hasta 10 kW. Asimismo, se fija el procedimiento de cálculo del coste de producción de energía eléctrica que incluirá el precio voluntario para el pequeño consumidor, de tal forma que se respete el principio de suficiencia de ingresos, aditividad y que no ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado, tal y como exige la norma, posibilitando su revisión.

Hasta la fecha, el citado coste de producción se ha venido estimando a partir del método de cálculo previsto en la normativa anterior tomando como referencia el resultado de la subasta que a tal efecto se celebraba. Estas subastas, denominadas subastas CESUR, se encuentran reguladas en la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso.

Este mecanismo es un mecanismo de contratación a plazo, para un horizonte trimestral, en el que venían participando los comercializadores de último recurso (ahora comercializadores de referencia) como adquirentes de energía eléctrica para el suministro a los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso (ahora al precio voluntario para el pequeño consumidor).

La última subasta CESUR celebrada el 19 de diciembre de 2013 no fue validada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como entidad supervisora de la misma, en cumplimiento del artículo 6 de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, y del artículo 14.1 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a la vista de la concurrencia de determinadas circunstancias atípicas. Posteriormente, y con fecha 7 de enero de 2014 la referida Comisión aprobó el Informe sobre el desarrollo de la 25º subasta CESUR en el que tras un análisis más detallado de los datos disponibles confirmó y completó las razones que llevaron a proponer la no validación de la subasta. En concreto, en su informe considera que concurrieron «circunstancias atípicas» que impidieron que la puja se desarrollara en un entorno de «suficiente presión competitiva».

Ante la necesidad de fijación de un precio voluntario para el pequeño consumidor con anterioridad al 1 de enero de 2014, y teniendo en cuenta la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia del 26 de diciembre de 2013 para el establecimiento de un procedimiento que permitiese la determinación del precio de la electricidad a partir del 1 de enero de 2014, por medio del Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014, se estableció el mecanismo para determinar el precio de los contratos mayoristas a utilizar como referencia para la fijación del precio voluntario para el pequeño consumidor para el primer trimestre de este ejercicio 2014.

Estos hechos acaecidos recientemente han puesto de manifiesto la necesidad de proceder a una revisión del mecanismo vigente para la determinación del coste de producción de energía eléctrica.

Así mediante este real decreto se establece que la determinación del coste de producción de energía eléctrica se realizará con base en el precio horario del mercado diario durante el período al que corresponda la facturación.

La facturación se efectuará por el comercializador de referencia que corresponda con base en lecturas reales y considerando los perfiles de consumo salvo para aquellos suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y

telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, en los que la facturación se realizará considerando los valores horarios de consumo.

De este modo, el mecanismo establecido en el presente real decreto supone un cambio de modelo, pasando de un modelo en el que el precio del coste estimado de la energía se fijaba a priori a través de un mecanismo con un precio de futuro como era el caso de las subastas CESUR, a un mecanismo en el que el consumidor abonará el coste que ha tenido en el mercado la energía consumida en el periodo.

El aseguramiento de un precio estable durante un periodo implica un coste, que estaba implícito en el coste de la energía resultante de la subasta.

El nuevo mecanismo propuesto supondrá un ahorro para los consumidores que, con carácter general, no tendrán que hacer frente al pago del coste de aseguramiento en el precio de un producto negociado en un mercado de futuros. A cambio, percibirán las variaciones de precio resultantes del distinto precio de la energía en cada momento.

Este nuevo mecanismo permitirá, por tanto, lograr una mayor transparencia en la fijación del precio, eliminar la participación del Gobierno, que convocaba las subastas CESUR, así como reducir los precios para el consumidor al disminuir el coste del aseguramiento, y en definitiva, dar una mayor señal de precio, lo que fomentará comportamientos de consumo más eficientes.

Además y en desarrollo del artículo 46.1.q) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del precio voluntario para el pequeño consumidor y para aquellos que puedan acogerse al mismo, en este real decreto se prevé como alternativa que el consumidor pueda contratar con el comercializador de referencia un precio fijo de la energía durante un año. De esta forma, se pretende ofertar un precio más estable para el consumidor, aunque con un mayor coste de aseguramiento. Este precio será público, transparente y comparable.

II

Teniendo en cuenta lo anterior, y dentro de las revisiones normativas necesarias, el objeto del presente real decreto es establecer la metodología para el cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor en desarrollo del apartado 4 del artículo 17 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Asimismo, se incorporan las previsiones necesarias para el cálculo y aplicación de las tarifas de último recurso a las que podrán acogerse los consumidores vulnerables y los consumidores que, sin tener derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente carezcan de un contrato con un comercializador en mercado libre.

Adicionalmente, el artículo 2 del Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014, contempla el mecanismo de cobertura de los comercializadores de referencia a aplicar en el primer trimestre de 2014. Entre otros aspectos, determina en su apartado 3 que la cuantía de las cantidades resultantes por aplicación de la liquidación por diferencias de precios será incorporada, en su caso, en el cálculo del precio voluntario al pequeño consumidor del periodo siguiente, señalando asimismo que se procederá a la realización de las oportunas regularizaciones de las cantidades correspondientes a cada comercializador de referencia.

Por ello, en el presente real decreto se desarrollan los aspectos necesarios para la realización de las oportunas regularizaciones de las cantidades correspondientes a cada comercializador de referencia.

Además de lo anterior, se regulan en esta norma las condiciones del contrato de suministro a precio voluntario para el pequeño consumidor, con el fin de establecer un contenido homogéneo de dichos contratos, al amparo de lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Por otro lado, a raíz de la sentencia de 5 de abril de 2011, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, que anula el artículo 2 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, resulta necesario revisar los criterios para determinar qué empresas comercializadoras deben prestar el suministro de referencia.

Así, la obligación de suministro a precio voluntario para el pequeño consumidor y a tarifa de último recurso se configura como una obligación de servicio público.

El artículo 6.1.f) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, determina que reglamentariamente se establecerá el procedimiento y requisitos para ser comercializador de referencia.

Dando cumplimiento a lo anterior, el presente real decreto prevé que tendrán la obligación de realizar esta actividad los grupos empresariales, tal como se definen en el artículo 42 del Código de Comercio, que hayan suministrado a más de 100.000 clientes o a 25.000 clientes en el caso de las Ciudades de Ceuta y Melilla, de media en los últimos doce meses, al ser el número de clientes la principal variable que permite asegurar su capacidad técnica, procediendo a la designación expresa de cinco empresas, que ya venía desarrollando esta actividad, y a la obligación para otros tres grupos empresariales de proponer una comercializadora de referencia al Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Del mismo modo, y por tratarse del ejercicio de una obligación de servicio público, el texto establece los requisitos que garantizan la protección del consumidor así como el cumplimiento de las obligaciones para la sostenibilidad del sistema eléctrico, que habrán de cumplir aquellas otras sociedades que quisieran ejercer también el suministro a precio voluntario para el pequeño consumidor. En particular haber tenido un número de clientes de media en los últimos doce meses superior a 25.000, y cumplir unos requisitos relativos a capital social mínimo y antigüedad en el ejercicio de la actividad.

Para posibilitar la adecuada implementación del mecanismo establecido en el presente real decreto, se contempla un periodo transitorio para la adaptación de los sistemas por parte de los comercializadores de referencia. Además, se facilita dicha adaptación mediante la puesta a su disposición por parte del operador del sistema de la información necesaria para realizar la facturación a los consumidores.

Asimismo, se refuerzan las obligaciones de información de las empresas comercializadoras a los consumidores con derecho a quedar acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor, estableciendo un papel activo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tanto en la supervisión de dichas empresas como en la implementación de las medidas necesarias para facilitar al consumidor el acceso a la información y el conocimiento del sistema eléctrico.

Teniendo en cuenta el contenido de la presente norma, se procede a la derogación del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica y de determinados preceptos de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica y de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2 a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, lo dispuesto en el presente real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. El trámite de audiencia de este real decreto ha sido evacuado mediante consulta a los representantes en el Consejo Consultivo de Electricidad, de acuerdo a lo previsto en la disposición transitoria décima de la citada Ley 3/2013, de 4 de junio.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, con la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 28 de marzo de 2014,

DISPONGO:

TÍTULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta norma:

a) El establecimiento de los criterios para designar a los comercializadores de referencia y las obligaciones de éstos en relación con el suministro a determinados colectivos de consumidores que contraten con ellos los precios que se determinen de acuerdo a lo dispuesto en el presente real decreto.

b) El establecimiento de la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y de las tarifas de último recurso.

c) La fijación de las condiciones de ofertas a precio único de los comercializadores de referencia para los consumidores con derecho a los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC), así como las condiciones mínimas de estos contratos.

d) La regulación de las condiciones de los contratos de suministro con los comercializadores de referencia y su contenido mínimo.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Este real decreto será de aplicación a los comercializadores de referencia, a los consumidores con derecho a quedar acogidos a los precios voluntarios para el pequeño consumidor o a las tarifas de último recurso, así como a los demás sujetos y agentes que participen en los mecanismos que se establezcan para la fijación de dichos precios de acuerdo a la normativa de aplicación.

TÍTULO II

Comercializadores de referencia

Artículo 3. *Requisitos de los comercializadores de referencia.*

1. Tendrán la condición de comercializadores de referencia en todo el territorio español, y la obligación de asumir el suministro de los consumidores de energía eléctrica que se determinan en el artículo 4 de este real decreto, los comercializadores que a tal fin sean designados por haber suministrado en el territorio español a más de 100.000 clientes de media en los últimos doce meses, o por estar integrados en los grupos empresariales, tal como se definen en el artículo 42 del Código de Comercio, que cumplan dicho criterio de número de clientes.

En el caso de las ciudades de Ceuta y Melilla el número de suministros de energía eléctrica deberá superar los 25.000 clientes de media en los últimos doce meses y la obligación podrá alcanzar únicamente al territorio de la ciudad autónoma respectiva.

Cada cuatro años, atendiendo al grado de liberalización del mercado, se podrán revisar los criterios para ser designado por real decreto comercializador de referencia y los comercializadores que cumplen dichos criterios.

2. Podrán ser comercializadores de referencia en todo el territorio español las empresas comercializadoras de energía eléctrica que cumplan los siguientes requisitos:

a) Tener un capital social mínimo de 500.000 euros.

b) Haber desarrollado la actividad de comercialización de energía eléctrica para el suministro a consumidores durante los últimos tres años, habiéndose mantenido durante este tiempo ininterrumpidamente en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica exigidos en el título V del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

En particular, las empresas comercializadoras deberán acreditar que han cumplido la obligación de adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, establecida en el artículo 46.1 c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

c) No haber sido inhabilitada para el ejercicio de la actividad de comercialización en los últimos tres años ni haber sido sancionada por la comisión de una infracción administrativa grave o muy grave en materia de comercialización de energía eléctrica mediante resolución firme en vía administrativa, en el último año o en los últimos tres años respectivamente, ni pertenecer a ningún grupo empresarial o empresas vinculadas que lo hubieran sido.

d) No haber visto traspasados sus clientes en los últimos tres años mediante resolución firme en vía administrativa, ni pertenecer a ningún grupo empresarial o empresas vinculadas que, habiendo ejercido la actividad de comercialización, hubiera visto traspasados sus clientes.

e) Tener un número mínimo de 25.000 clientes de media en los últimos doce meses en el territorio español.

Las empresas que cumplan los anteriores requisitos podrán solicitar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo su designación como comercializadores de referencia, adjuntando la documentación que acredite el cumplimiento de los requisitos.

El Ministro de Industria, Energía y Turismo adoptará, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la resolución que corresponda en el plazo máximo de tres meses. La orden por la que se designe a la solicitante comercializadora de referencia habrá de ser publicada en el «Boletín Oficial del Estado», sin perjuicio de su inclusión en el listado de comercializadores de referencia publicado en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con sus datos de contacto actualizados.

3. A los efectos de acreditar el cumplimiento de la condición recogida en el apartado 2.b), la solicitud de designación de comercializador de referencia deberá ir acompañada de sendos certificados emitidos por el Operador del Sistema y, en su caso, el Operador del Mercado, en los que se declare que la interesada se ha mantenido en el cumplimiento de los requisitos de capacidad técnica y económica exigidos en la normativa durante los últimos tres años.

Asimismo, para la acreditación de la capacidad legal, el interesado deberá aportar comprobante de condición de sociedad mercantil debidamente inscrita en el registro correspondiente o equivalente en su país de origen, y contar con un objeto social que acredite la capacidad para vender y comprar energía eléctrica sin limitaciones o reservas al ejercicio de dicha actividad.

4. Los comercializadores de referencia designados conforme al apartado 2 habrán de mantenerse en el cumplimiento de esos requisitos durante el ejercicio de su actividad.

A estos efectos, el órgano competente para inspeccionar o para sancionar, según proceda, deberá comunicar a la Secretaría de Estado de Energía tanto cualquier incumplimiento de estos requisitos como la imposición de sanciones en materia de comercialización de energía eléctrica en el plazo máximo de un mes desde que sean firmes en vía administrativa.

En caso de que un comercializador de referencia incumpla alguno de los requisitos exigidos para el ejercicio de su actividad, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá, previa audiencia del interesado, declarar la extinción de la habilitación para actuar como comercializador, así como el traspaso de los clientes de dicho comercializador a otro comercializador de referencia, en los términos previstos en el artículo 47.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

5. Los comercializadores de referencia designados conforme al apartado 2 que deseen dejar de ser comercializadores de referencia, podrán hacerlo siempre que hayan tenido tal condición durante un periodo mínimo de cuatro años, y de acuerdo con los requisitos y el procedimiento que reglamentariamente se establezcan.

Artículo 4. *Suministros de los comercializadores de referencia.*

1. De conformidad con lo dispuesto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, los comercializadores de referencia deberán atender las solicitudes de suministro

de energía eléctrica y formalizar los correspondientes contratos con los consumidores siguientes:

a) Los que, cumpliendo los requisitos previstos en el artículo 5, opten por acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor calculado de acuerdo a lo previsto en el título III.

b) Los que, cumpliendo los requisitos previstos en el artículo 5 para acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor, soliciten contratar al precio fijo de suministro ofertado conforme a lo dispuesto en el título IV.

c) Los que tengan la condición de vulnerables y les resulten de aplicación las tarifas de último recurso de acuerdo a lo previsto en el artículo 17.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en el título V de este real decreto.

d) Los que transitoriamente carecen de contrato en vigor con un comercializador libre.

A los efectos de este párrafo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia llevará a cabo las actuaciones correspondientes que permitan la asunción del punto de suministro por parte de la comercializadora de referencia.

e) Los que como consecuencia del incumplimiento de los requisitos exigidos para el ejercicio de la actividad de comercialización de una empresa comercializadora, sean objeto de traspaso de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 47.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

A los efectos de los párrafos d) y e), el comercializador de referencia obligado a atender el suministro de estos consumidores será aquel que pertenezca al mismo grupo empresarial o sea participado directa o indirectamente por el distribuidor al que esté conectado el suministro. En los casos en que la empresa distribuidora pertenezca o participe directa o indirectamente en más de un grupo empresarial que cuente con empresa comercializadora de referencia, los consumidores pasarán al comercializador de referencia del mismo grupo empresarial.

En el caso de que la empresa distribuidora no pertenezca al mismo grupo empresarial ni participe directa o indirectamente en un comercializador de referencia, el comercializador de referencia será el perteneciente al grupo empresarial propietario de la red de distribución conectada a la red del distribuidor al que el suministro esté directamente conectado.

En el caso de que la aplicación de los dos párrafos anteriores no permita identificar un único comercializador de referencia para un consumidor, el comercializador de referencia será el comercializador de referencia con una mayor cuota de mercado, medida en términos de número de puntos de suministro en la comunidad autónoma del suministro, de acuerdo con los últimos datos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a estos efectos.

2. No obstante, el comercializador de referencia quedará exceptuado de la obligación establecida en el apartado anterior cuando el contrato de suministro o de acceso previo hubiera sido rescindido por impago o cuando el consumidor se halle incurso en un procedimiento de suspensión del suministro por falta de pago. En estos casos, resultará de aplicación lo previsto en el artículo 86.2 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

3. Los comercializadores de referencia llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas, diferenciando los ingresos y los gastos estrictamente imputables al suministro realizado a aquellos consumidores acogidos a precio voluntario para el pequeño consumidor.

TÍTULO III

Precios voluntarios para el pequeño consumidor

CAPÍTULO I

Definición y estructura de los precios voluntarios para el pequeño consumidor

Artículo 5. *Definición y condiciones de aplicación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor.*

1. Los precios voluntarios para el pequeño consumidor serán los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de referencia a los consumidores que se acojan a dicho precio, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en los términos previstos en este real decreto.

2. Los precios voluntarios para el pequeño consumidor serán los resultantes de aplicar la metodología de cálculo prevista en el presente real decreto y se fijarán considerando la estructura de peajes de acceso y cargos en vigor en cada momento.

3. Podrán acogerse a los precios voluntarios para el pequeño consumidor, los titulares de los puntos de suministro, que sean personas físicas o microempresas, efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW en cada uno de los periodos horarios existentes. Dicho límite de potencia podrá ser modificado por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

A los efectos de lo dispuesto en este real decreto, se entenderá por microempresa lo dispuesto en el Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio de 2014, por el que se declaran determinadas categorías de ayudas compatibles con el mercado interior en aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado, publicado en el BOE de fecha 26 de junio de 2014.

La acreditación de la condición de microempresa se realizará ante el comercializador de referencia en el momento de la solicitud o de renovación del contrato, mediante presentación de una declaración responsable conforme al modelo establecido en el anexo III de este real decreto. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su labor de supervisión del mercado minorista de electricidad, conforme a lo dispuesto en la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrá requerir cualquier información adicional a la empresa solicitante para la comprobación de este extremo.

Cualquier cambio que suponga la pérdida de la condición de microempresa deberá ser comunicada al comercializador de referencia en el plazo máximo de un mes.

4. Se entenderá que un consumidor se acoge al precio voluntario para el pequeño consumidor cuando, cumpliendo los requisitos para poder acogerse a dicho precio, sea suministrado y haya formalizado el correspondiente contrato de suministro con un comercializador de referencia y no se haya acogido expresamente a otra modalidad de contratación.

5. Salvo manifestación expresa en contrario por parte del consumidor, la modalidad de contratación con el comercializador de referencia será a precio voluntario para el pequeño consumidor.

Se entenderá que el consumidor ha realizado manifestación expresa siempre que ésta sea acreditada por cualquier medio contrastable que permita garantizar la identidad del mismo.

6. Los precios voluntarios para el pequeño consumidor no incluirán ningún otro producto o servicio, sea energético o no, ofrecido directamente por el comercializador de referencia o por terceros, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 7.6 de este real decreto.

En el caso de que el consumidor haya optado por alquilar a la empresa distribuidora el equipo de medida, se deberá especificar separadamente el precio del mismo, haciendo constar la normativa por la que ha sido establecido.

7. De conformidad con el artículo 17.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, sobre los precios voluntarios para el pequeño consumidor para cada categoría de consumo se aplicarán los correspondientes impuestos.

8. La duración de los contratos de suministro a precio voluntario para el pequeño consumidor será anual y se prorrogará automáticamente por plazos iguales. A estos efectos el comercializador de referencia deberá remitir al consumidor una comunicación, por escrito o cualquier medio en soporte duradero, con una antelación mínima de dos meses donde conste la fecha de finalización del contrato. En dicha comunicación, se indicará expresamente que si el consumidor no solicita un nuevo contrato, ya sea con el comercializador de referencia o con cualquier otro comercializador, a partir de la fecha de finalización le seguirá siendo de aplicación el precio voluntario para el pequeño consumidor con el mismo comercializador de referencia, indicando las condiciones del contrato correspondientes al mismo.

No obstante lo anterior, el consumidor tendrá la facultad de resolver el contrato antes de su finalización o de la finalización de cualquiera de sus prórrogas, sin coste alguno.

En el caso de que la resolución del contrato sea motivada por un cambio de comercializador, el consumidor lo comunicará al comercializador entrante a efectos de que éste lo comunique al distribuidor que corresponda y se inicie el procedimiento de cambio de comercializador.

9. El plazo máximo para el cambio de comercializador de los consumidores con derecho a quedar acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor será de 21 días, contados desde la recepción de la solicitud de cambio por el distribuidor, y sin perjuicio de que el plazo máximo de cierre de las liquidaciones con el comercializador saliente será de 42 días, contados a partir de la fecha en que se produzca el cambio de comercializador.

No obstante lo anterior, en aquellos puntos de suministro en que no sea preciso realizar actuaciones sobre las instalaciones, el consumidor podrá optar por que el cambio de comercializador se haga dentro del plazo máximo de 15 días siguientes a la solicitud, cuando corresponda según ciclo de lectura o también en fecha elegida por él, lo que comunicará al comercializador.

En aquellos puntos de suministro en los que se precise que el distribuidor realice actuaciones sobre las instalaciones, el cambio se producirá cuando se realicen las citadas actuaciones, que en todo caso deberán ajustarse a los plazos máximos establecidos. Con este fin el distribuidor procederá a realizar el cierre de lecturas junto con las actuaciones en las instalaciones.

10. Para el cierre de la facturación, la estimación de medida cuando el cambio de comercializador o de modalidad de contratación se produzca fuera de ciclo de lectura, se realizará conforme al método de estimación de medidas vigente para el cambio de comercializador.

Artículo 6. *Cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor.*

1. Los precios voluntarios para el pequeño consumidor se determinarán de acuerdo a los mecanismos previstos en el presente real decreto y en su normativa de desarrollo.

2. Los precios voluntarios para el pequeño consumidor se calcularán incluyendo de forma aditiva los siguientes conceptos:

a) El coste de producción de energía eléctrica, que se determinará con base en el precio horario de los mercados diario e intradiario durante el período al que corresponda la facturación, en el precio de una cesta de productos a plazo gestionados por OMIP, que incluye producto mensual, trimestral y anual, los costes de los servicios de ajuste del sistema y, en su caso, otros costes asociados al suministro, conforme se establece en el presente real decreto.

La facturación se efectuará por el comercializador de referencia que corresponda con base en lecturas reales de acuerdo con lo previsto en la normativa de aplicación. En el caso de suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, la facturación se realizará considerando los valores horarios de consumo puestos a disposición o, en su caso, remitidos por el encargado de la lectura. No obstante lo anterior, cuando el suministro no disponga de equipo de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y efectivamente integrado en los correspondientes sistemas, la facturación se realizará aplicando a las lecturas reales por periodos puestas a disposición de los comercializadores por los

encargados de la lectura, los perfiles de consumo calculados de conformidad con lo previsto en el presente real decreto.

b) Los peajes de acceso y cargos que correspondan.

c) Los costes de comercialización que se determinan en este real decreto.

3. Con carácter general, la revisión de los componentes del coste de producción de energía eléctrica de los precios voluntarios para el pequeño consumidor a los que se refiere el apartado 2, que en su caso procedan, se realizará de acuerdo con lo previsto en el presente real decreto, sin perjuicio de las revisiones de los peajes de acceso, cargos y otros costes regulados.

4. La periodicidad de la lectura y la facturación así como la forma de proceder en aquellos supuestos en los que no se disponga de lectura real, se realizará de acuerdo a lo dispuesto en el Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW.

Artículo 7. *Estructura general de los precios voluntarios para el pequeño consumidor.*

1. Los precios voluntarios para el pequeño consumidor se determinarán a partir de los peajes de transporte y distribución y de los cargos asociados a cada punto de suministro y estarán compuestos por un término de potencia de peajes y cargos, un término de energía de peajes y cargos, un término correspondiente al coste horario de la energía y, en su caso, un término de la energía reactiva.

2. El término de potencia de los peajes de transporte y distribución del precio voluntario para el pequeño consumidor en el periodo horario,, expresado en euros/kW y año, será igual al término de potencia del correspondiente peaje de transporte y distribución en el periodo horario, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\mathrm{TPUP}_{P_A} = \mathrm{TPP}_{P_A}$$

Donde:

P_A*:* Subíndice que identifica cada periodo horario de aplicación al suministro.

$TPUP_{PA}$*:* Término de potencia del peaje de transporte y distribución del PVPC en el periodo horario P_A, según corresponda.

TPP_{PA}*:* Término de potencia del peaje de transporte y distribución en el periodo horario P_A, según corresponda, expresado en euros/kW y año.

El término de potencia de los cargos del precio voluntario para el pequeño consumidor en el periodo horario P_A, $TPUC_{PA}$, expresado en euros/kW y año, será igual al término de potencia del correspondiente segmento de cargos en el período horario, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\mathrm{TPUC}_{P_A} = \mathrm{TPC}_{P_A}$$

Donde:

P_A*:* Subíndice que identifica cada periodo horario de aplicación al suministro.

$TPUC_{PA}$*:* Término de potencia de cargos del PVPC en el periodo horario P_A, según corresponda.

TPC_{PA}*:* Término de potencia de cargos en el periodo horario P_A, según corresponda, expresado en euros/kW y año.

3. El término de energía de los peajes de transporte y distribución del precio voluntario para el pequeño consumidor en el periodo horario P_A, $TEUP_{PA}$, expresado en euros/kWh,

será igual al término de energía del correspondiente peaje de transporte y distribución en el periodo horario P_A, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\mathrm{TEUP}_{P_A} = \mathrm{TEP}_{P_A}$$

Donde:

P_A*:* Subíndice que identifica cada periodo horario de aplicación al suministro.

$TEUP_{PA}$*:* Término de energía del PVPC del peaje de transporte y distribución en el periodo horario P_A, según corresponda.

TEP_{PA}*:* Término de energía del peaje de transporte y distribución en el periodo horario P_A, según corresponda, de aplicación al suministro, expresado en euros/kWh.

El término de energía de los cargos del precio voluntario para el pequeño consumidor en el periodo horario P_A, $TEUC_{PA}$, expresado en euros/kWh, será igual al término de energía para del correspondiente segmento de cargos en el periodo horario P_A, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\mathrm{TEUC}_{P_A} = \mathrm{TEC}_{P_A}$$

Donde:

P_A*:* Subíndice que identifica cada periodo horario de aplicación al suministro.

$TEUC_{PA}$, : Término de energía de cargos del PVPC en el periodo horario P_A, según corresponda.

TEC_{PA},: Término de energía de cargos en el periodo horario P_A, según corresponda, de aplicación al suministro, expresado en euros/kWh.

4. El término de coste horario de energía del precio voluntario para el pequeño consumidor, TCUh, será igual a la suma del término de coste de producción, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\mathrm{TCUh} = (1 + \mathrm{PERDh}) \times \mathrm{CPh}$$

TCUh: Término de coste horario de energía del PVPC en cada hora, expresado en euros/kWh.

CPh: Coste de producción de la energía suministrada en cada hora expresado en euros/kWh.

PERDh: Coeficiente de pérdidas del peaje de acceso de aplicación al suministro en la hora h, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional cuarta.2a).

5. En su caso, el término de energía reactiva, expresado en euros/kVArh, que se determinará de acuerdo a las condiciones que se establecen para la aplicación de este término en el artículo 9.5 de la Circular 3/2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

6. En las cantidades resultantes de la aplicación de estos precios, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17.5 y 17.6. de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, no se incluirán los impuestos, recargos y gravámenes tanto sobre el consumo y suministro de energía eléctrica con repercusión obligatoria y que las empresas comercializadoras de referencia estén encargadas de ingresar como sujetos pasivos, como sobre los pagos a los que se refiere el artículo 14.9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, ni aquellos otros cuya repercusión sobre el usuario venga exigida por la normativa vigente.

7. El operador del sistema realizará los cálculos de aquellos valores de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor que se determinan en este real decreto, y publicará en su página web el día anterior al del suministro para cada una de las 24 horas del día siguiente, la información de acuerdo a lo establecido en el anexo I.

Los valores publicados se considerarán firmes a efectos de su utilización por los comercializadores de referencia para la facturación a los consumidores.

8. El operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía un informe trimestral de seguimiento de la evolución de los términos de coste de producción (CPh) y de coste horario de energía, incluyendo el detalle de los diferentes componentes, en el que figuren los valores reales de acuerdo a lo previsto en la normativa y su comparación con los valores utilizados para el cálculo del precio voluntario del pequeño consumidor en el mismo periodo analizado.

Artículo 8. *Determinación de los componentes de la facturación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor.*

La facturación del precio voluntario para el pequeño consumidor estará compuesta por la suma de los términos de facturación de potencia, de facturación de energía activa, de facturación de financiación del bono social y, en su caso, de facturación de energía reactiva, que se calcularán de acuerdo con lo indicado en los apartados siguientes:

1. Término de facturación de potencia de los peajes de transporte y distribución (*FPUP*): El término de facturación anual de potencia de los peajes de transporte y distribución, expresado en euros, será igual al sumatorio resultante de multiplicar la potencia contratada Pot_{PA}, expresada en kW, por el precio del término de potencia de los peajes de transporte y distribución del precio voluntario para el pequeño consumidor, en cada periodo horario, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FPUP = \sum_{p_A \in periodo\ facturación} \left(\mathrm{TPUP}_{P_A} \times Pot_{P_A}\right)$$

Término de facturación de potencia de los cargos (*FPUC*): El término de facturación anual de potencia de los cargos, expresado en euros, será igual al sumatorio resultante de multiplicar la potencia contratada, Pot_{PA}, expresada en kW, por el precio del término de potencia de los cargos del precio voluntario para el pequeño consumidor, $TPUC_{PA}$, en cada periodo horario, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FPUC = \sum_{p_A \in periodo\ facturación} \left(\mathrm{TPUC}_{P_A} \times Pot_{P_A}\right)$$

Termino de facturación de exceso de potencia (*FEP*): Este término solo se utilizará en los aquellos casos en los que el control de potencia se realice por medio de un maxímetro y cuando la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario el 105 por 100 de la potencia contratada en el mismo, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FEP = \sum_{p_A \in periodo\ facturación} t_{P_A} \times 2 \times \left(Pd_j - 1{,}05 \times Pot_{P_A}\right)$$

Donde:

FEP: Facturación en concepto de excesos de potencia.

t_{PA}*:* Término de exceso de potencia del periodo horario P_A, expresado en €/kW, del peaje correspondiente, tal y como se define en el artículo 9.4, letra b), de la Circular 3/2020, de 5 de marzo.

Pd_j*:* Potencia demandada en cada uno de los períodos horarios *j* en que se haya sobrepasado Pot_{PA}, expresada en kW.

Pot_{PA}*:* Potencia contratada en el período horario p_A, expresada en kW.

Término de facturación de potencia (*FPU*) del PVPC: El término de facturación anual de potencia, expresado en euros, será igual a la suma del término de facturación de potencia de los peajes de transporte y distribución (*FPUP*), del término de facturación por potencia contratada de los cargos (*FPUC*), y del término fijo de los costes de comercialización multiplicado por la potencia del periodo horario punta, de conformidad con la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FPU = FPUP + FPUC + CCF \times Pot + FEP$$

Donde:

FPU: Término de facturación de potencia del PVPC, expresado en euros.

FPUP: Término de facturación de potencia del peaje de transporte y distribución, expresado en euros.

FPUC: Término de facturación por potencia contratada de los cargos, expresado en euros.

CCF: Término fijo de los costes de comercialización, expresado euros/kW y año, que será fijado por orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Pot: Potencia contratada para el periodo horario punta del segmento tarifario de cargos 1, expresado en kW, de conformidad con la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

La facturación de este término se realizará de forma proporcional al número de días del año incluidos en el período de facturación correspondiente.

FEP: Término de facturación de exceso de potencia, expresado en euros.

2. Término de facturación de energía activa de los peajes de transporte y distribución: El término de facturación de energía activa de los peajes de transporte y distribución para el periodo de facturación correspondiente, expresado en euros, será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida durante el periodo de facturación en cada período horario, por el precio del término de energía correspondiente de acuerdo con las fórmulas siguientes:

$$FEUP = \sum_{p_A \in periodo\ facturación} \left(\mathrm{TEUP}_{P_A} \times E_{P_A}\right)$$

Término de facturación por energía activa consumida de los cargos: El término de facturación por energía activa de los cargos para el periodo de facturación correspondiente, expresado en euros, será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida

durante el periodo de facturación en cada período horario, por el precio del término de energía correspondiente de acuerdo con las fórmulas siguientes:

$$FEUC = \sum_{p_A \in periodo\ facturación} \left(\mathrm{TEUC}_{P_A} \times E_{P_A}\right)$$

Término de facturación de energía activa del PVPC: El término de facturación de energía activa del PVPC para el periodo de facturación correspondiente, expresado en euros, será el siguiente:

a) En el caso de suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, se obtendrá:

$$FEU = FEUP + FEUC + \sum_{h \in periodo\ facturación} (Eph \times TCUh)$$

Donde:

FEUP: Término de facturación de energía activa del peaje de transporte y distribución.
FEUC: Término de facturación por energía activa consumida de los cargos.
Eph: Energía consumida en la hora *h* del periodo de facturación considerado, en kWh.
TCUh: Precio del término de coste horario de energía del PVPC, en cada hora *h*, calculado de acuerdo con lo dispuesto en este título, expresado en euros/kWh.

b) En tanto no se disponga de equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, se calculará de acuerdo a lo siguiente:

$$FEU = FEUP + FEUC + \sum_{p_A \in periodo\ facturación} Ep_A \times \left(\frac{\sum_{h \in p_A}(TCUh \times ch)}{\sum_{h \in p_A} ch}\right)$$

Donde:

FEUP: Término de facturación de energía activa del peaje de transporte y distribución.
FEUC: Término de facturación por energía activa consumida de los cargos.
Ep$_A$*:* Energía consumida en el periodo tarifario p_A, expresado en kWh.
TCUh: Precio del término de coste horario de energía del PVPC, en cada hora *h*, calculado de acuerdo con lo dispuesto en este título, expresado en euros/kWh.
ch: Coeficiente horario del perfil de consumo ajustado de la hora *h* de aplicación al suministro a efectos de facturación del PVPC.
P$_A$*:* Subíndice que identifica cada periodo horario de aplicación al suministro.

Estos coeficientes horarios del perfil de consumo ajustado serán calculados por Red Eléctrica de España, S.A., como operador del sistema, de acuerdo a lo previsto en este real decreto y publicados para cada semana eléctrica el jueves anterior a la misma y puesta a disposición de los sujetos en un formato que permita su tratamiento electrónico.

El operador del sistema calculará estos coeficientes horarios del perfil de consumo ajustado a partir de los perfiles iniciales aprobados por resolución de la Dirección General de

Política Energética y Minas en desarrollo de lo previsto en el artículo 32 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, actualizando éstos últimos con la mejor estimación de demanda disponible.

A efectos de aplicación de lo previsto en este apartado para la facturación de los suministros que no dispongan de equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, el operador del sistema calculará y pondrá a disposición de los sujetos de acuerdo a lo establecido en el artículo 7.7 y en un formato que permita su tratamiento electrónico el valor del término:

$$\frac{\sum_{h \in p_A}(TCUh \times ch)}{\sum_{h \in p_A} ch}$$

Adicionalmente, el operador del sistema facilitará, de acuerdo a lo establecido en el artículo 7.7, y teniendo en cuenta los precios de los peajes de transporte y distribución y cargos en vigor para cada periodo horario, el valor del término:

$$\mathrm{TEUP}_{P_A} + \mathrm{TEUC}_{P_A} + \frac{\sum_{h \in p_A}(TCUh \times ch)}{\sum_{h \in p_A} ch}$$

El operador del sistema implementará en su página web una herramienta que permitirá obtener cada una de las posibles combinaciones de estos términos para cada periodo horario en función de la fecha de inicio y fin de lectura en el último año móvil. A efectos de aplicación de estos términos en la facturación al consumidor se considerará que el día de lectura inicial estará excluido y el día de lectura final estará incluido. En todo caso, se consignará de forma clara en las facturas las fechas de inicio y fin del periodo de facturación que pueden ser introducidas por el consumidor a efectos de utilización del simulador de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la que hace referencia el artículo 20.3 de este real decreto.

3. Término de facturación de energía reactiva: Las condiciones que se establecen para la aplicación del término de facturación de energía reactiva, expresado en euros, así como las obligaciones en relación con el mismo, serán las fijadas en el artículo 9.5 de la Circular 3/2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

4. Término de facturación de financiación del bono social (FBS): El término de facturación de financiación del bono social, expresado en euros, adoptará el valor unitario establecido en la correspondiente orden por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico que resulte de aplicación.

La facturación de este término se realizará de forma proporcional al número de días del año incluidos en el período de facturación correspondiente, teniendo en cuenta el valor unitario definido en el artículo 14 bis del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FBS = TU_A$$

Donde:

FBS: Término de facturación de financiación del bono social, expresado en euros.

TU_A: Término unitario de financiación, expresado en euros, calculado de la siguiente manera:

$$TU_A = TU \times \frac{n}{n_a}$$

Siendo:

TU: Valor unitario correspondiente a los sujetos que desarrollan la actividad de comercialización aprobado en la correspondiente orden por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

n: Número de días incluidos en el ciclo de facturación.

n_a: Número de días del año al que corresponda el valor unitario.

En caso de que en el ciclo de facturación resulten de aplicación diferentes valores unitarios, el valor unitario adaptado se calculará como el sumatorio del producto del valor unitario por la relación entre el número de días del ciclo de facturación durante los que resulte de aplicación el valor unitario y el número de días del año al que se refiera el valor unitario.

CAPÍTULO II

Procedimiento de cálculo del coste de producción de energía eléctrica

Artículo 9. *Determinación del coste de producción de la energía.*

1. El coste de producción de la energía a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, CP_h, tomará un valor diferente para cada hora h y se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CP_h = Pm_h + T_{ah} + SA_h + OC_h$$

Donde:

h: Hora de cada periodo tarifario al que corresponda el peaje de acceso a considerar en el cálculo del precio voluntario al pequeño consumidor correspondiente al período de facturación entre dos lecturas.

Pm_h: Precio medio horario obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h del periodo tarifario p según lo establecido en el artículo 10 de este real decreto.

T_{ah}: Término de ajuste, que se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$T_{ah} = T_{aE} \times FC_h$$

SA_h: Valor del coste correspondiente a los servicios de ajuste del sistema asociados al suministro en la hora h del periodo tarifario p. El valor de SA_h se calculará según lo establecido en el artículo 11 del presente real decreto.

OC_h: Otros costes asociados al suministro que podrán incluir, entre otros, las cuantías correspondientes al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del operador del mercado y del operador del sistema, así como los correspondientes a los mecanismos de capacidad y la financiación del servicio de interrumpibilidad.

T_{aE}: Término de ajuste por precio, calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$T_{aE} = (A — 1) \cdot Pma_h + B \cdot (Ft)$$

Donde:

A: Coeficiente de ponderación del mercado diario e intradiario, expresado en tanto por uno. Tomará el valor 0,45.

Pma_h: Precio medio aritmético de la curva horaria diaria obtenida a partir de los resultados del mercado diario.

B: Coeficiente de ponderación del mercado a plazo, expresado en tanto por uno. Tomará el valor 0,55.

Ft: precio medio de los valores de la cesta de futuros, producto de carga base anual, carga base trimestral y carga base mensual según lo establecido en el artículo 10.bis de este real decreto, expresado en euros/MWh.

FC_h: Factor de corrección por energía. Este factor se calcula como un cociente entre energías, según la fórmula siguiente:

$$FC_h = \frac{AprovMPlazo}{DemandaPVPC_h \, x \, B}$$

Siendo:

AprovMPlazo: Volumen estimado de aprovisionamiento por parte de todas las comercializadoras de referencia de productos a plazo, expresado en MWh.

Este término será calculado por el operador del sistema como la suma del volumen de aprovisionamiento esperado de energía de producto mensual, trimestral y anual y será publicado, en todo caso, con anterioridad al inicio del periodo de aprovisionamiento de las comercializadoras de referencia de cada uno de los productos a plazo, que coincidirá con el periodo empleado en el cálculo de los precios de dichos productos, de conformidad con lo establecido en el apartado 1 del artículo 10 bis.

Para el cálculo de este término, el operador del sistema tendrá en cuenta el volumen de la energía total prevista demandada por las comercializadoras de referencia que debe ser cubierto mediante productos de la cesta de futuros de acuerdo con los valores de los coeficientes A y B, y de los coeficientes de ponderación de los productos mensual, trimestral y anual.

$DemandaPVPC_h$: Valor promedio de la energía horaria del programa diario base de funcionamiento del conjunto de comercializadoras de referencia, expresado en MWh,

B: Coeficiente de ponderación del mercado a plazo, expresado en tanto por uno. Tomará el valor 0,55.

2. Los términos que componen el coste de producción de la energía que estarán compuestos por el precio medio horario (Pm_h), un término de ajuste que incluirá, entre otros, el precio medio de los valores de la cesta de futuros (Ft) y un factor de corrección por energía (FC_h), el coste correspondiente a los servicios de ajuste del sistema asociados al suministro (SA_h), así como otros costes asociados al suministro (OC_h), con el desglose de cada uno de sus componentes, serán calculados por el operador del sistema de acuerdo con lo previsto en este real decreto y publicados por dicho operador en su página web antes de las 20 horas 15 minutos del día anterior al del suministro para cada una de las 24 horas del día siguiente.

A estos efectos el operador del mercado pondrá a disposición del operador del sistema antes de las 20 horas del día anterior los datos necesarios de precios y cantidades resultantes del mercado diario e intradiario. Asimismo, el operador del mercado pondrá a disposición del operador del sistema antes de las 20 horas del último día hábil de cada mes, los valores del producto anual, trimestral y mensual de la cesta de futuros que resulten de aplicación para el mes siguiente.

Artículo 10. *Determinación del coste de la energía en el mercado diario e intradiario.*

El precio medio horario, Pmh; obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h se obtendrá a partir del precio marginal del mercado diario en esa hora y del precio del mercado intradiario en esa hora de acuerdo a lo siguiente:

$$Pmh = \frac{PMDh * EMDh + \sum_n (PMIh,n * EMIh,n)}{EMDh + \sum_n EMIh,n}$$

Donde:

PMDh: Precio marginal del mercado diario en cada hora h.
EMDh: Energía casada en el mercado diario en cada hora h.
PMIh,n: Precio marginal en la hora h de la sesión n del mercado intradiario.
n: Cada una de las sesiones del mercado intradiario que sean consideradas a efectos del cálculo de PMh de acuerdo a lo previsto en el presente real decreto y que se podrán revisar por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.
EMIh,n: Energía casada en la hora h de la sesión n del mercado intradiario.

Artículo 10 bis. *Determinación del coste de la energía de la cesta de futuros.*

1. El precio medio de los valores de la cesta de futuros en la hora h, se calculará según la fórmula siguiente:

$$Ft = (a_n \times Pfanual_n) + \left(b_{n,t}\, x\, Pftrimestral_t\right) + \left(c_{n,m}\, x\, Pfmensual_m\right)$$

Donde:

$Pfanual_n$: Precio medio del futuro anual con liquidación en el año "n", expresado en €/MWh. Se calcula como la media aritmética de las cotizaciones de referencia del contrato de futuro anual, carga base, con liquidación financiera, en el año "n", publicadas por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, en los seis meses anteriores al inicio de su liquidación.
$Pftrimestral_t$: Precio medio del futuro trimestral con liquidación en el trimestre "t", expresado en €/MWh. Se calcula como la media aritmética de las cotizaciones de referencia del contrato de futuro trimestral, carga base, con liquidación financiera, en el trimestre "t", publicadas por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, en los tres meses anteriores al inicio de su liquidación.
$Pfmensual_m$: Precio medio del futuro mensual con liquidación en el mes "m", expresado en €/MWh. Se calcula como la media aritmética de las cotizaciones de referencia del contrato de futuro mensual, carga base, con liquidación financiera, en el mes "m", publicadas por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, en el mes anterior al inicio de su liquidación.
a_n: Coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio de los futuros anuales para el año "n". Tomará el valor 0,54.
$b_{n,t}$: Coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio de los futuros trimestrales para el trimestre "t" del año "n". Tomará el valor 0,36.
$c_{n,m}$: Coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio de los futuros mensuales para el mes "m" del año "n". Tomará el valor 0,1.

Artículo 11. *Determinación del coste de los servicios de ajuste del sistema.*

El valor del coste correspondiente a los servicios de ajuste del sistema asociados al suministro en la hora h, SAh, se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$SAh = PMASh + CDSVh$$

Siendo:

PMASh: Precio horario de todos los servicios de ajuste del sistema cuyo coste se asigna a la demanda. El precio horario PMASh será el correspondiente a la estimación realizada por

el operador del sistema de acuerdo a lo previsto en el presente real decreto y publicado el día anterior al del suministro, para cada una de las 24 horas del día siguiente.

CDSVh: Coste de los desvíos horarios por MWh consumido de los comercializadores de referencia correspondiente a la estimación realizada por el operador del sistema de acuerdo a lo previsto en este real decreto y publicado el día anterior al del suministro, para cada una de las 24 horas del día siguiente.

Artículo 12. *Determinación del término de otros costes a incluir en el cálculo del término de la energía del precio voluntario al pequeño consumidor.*

El valor del coste correspondiente a otros costes asociados al suministro en el periodo tarifario *p, OCh,* se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$OCh = CCOMh + CCOSh + CCVh + CAPh + INTh + EDSRh$$

Siendo:

CCOMh: Cuantía relativa al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, expresada en euros/MWh y fijada de acuerdo a la normativa en vigor en cada momento. Esta cuantía será la misma para todas las horas y periodos tarifarios.

CCOSh: Cuantía relativa al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del Operador del Sistema, expresada en euros/MWh y fijada de acuerdo con la normativa de aplicación. Esta cuantía será la misma para todas las horas y periodos tarifarios.

CCVh: Término variable horario de los costes de comercialización, expresado en euros/MWh, que será calculado y tomará el valor que resulte de acuerdo con lo previsto en la normativa en vigor. Los componentes de este término serán calculados por el operador del sistema y publicados el día anterior al del suministro, para cada una de las24 horas del día siguiente.

CAPh: Pago de los mecanismos de capacidad de generación correspondiente al consumo en la hora h, expresado en euros/MWh, y fijados de acuerdo con la normativa de aplicación en cada momento.

INTh: Cuantía horaria relativa al pago de los comercializadores de referencia para la financiación del servicio de interrumpibilidad expresada en euros/MWh de acuerdo a lo previsto en la normativa de aplicación. Este precio será calculado por el operador del sistema y publicado el día anterior al del suministro, para cada una de las 24 horas del día siguiente.

EDSRh: Cuantía relativa al pago o cobro de los comercializadores por el excedente o déficit de la liquidación de energía de subastas de renovables expresada en euros/MWh. Este precio será calculado por el operador del sistema y publicado el día anterior al del suministro, para cada una de las 24 horas del día siguiente; a estos efectos el Operador del Mercado comunicará al Operador del Sistema el importe horario del excedente o déficit económico resultante de liquidar la diferencia entre los precios del mercado diario y de la primera sesión del mercado intradiario respecto al precio establecido para cada instalación. El Operador del Sistema calculará esta componente con el método establecido en el procedimiento de operación P.O: 14.12 “Estimación del coste de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor”.

TÍTULO IV

Oferta alternativa de los comercializadores de referencia a precio fijo para los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor

Artículo 13. *Definición de la oferta alternativa para los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor.*

(Derogado)

Artículo 14. *Condiciones de la oferta a precio fijo anual para los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor.*

(Derogado)

TÍTULO V

Definición y estructura de los precios de las tarifas de último recurso

Artículo 15. *Tarifas de último recurso.*

1. De acuerdo con lo establecido en el artículo 17.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, las tarifas de último recurso resultarán de aplicación:

a) A los consumidores que tengan la condición de vulnerables.

b) A aquellos consumidores que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

2. Los comercializadores de referencia deberán atender las solicitudes de suministro de energía eléctrica y formalizar los correspondientes contratos con los consumidores a que se refieren los apartados anteriores. Las condiciones del contrato que se formalicen con los consumidores que tengan la condición de vulnerables se regirán por lo establecido para los contratos de los consumidores acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor.

No obstante, el comercializador de referencia quedará exceptuado de la obligación establecida en el párrafo anterior en los supuestos y con las condiciones previstas en el artículo 4.2.

Artículo 16. *Precio de la tarifa de último recurso para los consumidores vulnerables.*

1. El precio de la tarifa de último recurso que deberán pagar al comercializador de referencia los consumidores vulnerables por la electricidad consumida será el que resulte de aplicar al suministro lo previsto en el título III para el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor descontando un 25 por ciento en todos los términos que lo componen.

2. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se podrá modificar dicho porcentaje.

3. El bono social aplicado al consumidor vulnerable será la diferencia que resulte entre la facturación correspondiente al precio voluntario para el pequeño consumidor y la facturación a tarifa de último recurso.

4. De conformidad con el artículo 17. 5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, sobre las tarifas de último recurso para cada categoría de consumo se aplicarán los correspondientes impuestos.

Artículo 17. *Precio de la tarifa de último recurso para los consumidores que, sin tener derecho a acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente carecen de un contrato de suministro.*

1. El precio de la tarifa de último recurso que deberán pagar al comercializador de referencia por la electricidad consumida, los consumidores sin derecho a acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor, y que transitoriamente carecen de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad, será el que resulte de aplicar para su cálculo de forma aditiva en su estructura los siguientes términos:

a) Los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución y de los cargos, que correspondan al punto de suministro al que debe realizarse la facturación, incrementados en un 20 por ciento.

b) El resto de términos que incluye el precio voluntario para el pequeño consumidor de acuerdo a lo previsto en el título III para el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor correspondiente al consumidor con derecho a acogerse a dicho precio, incrementados en un 20 por ciento en todos sus conceptos.

2. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se podrán modificar los porcentajes establecidos en el apartado anterior.

3. El comercializador de referencia abonará al distribuidor por estos consumidores el peaje de acceso que les corresponda de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, y su normativa de desarrollo.

4. Además de lo anterior, los ingresos que por aplicación del apartado 1 obtengan los comercializadores de referencia por encima de los correspondientes al precio voluntario para el pequeño consumidor tendrán la consideración de ingresos liquidables, debiendo el comercializador de referencia proceder a su abono al distribuidor al que esté conectado el consumidor en un plazo máximo de 10 días desde que tales ingresos se produzcan. El distribuidor declarará tales ingresos a los efectos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

5. De conformidad con el artículo 17. 5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, sobre las tarifas de último recurso para cada categoría de consumo se aplicarán los correspondientes impuestos.

TÍTULO VI

Contratos de suministro de energía eléctrica y obligaciones de transparencia e información

CAPÍTULO I

Contratos de suministro de energía eléctrica con comercializadores de referencia

Artículo 18. *Contratos necesarios para el suministro de energía.*

1. Con carácter general, los consumidores con derecho a quedar acogidos a los precios voluntarios para el pequeño consumidor contratarán conjuntamente la adquisición de la energía y el acceso a las redes con el mismo comercializador de referencia. En este caso, dicho comercializador contratará con el distribuidor el acceso a las redes en nombre del consumidor, quedando obligado a comunicar la duración del contrato de adquisición de energía, el cual no será efectivo hasta que no se disponga del acceso a la red.

En todo caso el comercializador de referencia será responsable del cumplimiento de las obligaciones previstas en el párrafo d) del artículo 46.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. El contrato de adquisición de energía será formalizado entre el consumidor con derecho al precio voluntario al pequeño consumidor y el comercializador de referencia con el contenido mínimo previsto en el artículo siguiente.

El comercializador de referencia deberá disponer en todo momento de la documentación que acredite la voluntad del cliente de contratar el suministro en su nombre.

3. Los consumidores que opten por contratar de forma separada la adquisición de la energía y el acceso a la red, deberán contratar directamente con el distribuidor el acceso a las redes quedando obligados a acreditar el contrato de adquisición de energía, así como la duración del mismo y el sujeto concreto con quien lo tienen suscrito.

4. En todo caso, el titular del contrato de suministro y, en su caso, de acceso, deberá ser el efectivo usuario de la energía, que no podrá utilizarla en lugar distinto para el que fue contratada, ni cederla, ni venderla a terceros.

5. Las condiciones generales incluidas en los contratos serán equitativas y transparentes, y deberán adecuarse a lo establecido en la normativa vigente en materia de contratos con los consumidores. Se explicarán en un lenguaje claro y comprensible y no incluirán obstáculos no contractuales al ejercicio de los derechos de los clientes.

Estas condiciones se darán a conocer con antelación suficiente y, en cualquier caso, deberán comunicarse antes de la celebración o confirmación del contrato. Cuando los

contratos se celebren a través de intermediarios, la información antes mencionada se comunicará asimismo antes de la celebración del contrato.

En todo caso, antes de que el usuario quede vinculado por cualquier contrato a distancia o celebrado fuera del establecimiento, el comercializador de referencia le facilitará de forma clara y comprensible la información a que se refiere el artículo 97 del texto refundido de la Ley General de los derechos de los consumidores y Usuarios y otras leyes complementarias, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre.

Artículo 19. *Contenido mínimo de los contratos.*

1. Los contratos de suministro de energía eléctrica con los comercializadores de referencia dentro del ámbito de aplicación del presente real decreto deberán tener, como mínimo, claramente especificados los siguientes datos:

a) Identidad y dirección de la empresa comercializadora de referencia.

b) Modalidad de contratación aplicable al suministro, distinguiendo expresamente si se trata de precio voluntario al pequeño consumidor o precio fijo anual.

c) El código unificado de punto de suministro, número de póliza del contrato de acceso o de suministro y potencias contratadas.

En el caso de que el comercializador de referencia no contrate en nombre del consumidor el acceso a las redes con el distribuidor, el comercializador no estará obligado a incluir en el contrato de suministro el número de póliza del contrato de acceso.

d) Referencia de la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en la que figuran las ofertas comerciales anuales para colectivos de consumidores.

e) Duración del contrato y condiciones para su prórroga o renovación.

f) Causas de rescisión y resolución del contrato y, en su caso, penalizaciones, así como el procedimiento para realizar una u otras.

Se indicarán expresamente las causas de rescisión y resolución del contrato que sean sin coste para el consumidor, entre las que figurará, en el caso de que el consumidor esté acogido al precio voluntario para el pequeño consumidor, la de su derecho a resolver el contrato por voluntad unilateral del consumidor.

g) La información sobre precios, incluidos los impuestos, peajes y cargos aplicables y, en su caso, disposición oficial donde se fijen los mismos. Esta información deberá ser clara de forma que permita la comparación con otras ofertas, y deberá estar permanentemente actualizada, de acuerdo a lo establecido a este respecto en cuanto a los derechos de los consumidores.

h) Información sobre el servicio de atención a quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones. En concreto, la dirección postal, servicio de atención telefónica y número de teléfono, ambos gratuitos, y el número de fax o dirección de correo electrónico al que el consumidor pueda dirigirse directamente.

i) El procedimiento de resolución de conflictos establecido de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y su normativa de desarrollo.

j) Información sobre los equipos de medida y control necesarios que los consumidores deban tener instalados para la contratación del suministro eléctrico, y para la correcta facturación y aplicación de los peajes de acceso, cargos y demás precios.

k) Reconocimiento del derecho a la elección del medio de pago, de entre los comúnmente utilizados en el tráfico comercial.

l) Información referida al tratamiento de los datos de carácter personal del cliente, en los términos exigidos por la legislación vigente en esta materia.

m) Información relativa al procedimiento de suspensión del suministro de energía eléctrica.

n) Mecanismo de corrección de errores en la facturación como consecuencia de errores administrativos y de medida, delimitando claramente el alcance y las responsabilidades del comercializador y del distribuidor.

o) Condiciones de traspaso y subrogación del contrato.

p) Cláusulas bajo las cuales se podrán modificar las condiciones establecidas en el contrato. El contenido de estas cláusulas será transparente y comprensible.

q) Derechos de compensación y reembolso aplicables si no se cumplen los niveles de calidad contratados, así como demás derechos de los consumidores en relación al suministro.

2. El consumidor tendrá, además de los derechos recogidos en el artículo 44.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, derecho a que el comercializador de referencia le informe y asesore en el momento de la contratación sobre el peaje de acceso y potencia o potencias a contratar más conveniente, y demás condiciones del contrato, así como la potencia adscrita a la instalación de acuerdo con lo previsto en la normativa de aplicación en materia de acometidas eléctricas.

3. Los consumidores deberán ser debidamente avisados de cualquier intención de modificar las condiciones de suministro con una antelación mínima de un mes, e informados de su derecho a resolver sin penalización alguna el contrato cuando reciban el aviso.

4. El contrato a precio voluntario al pequeño consumidor o a precio fijo anual no incluirá ningún otro producto o servicio, sea energético o no, ofrecido directamente por el comercializador de referencia o por terceros.

CAPÍTULO II

Información y comparación de precios

Artículo 20. *Obligaciones de información.*

1. Los comercializadores de referencia remitirán a la Agencia Española de Consumo, Seguridad Alimentaria y Nutrición las condiciones generales de contratación que integren los contratos de suministro de energía eléctrica.

2. Los comercializadores de referencia deberán informar en todas sus facturas a los consumidores que cumplan las condiciones para acogerse a los precios voluntarios para el pequeño consumidor de las opciones de contratación existentes, y de la obligación de dichos comercializadores de suministrarles de acuerdo a lo dispuesto en la normativa de aplicación.

Asimismo, detallarán en sus facturas las referencias a las páginas web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia donde se encuentre el listado de todas empresas comercializadoras, tanto de referencia como en mercado libre, indicando sus teléfonos gratuitos y páginas web, y deberán incluir en todas las facturas la referencia a la página web donde se recogerá la información relativa a los requisitos que deben cumplir para tener derecho a la tarifa de último recurso los consumidores vulnerables con derecho a la aplicación del bono social y los datos del servicio de atención donde obtener dicha información.

Toda la nueva información que se recoge en este artículo deberá aparecer con el mismo tamaño de letra y la misma relevancia que la de las partes principales de la factura.

3. Sin perjuicio de la obligación de los comercializadores de referencia de informar a través de los servicios de atención a los consumidores gratuitos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia llevará a cabo las medidas necesarias para informar a los consumidores sobre el funcionamiento del sistema eléctrico. A tal efecto, publicará una página informativa específica en su página web que deberá estar actualizada con la información que remitirán las empresas comercializadoras sobre sus ofertas, tanto aquellas a precio fijo anual como las de mercado libre.

Además de lo anterior, la citada Comisión deberá habilitar en su página web una herramienta que permita al consumidor acogido al precio voluntario para el pequeño consumidor simular su facturación mediante la introducción de los datos necesarios, fechas inicial y final de lectura, potencia contratada y consumo registrado en cada periodo tarifario, con el objeto de facilitar la información y seguimiento del suministro de energía eléctrica. Esta herramienta permitirá además, comparar este precio con las ofertas a precio fijo anual en términos comparables y homogéneos en el tiempo. Del mismo modo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá publicar en su página web una lista con los comercializadores de referencia, incluyendo sus datos de contacto actualizados, entre los que deben figurar un número de fax, una dirección de correo electrónico y una dirección de

correo postal para la recepción de consultas, así como para la recepción de solicitudes de otorgamiento del bono social.

Cualquier hecho que suponga la modificación de alguno de los datos definidos en el párrafo anterior, será comunicado por el comercializador de referencia a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el plazo máximo de 10 días contados a partir del momento en que se produzcan.

4. Sin perjuicio de los comercializadores de referencia, cualquier empresa comercializadora que disponga de ofertas comerciales anuales para colectivos de consumidores, deberá comunicarlas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, atendiendo a los requisitos y formalidades previstas en los artículos 13 y 14 quien las deberá publicar en su página web, junto con el resto de ofertas de los comercializadores de referencia, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional novena de la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

TÍTULO VII

Metodología para el cálculo de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia (COR) a introducir en el precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica

CAPÍTULO I

Costes de comercialización de las COR

Artículo 21. *Retribución correspondiente a los costes de comercialización.*

La retribución correspondiente a los costes de comercialización a considerar en el cálculo del PVPC incluirá:

a) Una retribución por los costes de explotación en que incurra una empresa eficiente y bien gestionada para el ejercicio de la actividad de comercialización de referencia;

b) Una retribución por la actividad de comercialización de referencia.

Artículo 22. *Estructura de los costes de explotación a incluir en los costes de comercialización.*

Los costes de explotación que se tendrán en cuenta para el establecimiento de la retribución por costes de explotación, se desagregarán en centros de coste según lo siguiente:

a) Costes de explotación fijos por potencia contratada, que incluirán:

1.º costes de contratación,

2.º costes de facturación y cobro,

3.º costes de atención al cliente en que sea obligatorio incurrir de acuerdo con lo previsto en la normativa estatal,

4.º costes de estructura,

5.º costes financieros debidos a la interposición de garantías en el mercado,

6.º costes fijos asociados a la tasa por utilización privativa o aprovechamiento especial del dominio público local [en adelante, Tasa de Ocupación de la Vía Pública (TOVP)] regulada en el artículo 24.1.c) del texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales aprobado por el Real Decreto Legislativo 2/2004, de5 de marzo,

7.º en su caso, otros costes de naturaleza fija debidos a medidas regulatorias de la actividad de comercialización de energía eléctrica establecidas en la normativa estatal que sea de aplicación en todo el territorio español, y que expresamente se reconozcan por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

b) Costes de explotación variables por energía activa consumida, que serán los siguientes:

1.º costes variables asociados a la Tasa de Ocupación de la Vía Pública (TOVP) regulada en el artículo 24.1.c) del texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales aprobado por el Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo;

2.º costes de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética regulado en el capítulo IV del Título III de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia;

3.º en su caso, otros costes de naturaleza variable debidos a medidas regulatorias de la actividad de comercialización de energía eléctrica establecidas en la normativa estatal que sea de aplicación en todo el territorio español, y que expresamente se reconozcan por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Artículo 23. *Facturación de los costes de comercialización.*

1. Los costes de comercialización de aplicación en la facturación del PVPC tendrán dos términos:

a) Un término fijo por potencia, denominado término fijo de los costes de comercialización (CCF) y expresado en €/kW y año, que se incorporará al término de potencia del precio voluntario para el pequeño consumidor, TPU, de acuerdo con lo previsto en el artículo 7.

El término CCF coincidirá con la retribución total por costes de explotación fijos (RTCEF), expresada en €/kW y año establecida en el artículo 24.

b) Un término variable horario por energía consumida, denominado CCVh y expresado en €/kWh, que se incorporará al término de energía del PVPC, de acuerdo con lo previsto en el artículo 12.

El término variable horario de los costes de comercialización (CCVh) será la suma de dos términos:

$$CCVh = RCEVh + Runitaria$$

Siendo:

– RCEVh: Retribución horaria por costes de explotación variables, expresada en €/kWh establecida en el artículo 24.

– Runitaria: Retribución unitaria de los comercializadores de referencia por el ejercicio de su actividad, expresada en €/kWh establecida en el artículo 25.

CAPÍTULO II

Determinación de los componentes de los costes de comercialización

Artículo 24. *Metodología para la fijación de la retribución por costes de explotación.*

1. En el año n, a partir de la información aportada por las empresas comercializadoras de referencia de energía eléctrica conforme a lo dispuesto en el artículo 27, se calculará y se fijará una única retribución total por costes de explotación fijos (RTCEF) para el siguiente periodo trianual (años n+1, n+2 y n+3), según lo siguiente:

$$RTCEF = RCEF + RCFtovp + RMRf$$

Donde:

– RTCEF = Retribución total por costes de explotación fijos, expresada en €/kW y año.

– RCEF = Retribución por costes de explotación fijos, expresada en €/kW y año.

– RCFtovp = Retribución por componente fijo de la tasa de ocupación de la vía pública (TOVP), expresada en €/kW y año.

– RMRf = Retribución por otros costes de naturaleza fija debidos a medidas regulatorias de la actividad de comercialización de energía eléctrica establecidas en la normativa estatal que sea de aplicación en todo el territorio español, expresado en €/kW y año.

a) La retribución por costes de explotación fijos (RCEF) se obtendrá de acuerdo con lo siguiente:

1.º Para cada una de las COR, se calculará el coste unitario fijo en €/kW, obtenido como la relación entre la suma de costes de explotación fijos definidos en el artículo 22.a) expresados en euros y que hayan sido declarados por la empresa, excluidos los costes asociados a la tasa de ocupación de la vía pública, de los dos años anteriores al que se calcula (años n-1 y n-2), y la suma de potencias en kW de la empresa que figuran en la base de datos del sistema de liquidaciones del sector eléctrico en los años correspondientes (n-1 y n-2).

$$\text{Coste unitario fijo (€/kW)} = \frac{\sum_{i=1,2} \text{costes en € de explotación fijos del año } n-i}{\sum_{i=1,2} \text{potencia en kW del año } n-i}$$

2.º Se seleccionarán las tres COR más eficientes, entendiendo como tales aquéllas con menor coste unitario fijo obtenido según se describe en el párrafo a).1.º anterior.

En el caso de que las tres empresas seleccionadas no supongan, en el periodo analizado, un 40 por ciento de representatividad en el mercado, medida en términos de potencia contratada con empresas comercializadoras de referencia, se adicionarán sucesivamente empresas ordenadas según coste unitario creciente hasta alcanzar dicha cuota.

3.º La retribución por costes de explotación fijos (RCEF) se obtendrá ponderando el coste unitario fijo de cada empresa comercializadora de referencia seleccionada según el criterio del párrafo a).2.º por la potencia que figure en la base de datos del sistema de liquidaciones del sector eléctrico para dicha empresa, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{RCEF (€/kW)} = \frac{\sum_A \left[\text{coste unitario fijo A}\left(\frac{€}{kW}\right) \times \text{potencia A (kW)}\right]}{\sum_A \text{potencia A (kW)}}$$

Donde:

A es cada una de las empresas más eficientes seleccionadas según lo establecido en el párrafo 2.º

Los valores de costes unitarios y potencias serán los que correspondan a estas empresas los años n-1 y n-2 señalados en el párrafo a).1.º anterior.

b) La retribución por componente fijo de la tasa de ocupación de la vía pública (RCFtopv) se obtendrá a partir de la retribución por costes de explotación fijos calculada según se establece en el párrafo a).3.º aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{RCFtovp (€/kW)} = \frac{\text{TOVP}}{1 - \text{TOVP}} \times [\text{RCEF} + \text{RMRf}]$$

Siendo:

– RCFtovp = Retribución por componente fijo de la tasa de ocupación de la vía pública, expresada en €/kW y año.

– TOVP = Tipo correspondiente, en tanto por uno, a la tasa de ocupación de la vía pública, según el artículo 24.1.c) del texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales aprobado por el Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo.

– RCEF = Retribución por costes de explotación fijos, expresada en €/kW y año.

– RMRf = Retribución por otros costes de naturaleza fija debidos a medidas regulatorias de la actividad de comercialización de energía eléctrica establecidas en la normativa estatal que sea de aplicación en todo el territorio español, expresado en €/kW y año.

2. La retribución unitaria en cada hora por costes de explotación variables (RCEVh) se calculará según lo siguiente:

$$RCEVh = RCVtovph + RFE + RMRv$$

Donde:

– RCEVh = Retribución horaria por costes de explotación variables, expresada en €/kWh.

– RCVtovph = Retribución horaria por componente variable de la tasa de ocupación de la vía pública (TOVP), expresada en €/kWh.

– RFE = Retribución del coste de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética regulado en el capítulo IV del Título III de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, expresado en €/kWh. El valor de esta retribución será constante para todas las horas.

– RMRv = Retribución por otros costes de naturaleza variable debidos a medidas regulatorias de la actividad de comercialización de energía eléctrica establecidas en la normativa estatal que sea de aplicación en todo el territorio español, expresado en €/kWh. El valor de esta retribución será constante para todas las horas.

a) La retribución horaria por componente variable de la tasa de ocupación de la vía pública RCVtopvh incluirá los componentes variables de la facturación de las COR y su valor se calculará de acuerdo con lo siguiente:

$$RCVtovp_h = \frac{TOVP}{1 - TOVP} \times [Pmh + SAh + CCOMh + CCOSh + CAPh + INTh + RFE + Runitaria + RMRv]$$

Siendo:

– RCVtovph = Retribución horaria por componente variable de la tasa de ocupación de la vía pública (TOVP), expresada en €/kWh.

– TOVP = Tipo correspondiente, en tanto por uno, a la tasa de ocupación de la vía pública, establecido en el artículo 24.1.c) del texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales aprobado por el Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo.

– Pmh = Precio medio horario obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h del periodo tarifario p según lo establecido en el artículo 10, expresado en €/kWh.

– SAh = Valor del coste correspondiente a los servicios de ajuste del sistema asociados al suministro en la hora h del periodo tarifario p. El valor de SAh se calculará de conformidad con lo establecido en el artículo 11, expresado en €/kWh.

– CCOMh, CCOSh, CAPh e INTh = serán las cuantías horarias relativas al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, para la financiación de la retribución del Operador del Sistema, por los mecanismos de capacidad de generación y para la financiación del servicio de interrumpibilidad definidas en el artículo 12, expresados en €/kWh.

– RFE = Retribución del coste de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética regulado en el capítulo IV del Título III de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, expresada en €/kWh.

– Runitaria = Retribución unitaria de las COR por el ejercicio de su actividad, expresada en €/kWh, y fijada de acuerdo con el artículo 25 de este real decreto.

– RMRv = Retribución por otros costes de naturaleza variable debidos a medidas regulatorias de la actividad de comercialización de energía eléctrica establecidas en la normativa estatal que sea de aplicación en todo el territorio español, expresado en €/kWh.

– Los valores de RFE, Runitaria y RMRv serán constantes para todas las horas.

b) La retribución del coste de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (RFE) se calculará como el cociente entre las obligaciones de pago del conjunto de las COR para el año de aplicación correspondiente a su actividad de suministro de electricidad y la energía eléctrica en barras de central en el año anterior para esas mismas empresas.

Este valor será fijado anualmente mediante orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, una vez que hayan sido fijadas las obligaciones de pago de estos sujetos conforme establece el artículo 70.1 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, y su valor será de aplicación a partir de la fecha de entrada en vigor de la misma.

Si esta fecha fuera posterior al 1 de enero del año de aplicación correspondiente, hasta la aprobación de la orden mencionada en el párrafo anterior o, en su caso, hasta la extinción de la obligación de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética de estos sujetos, se mantendrá el valor de la retribución del coste de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (RFE) en la cuantía establecida para el año anterior.

A estos efectos, los sujetos que ejerzan la actividad de comercialización de energía eléctrica obligados a remitir información conforme al artículo 70.2 de la citada Ley 18/2014, de 15 de octubre, desagregarán la información relativa a sus ventas de energía eléctrica que deban remitir de acuerdo con la normativa, distinguiendo los datos entre las siguientes actividades:

a) Comercialización de referencia por ventas a consumidores acogidos a PVPC.
b) Comercialización de referencia por ventas a consumidores acogidos a TUR.
c) Comercialización libre.

Artículo 25. *Metodología para la fijación de la retribución unitaria por el ejercicio de la actividad de comercialización de referencia.*

La retribución unitaria por el ejercicio de la actividad de comercialización de referencia se fijará, atendiendo al nivel de riesgo que asume el comercializador en el ejercicio de la actividad, en el año n para el siguiente periodo trianual (años n+1, n+2 y n+3), según lo siguiente:

$$Runitaria = Pe \times Tr$$

Donde:

– Runitaria = Retribución unitaria de las COR por el ejercicio de su actividad, expresada en €/kWh.

– Pe = Precio de la energía único, calculado como media ponderada por la energía en los años n-1 y n-2 de los resultados de los mercados diario e intradiario, los servicios de ajuste del sistema y el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, correspondientes al precio final anual de la categoría de COR de los resultados del mercado de producción publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La energía considerada para la ponderación será la correspondiente a dicha categoría de comercializadoras para cada uno de los años n-1 y n-2.

– Tr = porcentaje de rentabilidad expresado en tanto por uno, que tomará el valor de 1,05 por ciento.

CAPÍTULO III

Revisión de los costes de comercialización

Artículo 26. *Revisión de los costes de comercialización.*

1. Los componentes de retribución por costes de explotación fijos (RCEF) y de retribución por componente fijo de la tasa de ocupación de la vía pública (RCFtovp) de la retribución total por costes de explotación fijos (RTCEF), serán revisados cada tres años a partir de la información facilitada por las empresas según lo dispuesto en el artículo 27 y teniendo en cuenta la metodología descrita en el artículo 24.

2. La retribución del coste de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (RFE) se revisará anualmente de acuerdo con lo establecido en el artículo 24.2.b).

3. La retribución unitaria de las COR por el ejercicio de la actividad se revisará cada tres años, de acuerdo con la metodología descrita en el artículo 25.

El componente correspondiente al porcentaje de rentabilidad (Tr) aplicado en la citada retribución unitaria podrá ser revisado cada tres años.

4. La forma de revisar los costes de naturaleza fija (RMRf) y variable (RMRv) debidos a medidas regulatorias se determinará, atendiendo a su naturaleza, en la correspondiente Orden del Ministro de Energía, Turismo, y Agenda Digital, que los reconozca.

5. A efectos de las revisiones previstas en este artículo, por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y de acuerdo con los plazos de revisión previstos, se aprobarán:

a) El valor del término fijo de los costes de comercialización (CCF) a considerar en la determinación del precio voluntario para el pequeño consumidor y los valores de cada uno de sus componentes: retribución por costes de explotación fijos (RCEF), retribución por componente fijo de la tasa de ocupación de la vía pública (RCFtovp) y Retribución por otros costes de naturaleza fija debidos a medidas regulatorias de la actividad de comercialización de energía eléctrica establecidas en la normativa estatal que sea de aplicación en todo el territorio español (RMRf).

b) Los valores de los componentes de la retribución horaria por costes de explotación variables (RCEVh) siguientes: el valor de la retribución unitaria por el ejercicio de la actividad de comercialización de referencia (Runitaria) y su componente de precio de la energía único (Pe), la retribución del coste de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (RFE), y de la retribución por otros costes de naturaleza variable debidos a medidas regulatorias establecidas en la normativa estatal que sea de aplicación en todo el territorio español (RMRv).

Artículo 27. *Obligaciones de información de las COR.*

1. Las COR llevarán una contabilidad regulatoria de costes de acuerdo con los criterios y reglas de asignación homogéneos para todas las citadas comercializadoras, que se determinarán mediante orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital.

2. Para la actualización de la retribución y la supervisión de la actividad, las COR deberán remitir antes del 1 de julio de cada año a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con copia a la Dirección General de Política Energética y Minas, bajo su responsabilidad, un informe y un anexo en formato electrónico, con la información de costes recogidos en el artículo 22, conforme a los criterios y reglas que se definan de acuerdo con el apartado anterior.

Los criterios y formatos para la entrega de información serán establecidos mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que deberá ser remitida a la citada Dirección antes del 1 de febrero del año n en que se calcula la revisión. La resolución que se dicte a tal efecto será objeto de publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Además, con el fin de realizar una mejor caracterización de los costes en que incurre una COR, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá remitir antes del 1 de febrero de cada año a la Dirección General de Política Energética y Minas una propuesta de criterios y formatos para la entrega de información señalados en el párrafo anterior. La Dirección General de Política Energética y Minas establecerá, en su caso, los nuevos criterios y formatos de entrega de información que se publicarán en el «Boletín Oficial del Estado».

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, una vez recabada la información según lo dispuesto en el apartado 2, remitirá al Ministro de Energía, Turismo, y Agenda Digital, antes del 30 de octubre del año n en el que deba realizarse la revisión, una propuesta de fijación de los costes de comercialización para el periodo trianual siguiente, de acuerdo con lo establecido en el presente real decreto.

4. La información que remitan las comercializadoras de referencia para el cálculo de los costes de explotación correspondientes deberá ser completa y actualizada, con el fin de que tanto la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como la Dirección General de Política Energética y Minas dispongan de la misma. En todo caso, la documentación presentada por las COR podrá ser contrastada con otras fuentes de información. La información procedente de otras fuentes podrá ser utilizada para la fijación de retribución por el ejercicio de la actividad de comercialización de referencia.

Las COR deberán guardar copia de la información facilitada a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia durante un periodo de cuatro años.

Disposición adicional primera. *Listado de comercializadores de referencia.*

1. De conformidad con el artículo 3.1 de este real decreto se designan como comercializadores de referencia en todo el territorio español a las siguientes empresas:

a) Endesa Energía XXI, S.L.U.
b) Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
c) Gas natural S.U.R. SDG, S.A.
d) E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L.
e) EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A.

Los comercializadores de referencia así designados que, antes de la entrada en vigor de este real decreto, hubiesen sido autorizados para ejercer simultáneamente las obligaciones de suministro de último recurso en el sector del gas podrán seguir realizándolo en una única empresa de comercialización de referencia o de último recurso.

2. En virtud de lo dispuesto en el artículo 3.1, cada uno de los grupos empresariales a los que pertenecen las empresas Cide HC-Energía S.L., Empresa de alumbrado eléctrico de Ceuta, S.A. y Gaselec diversificación, S.L., deberá solicitar del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en el plazo máximo de dos meses desde la entrada en vigor de este real decreto, la designación de una de las sociedades que lo integran como comercializador de referencia, adjuntando a tal fin la documentación necesaria que acredite el cumplimiento de los requisitos allí expresados. En el caso de Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, S.A. y Gaselec diversificación, S.L., deberá indicarse por añadidura si quieren ejercer la actividad de comercialización en todo el territorio español o únicamente en el ámbito de su ciudad autónoma respectiva.

El Consejo de Ministros designará, mediante real decreto, en el plazo máximo de tres meses desde la presentación de dichas solicitudes y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a los referidos comercializadores de referencia así como su ámbito de actuación.

Disposición adicional segunda. *Unificación de las empresas comercializadoras de referencia o de último recurso.*

Los grupos empresariales o empresas que tengan simultáneamente obligaciones de suministro de comercializador de referencia o de último recurso en los sectores de electricidad y gas respectivamente, podrán proceder a unificar dichas obligaciones en una única empresa de comercialización de referencia o de último recurso.

A estos efectos, dichos grupos empresariales o empresas deberán remitir su solicitud al Ministerio de Industria, Energía y Turismo indicando el nombre de la sociedad que asumirá las obligaciones de referencia en ambos sectores. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo determinará la fecha a partir de la cual se hará efectiva la transferencia a dicha sociedad de los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso de gas o en su caso, al precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica.

Disposición adicional tercera. *Facturas de energía eléctrica y de gas.*

La Dirección General de Política Energética y Minas podrá establecer por resolución, previo trámite de audiencia:

a) El contenido mínimo obligatorio y un formato tipo de las facturas que deberán remitir a los consumidores los comercializadores de referencia o de último recurso de electricidad o de gas, respectivamente.

b) El contenido mínimo obligatorio y un formato tipo voluntario de las facturas que deberán remitir los comercializadores del mercado libre de electricidad a los consumidores en baja tensión de hasta 15 kW de potencia contratada no acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor.

Disposición adicional cuarta. *Coeficientes de liquidación de la energía del mercado.*

1. A efectos de liquidación en el mercado para elevar a barras de central la demanda medida de los comercializadores y consumidores directos en mercado se aplicarán unos coeficientes de liquidación horarios reales.

Los coeficientes de liquidación horarios reales serán calculados por el operador del sistema de manera que la energía generada sea igual a la demanda elevada a barras de central y para ello tendrá en cuenta, entre otras, las pérdidas reales medidas de las redes y los efectos del perfilado,

Los coeficientes de liquidación horarios reales se determinarán en función del nivel de tensión y peaje de acceso y, en su caso, perfil de consumo.

2. El operador del sistema calculará y publicará a partir de la entrada en vigor del presente real decreto la siguiente información:

a) Con una antelación de al menos dos días respecto al día de suministro, el coeficiente de pérdidas de aplicación al suministro en la hora h, PERDh, definido en el artículo 7 a efectos del cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor. Este coeficiente se determinará en función del nivel de tensión y peaje de acceso y, en su caso, perfil de consumo.

b) Mensualmente, una previsión los coeficientes de pérdidas para el año móvil siguiente, diferenciando en función del nivel de tensión y peaje de acceso y, en su caso, perfil de consumo.

3. El Operador del sistema realizará con carácter anual un informe de valoración de las diferencias entre los coeficientes de pérdidas previstos publicados mensualmente, los coeficientes de pérdidas de aplicación al suministro publicados dos días antes de cada suministro y los coeficientes de liquidación horarios reales.

4. Para la liquidación de la energía en los despachos de los territorios no peninsulares se aplicará el mismo mecanismo establecido en esta disposición sin perjuicio de las particularidades que en su caso, se establezcan en la normativa que regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los territorios no peninsulares.

5. A efectos de la aplicación de lo dispuesto en la presente disposición adicional el operador del sistema:

a) Enviará en el plazo máximo de un mes a partir de la entrada en vigor del presente real decreto una propuesta de revisión de los procedimientos de operación del sistema.

b) Enviará con anterioridad al 15 de noviembre de 2014 a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una propuesta de revisión de los perfiles de consumo de aplicación a los consumidores sin medida horaria teniendo en cuenta los resultados del panel representativo de consumidores previsto en el artículo 32 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

La citada Comisión procederá a informar sobre dicha propuesta enviando el informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo antes del 1 de diciembre.

Disposición adicional quinta. *Desarrollo de procedimientos.*

1. Por resolución del Secretario de Estado de Energía se establecerá el procedimiento donde se regule la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión, así como los protocolos de intercambio de información, de seguridad y de confidencialidad de la misma entre los agentes a efectos de facturación y liquidación de la energía. A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia remitirá a la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo máximo de dos meses desde la entrada en vigor de este real decreto, una propuesta de los citados procedimientos así como de cualquier otra disposición que fuese necesario desarrollar a efectos de la gestión de la medida horaria de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión.

2. En el plazo máximo que se establezca en las disposiciones a que se refiere el apartado anterior, los encargados de la lectura deberán efectuar la telemedida de todos los contadores de telegestión instalados a suministros en baja tensión de hasta 15 kW de potencia contratada de acuerdo al Plan de Sustitución de contadores previsto en la disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

Disposición adicional sexta. *Intercambio de información entre los Operadores.*

1. El Operador del Sistema deberá comunicar al Operador del Mercado Ibérico - Polo Español la información necesaria para el cálculo unitario medio por unidad de energía del valor de cada concepto de los costes para el conjunto de consumidores en el agregado del sistema eléctrico.

2. Asimismo el Operador del Mercado Ibérico–Polo Español deberá comunicar al Operador del Sistema la información necesaria para el cálculo unitario medio por unidad de energía del valor de cada concepto de los costes para el conjunto de consumidores en el agregado del sistema eléctrico.

3. Tanto el Operador del Sistema como el Operador del Mercado Ibérico - Polo Español deberán publicar en sus respectivas páginas de internet los valores de estos costes en cada hora, indicando asimismo el coste final de la energía y los componentes del precio final en agregado y para cada tipo de consumidor.

Disposición adicional séptima. *Particularidades en la aplicación del suministro al precio del pequeño consumidor y de último recurso en los sistemas no peninsulares.*

La comercialización de referencia de energía eléctrica en los sistemas no peninsulares se regirá por las disposiciones generales aplicables en el sistema eléctrico peninsular con las particularidades que se establecen a continuación:

a) Los comercializadores de referencia en estos sistemas adquirirán la energía eléctrica para el suministro a sus consumidores acogidos a precio voluntario para el pequeño consumidor y de tarifa de último recurso en el despacho de energía correspondiente a cada sistema no peninsular.

b) En tanto no se desarrollen los mecanismos para la incorporación de señales de precio eficientes al consumidor establecidos en el artículo 10 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, el precio de adquisición de la energía referida en el párrafo anterior será el coste de producción de la energía en cada hora, CPh definido en el artículo 9 y publicado por el operador del sistema, excluyendo el pago para la financiación de la retribución del Operador del Mercado y del Operador del Sistema, así como los correspondientes a los mecanismos de capacidad. Adicionalmente al precio de adquisición antes definido, los comercializadores de referencia deberán cumplir con las obligaciones derivadas de los costes para la financiación de la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, y del Operador del Sistema así como de los mecanismos de capacidad de generación que le correspondan en función de los peajes de acceso de sus suministros, de acuerdo a la normativa de aplicación.

Disposición adicional octava. *Valores iniciales para el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor.*

1. A efectos del cálculo del precio marginal en la hora h de la sesión n del mercado intradiario (PMIh,n) establecido en el artículo 10, se tomará únicamente la primera sesión del mercado intradiario.

Por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se podrá determinar la consideración de otros mercados intradiarios.

2. **(Anulado)**

3. Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia elaborará y enviará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo un informe sobre el margen comercial que corresponde aplicar a la actividad de comercialización de referencia para realizar el suministro de energía eléctrica a precio voluntario del pequeño consumidor y a tarifa de último recurso, donde se detallen cada uno de los costes de comercialización que incorpora.

Este informe, a salvo de la información que tenga carácter confidencial, será objeto de publicación en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia en el plazo máximo de 15 días desde su remisión.

Disposición adicional novena. *Curvas de carga destinadas al suministro a los clientes.*

Los comercializadores de referencia deberán enviar antes del 15 de noviembre de cada año a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia su previsión de las curvas de carga destinadas al suministro a los clientes con derecho a los precios voluntarios para el pequeño consumidor para cada periodo anual, incluyendo el detalle de los consumidores vulnerables y los consumidores que, sin tener derecho a acogerse a los precios voluntarios para el pequeño consumidor, transitoriamente carezcan de contrato con un comercializador libre, con el desglose en cada caso por cada categoría de peajes de acceso existentes.

Dicha Comisión procederá a informar sobre las cantidades remitidas, valorando las mismas en función de sus previsiones de evolución de demanda, remitiendo su informe y, en su caso, las cantidades revisadas a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo antes del 10 de diciembre de cada año.

Disposición adicional décima. *Adaptación de los contratos vigentes.*

Los comercializadores de referencia deberán adaptar los contratos de suministro ya suscritos con sus clientes a las disposiciones del presente real decreto, con ocasión de su vencimiento o del de cualquiera de sus prórrogas. A estos efectos, el comercializador de referencia remitirá a cada cliente el nuevo contrato para su suscripción con una antelación mínima de un mes. En ningún caso dicha adaptación podrá conllevar penalizaciones para los consumidores.

Esta obligación será exigible a partir del 1 de julio de 2014.

Disposición adicional undécima. *Coordinación de los sujetos en la operación del sistema.*

Las propuestas de procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema que, de acuerdo con el artículo 31 Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, serán presentadas por el Operador del Sistema para su aprobación por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, deberán ir acompañadas del informe de los representantes de todos los sujetos del sistema definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El Operador del Sistema informará a los sujetos a los que hace referencia el artículo 6 de la referida ley de las incidencias que se produzcan en el ejercicio de sus competencias. A estos efectos, el Operador del Sistema, dispondrá de un servicio específico de atención a dichos sujetos.

Disposición adicional duodécima. *Aplicación de perfiles de consumo.*

Sin perjuicio de lo previsto en el artículo 8.2 b) del presente real decreto, los perfiles finales a efectos de liquidación en el mercado se obtendrán aplicando el método previsto en la resolución del Director General de Política Energética y Minas que se apruebe en desarrollo de lo previsto en el artículo 32 del Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Disposición adicional decimotercera. *Mandatos al operador del sistema.*

1. El Operador del Sistema, en el plazo de un mes a partir de la entrada en vigor del presente real decreto, presentará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de procedimiento de estimación de cada uno de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor a efectos de la aprobación de la resolución prevista en el apartado 2 del anexo I de este real decreto.

2. Asimismo, el Operador del Sistema, en el plazo de dos meses a partir de la entrada en vigor del presente real decreto, presentará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de revisión de los procedimientos de operación del sistema que resulten necesarios para la aplicación de lo previsto en el mismo.

Disposición transitoria primera. *Periodo transitorio de adaptación.*

1. Lo dispuesto en los títulos III y V de este real decreto será de aplicación a partir del 1 de abril de 2014.

A estos efectos, los consumidores suministrados por un comercializador de referencia que estuvieran acogidos a los precios voluntarios para el pequeño consumidor a 31 de marzo de 2014, seguirán siendo suministrados por dicho comercializador aplicando el nuevo precio voluntario para el pequeño consumidor definido en el presente real decreto a partir de 1 de abril de 2014.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las solicitudes de modificación de la modalidad de contratación que se realicen por parte del consumidor.

2. Los comercializadores de referencia dispondrán de un plazo máximo hasta el 1 de julio de 2014 para la adaptación de sus sistemas con el fin de realizar la facturación a los consumidores en aplicación de lo dispuesto en el mismo.

En las facturaciones que se realicen por parte de cada comercializador de referencia con anterioridad a la adaptación de sus sistemas se aplicará, con carácter transitorio, el precio voluntario para el pequeño consumidor aprobado por Resolución de 31 de enero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y los precios voluntarios para el pequeño consumidor.

Una vez realizada la adaptación de sus sistemas, el comercializador procederá en la facturación inmediatamente posterior que corresponda, a la regularización al consumidor de las facturaciones que, con carácter transitorio, se hayan realizado con aplicación del precio establecido en el párrafo anterior. En dicha regularización deberán hacerse constar las diferencias entre dicho precio y el resultante del nuevo mecanismo de cálculo establecido en la presente norma a partir del 1 de abril de 2014. La cantidad que resulte de dichas diferencias vendrá reflejada de forma separada en la factura acompañada de la rúbrica, según proceda, «Devolución precios a partir de 1-Abril-2014» o «Regularización precios a partir de 1-Abril-2014»

En el momento en el que, de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria tercera del presente real decreto, deba incluirse en la facturación la cuantía que corresponda por aplicación del término DIF, ésta se detallará de forma separada.

Los consumos de energía que correspondan a un período de facturación que incluyera algún periodo anterior al 1 de abril, se distribuirán a efectos de su refacturación proporcionalmente a la parte del tiempo transcurrido en que haya estado en vigor cada uno de los mecanismos de cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor.

3. Para el cálculo del bono social en las facturaciones de los consumidores que se realicen a partir del 1 de abril de 2014 hasta que se realice la adaptación de los sistemas por los comercializadores de referencia, se aplicarán transitoriamente los precios voluntarios para el pequeño consumidor calculados conforme al apartado anterior y las tarifas de

referencia establecidas en la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Una vez realizada la adaptación de los sistemas, el comercializador procederá en la facturación inmediatamente posterior que corresponda, a la regularización al consumidor acogido al bono social de las facturaciones del primer trimestre de 2014 así como de las aplicadas con carácter transitorio de acuerdo con el párrafo anterior. En ningún caso las regularizaciones correspondientes al primer trimestre de 2014 podrán suponer un incremento del precio frente al aplicado en ese periodo.

4. El incumplimiento por parte de los comercializadores de referencia de la obligación de adaptar sus sistemas de facturación al nuevo mecanismo en el plazo máximo de tres meses a contar desde la entrada en vigor del presente real decreto será sancionado de conformidad con lo dispuesto en el título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

5. Además de lo anterior, en la primera facturación que se realice por las empresas comercializadoras de referencia a partir del 15 de abril de 2014 a los consumidores que estuvieran acogidos a precio voluntario para el pequeño consumidor se informará del mecanismo previsto de acuerdo al modelo recogido en el anexo II.

Asimismo, las comercializadoras de referencia enviarán junto a las siguientes facturas que remitan la información institucional en los términos que se determinen por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

6. Para el cálculo de las tarifas de último recurso de aplicación a los consumidores que carecen de contrato en vigor con un comercializador y no tienen derecho a quedar acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor en las facturaciones que se realicen a partir del 1 de abril de 2014 hasta que se realice la adaptación de los sistemas, se aplicarán transitoriamente los precios voluntarios para el pequeño consumidor calculados conforme al apartado 2 de esta disposición.

Una vez transcurrido el plazo de adaptación de los sistemas, el comercializador procederá en la facturación inmediatamente posterior que corresponda, a la regularización al consumidor de las facturaciones que, con carácter transitorio, se hayan realizado con aplicación del precio establecido en el párrafo anterior. En dicha regularización deberán hacerse constar las diferencias entre dicho precio y el resultante del nuevo mecanismo de cálculo establecido en la presente norma a partir del 1 de abril de 2014.

Disposición transitoria segunda. *Plazo para comunicar las ofertas.*

Antes del 15 de abril de 2014 los comercializadores de referencia deberán comunicar las ofertas a las que se refiere el artículo 13 a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Disposición transitoria tercera. *Regularización de cantidades por aplicación del mecanismo de cobertura previsto en el Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014.*

1. Por resolución del Director General de Política Energética y Minas se determinará asimismo el valor del término DIFp, expresado en euros/kWh, que deberá aplicarse por los comercializadores de referencia en la facturación del consumo correspondiente al primer trimestre de 2014 a cada tipo de consumidor en cada periodo tarifario p. Esta cantidad será de aplicación a los consumidores a los que hubieran suministrado a los precios voluntarios para el pequeño consumidor durante el primer trimestre de 2014, correspondiente a la aplicación del mecanismo de cobertura a los comercializadores de referencia basado en la liquidación por diferencias de precios previsto en el artículo 2 del Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014.

El valor del término DIFp se calculará de acuerdo a lo siguiente:

$$DIFp = \frac{ImpC}{DemTot} * (1 + PERDp)$$

Siendo:

DIFp: Cantidad a aplicar al consumo del primer trimestre en cada periodo tarifario p derivada de la aplicación del mecanismo de cobertura a los comercializadores de referencia (en euros/MWh).

ImpC: Importe correspondiente a la aplicación del mecanismo de cobertura previsto y calculado de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 2 del Real Decreto-ley 17/2013 en el primer trimestre de 2014, expresada en euros.

DemTot: Demanda total suministrada en el primer trimestre de 2014 por los comercializadores de referencia en barras de central y destinadas al suministro a consumidores acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor, expresada en MWh.

PERDp: Coeficiente de pérdidas establecido en la normativa para elevar a barras de central el consumo leído en contador del consumidor en el periodo tarifario p.

2. El valor del término DIF será calculado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a partir de la información que podrá solicitar al Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, a Red Eléctrica de España, como operador del sistema y a los comercializadores de referencia. Una vez realizado el cálculo, dicha Comisión informará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo con antelación suficiente a efectos de su aprobación y publicación con anterioridad al 15 de mayo de 2014 en el «Boletín Oficial del Estado».

3. Una vez publicado el valor del término DIF, los comercializadores de referencia procederán a su aplicación en la primera facturación que se realice una vez efectuada la adaptación de sus sistemas, a los consumidores acogidos a los precios voluntarios para el pequeño consumidor a los que hubieran suministrado en el primer trimestre de 2014 por el consumo correspondiente. Si un consumidor hubiera sido suministrado por más de un comercializador de referencia durante el primer trimestre de 2014, cada uno de ellos aplicará el término DIF al periodo en que hubiera sido suministrador. Asimismo, si un consumidor acogido al precio voluntario para pequeño consumidor hubiera sido suministrado por el comercializador de referencia durante un periodo inferior al trimestre, únicamente se le aplicará el término DIF al consumo de dicho periodo.

La cantidad que deberá figurar en la factura será el resultado de multiplicar el término DIF aprobado, por el consumo a precio voluntario para el pequeño consumidor de cada suministro, que corresponda al primer trimestre de 2014 considerando lo previsto en el párrafo anterior, de acuerdo con la normativa vigente en materia de reparto de la medida entre periodos con diferentes precios.

Dicha cantidad vendrá reflejada de forma separada en la factura acompañada de la rúbrica, «Devolución precios Enero-Marzo 2014».

Esta cantidad deberá figurar en la misma factura en la que se refleje la cuantía resultante de aplicar la regularización prevista en el apartado 2 de la disposición transitoria primera.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará la correcta realización de estas regularizaciones por los comercializadores de referencia en sus facturas a los consumidores.

4. Los comercializadores de referencia declararan al organismo encargado de las liquidaciones los ingresos o costes que, en su caso, hayan obtengan los comercializadores de referencia calculados como diferencia entre los valores resultantes de la aplicación del mecanismo de cobertura previsto en el Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, y los valores resultantes de aplicar lo previsto en la presente disposición transitoria a sus consumidores acogidos al precio voluntario del pequeño consumidor. El organismo encargado de las liquidaciones creará a estos efectos una cuenta específica en régimen de depósito y será responsable de su gestión a efectos de la realización de las oportunas regularizaciones de las cantidades correspondientes.

Esta regularización se realizará una vez conocida la información necesaria declarada por los comercializadores de referencia. Al finalizar las oportunas liquidaciones, el organismo encargado de las liquidaciones procederá a integrar el saldo de la cuenta en el sistema general de liquidaciones de las actividades reguladas en la primera liquidación que efectúe.

Disposición transitoria cuarta. *Información a remitir por los comercializadores de referencia para el periodo del 1 de abril de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2014.*

Los comercializadores de referencia deberán enviar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el plazo máximo de 10 días desde la entrada en vigor de este real decreto su previsión de las curvas de carga destinadas al suministro a los precios voluntarios para el pequeño consumidor para el periodo comprendido entre el 1 de abril y el 31 de diciembre de 2014, incluyendo el detalle de los consumidores vulnerables y los consumidores que, sin tener derecho a acogerse a los precios voluntarios para el pequeño consumidor, transitoriamente carezcan de contrato con un comercializador libre, con el desglose en cada caso por cada categoría de peajes de acceso existentes.

Disposición transitoria quinta. *Publicación y cálculo de los términos del coste de producción del precio voluntario para el pequeño consumidor.*

1. El operador del sistema publicará en su página web a partir del 31 de marzo de 2014 los valores de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor y los coeficientes horarios del perfil de consumo ajustado de conformidad con los artículos 7.7, disposición adicional duodécima y esta disposición.

A partir del 31 de marzo de 2014, y hasta que sea aprobada la resolución que se determina en el anexo I.2 del presente real decreto, el cálculo de los valores de los componentes del coste de producción de energía eléctrica establecidos en el artículo 9 será realizada de acuerdo con los siguientes apartados.

2. Para el cálculo de Pmh se considerará, además de los resultados del mercado diario, los valores de precio marginal y energía casada en la primera sesión del mercado intradiario.

3. En la determinación de SAh se considerará lo siguiente:

a) En el cálculo de PMASh se incluirán los valores de los servicios de ajuste que se hubieran convocado y cuyo resultado sea conocido antes de las 20:15 horas del día anterior al del suministro siguientes:

1.º Restricciones técnicas.
2.º Reserva de potencia a subir.
3.º Banda de secundaria.

El valor del resto de componentes de los servicios de ajuste se estimará para cada mes por el operador del sistema teniendo en cuenta valores históricos, y podrá ser el mismo para todas las horas del mes.

b) CDSVh: Precio horario del desvío por MWh consumido de los comercializadores de referencia, cuyo valor se estimará para cada mes por el operador del sistema teniendo en cuenta valores históricos, y podrá ser el mismo para todas las horas del mes.

c) INTh: Precio horario correspondiente al pago de los comercializadores de referencia para la financiación del servicio de interrumpibilidad, expresado en euros/MWh, de acuerdo a lo previsto en la normativa de aplicación. Este precio será calculado por el operador del sistema tomando el valor que corresponda al precio medio de la asignación a la demanda de la retribución fija del servicio de interrumpibilidad que le corresponda en aplicación de la Orden IET/2013/2013, del mes anterior al del suministro. Su valor podrá ser el mismo para todas las horas del mes.

4. El operador del sistema calculará y publicará en su página web el día anterior al del suministro para cada una de las 24 horas del día siguiente los valores anteriores, así como los restantes componentes del término Cph y los pondrá a disposición de los sujetos en un formato que permita su tratamiento electrónico de acuerdo a lo previsto en el presente real decreto.

Disposición transitoria sexta. *Aplicación del término de energía reactiva.*

El término de energía reactiva definido en el apartado 5 del artículo 7 y el término de facturación de energía reactiva definido en el apartado 3 del artículo 8 no serán de aplicación hasta el 1 de enero de 2019. A partir de esa fecha será de aplicación a todo suministro que cuente con equipo de telegestión efectivamente integrado en dicho sistema.

No obstante lo anterior, los consumidores conectados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada inferior o igual a 10 kW estarán sujetos a lo establecido en el párrafo a) segundo del apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Disposición transitoria séptima. *Mecanismo transitorio de asignación del cierre de energía en mercado.*

1. Hasta el 31 de marzo de 2015, existirá un cierre de energía que se calculará como el saldo resultante de la diferencia entre la energía generada y la demanda medida de los comercializadores y consumidores directos en mercado elevada a barras de central con los coeficientes de pérdidas siguientes, que serán utilizados a efectos de liquidación en el mercado:

a) Hasta el 31 de mayo de 2014, se aplicarán los coeficientes de pérdidas recogidos en el anexo III de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.

b).Desde el 1 de junio de 2014 y hasta el 31 de marzo de 2015, se aplicarán los coeficientes de pérdidas definidos en la disposición adicional cuarta 2.a).

2. El cierre de energía así calculado se valorará al precio del mercado diario. El saldo resultante tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema a los efectos del Real Decreto 2017/1997, 26 diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, y como tal se incluirá en las liquidaciones del sistema eléctrico por el órgano encargado de las mismas.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

1. Quedan derogadas todas las normas de igual o inferior rango en cuanto contradigan o se opongan a lo dispuesto en el presente real decreto.

2. En particular, quedan derogados:

a) El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

b) La Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, salvo el capítulo VI, y las disposiciones adicionales primera, y séptima.

c) La Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso.

d) La disposición adicional quinta de la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria primera.

Disposición final primera. *Título competencial.*

El presente real decreto tiene carácter básico y se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13 y 25 de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y bases del régimen minero y energético.

Disposición final segunda. *Desarrollo y aplicación.*

Por el Ministro de Industria, Energía y Turismo se dictarán las disposiciones que exijan el desarrollo y aplicación del presente real decreto.

Disposición final segunda bis. *Modificación del término del coste de producción del precio voluntario para el pequeño consumidor.*

La estructura del término del coste de producción de la energía, CP_h, podrá modificarse mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, para incorporar los siguientes aspectos:

a) Una referencia al precio resultante de las subastas de energía inframarginal, gestionable y no emisora, en caso de que estas subastas prevean finalmente la participación de las comercializadoras de referencia, conforme a lo establecido en el artículo 3.9 del Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad.

b) Modificar los valores de los coeficientes de ponderación del mercado diario e intradiario y del mercado a plazo, A y B, para incorporar la referencia al precio resultante de las subastas de energía inframarginal, gestionable y no emisora, conforme al párrafo anterior, o para alterar el reparto de pesos entre la indexación del coste de producción de la energía a los mercados diarios y el mercado a plazo.

c) Modificar los valores a_n, $b_{n,t}$ y $c_{n,m}$, para modificar el reparto de pesos entre los diferentes productos a plazo que integran la cesta de productos a plazo, conforme a lo establecido en el artículo 10.bis del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Información a publicar por el operador del sistema para el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor

1. Los valores que el operador del sistema calculará y publicará en su página web, conforme al artículo 7.7 de este real decreto, son los siguientes:

a) Los valores de todos y cada uno de los componentes del término del coste de producción de energía CP_h del precio voluntario para el pequeño consumidor:

Pm_h: Con el desglose de cada una de las referencias de precio utilizadas.

T_{aE}: Con el desglose de los términos $Pfanual_n$, $Pftrimestral_t$ y $Pfmensual_m$ que resulten de aplicación.

FC_h: Con el desglose del volumen de aprovisionamiento esperado de energía de producto mensual, trimestral y anual del término AprovMPlazo, así como el valor de $DemandaPVPC_h$.

SA_h: Con el desglose de cada uno de los valores de los servicios de ajuste que componen el término $PMAS_h$, así como el valor de $CDSV_h$.

OC_h: Con el desglose de cada uno de los valores que lo componen, incluyendo las estimaciones de INT_h.

b) Los valores de los términos:

$$\frac{\sum_{h \epsilon p}(TCUh * ch)}{\sum_{h \epsilon p} ch}$$

$$TEU_p + \frac{\sum_{h \epsilon p}(TCUh * ch)}{\sum_{h \epsilon p} ch}$$

Ambos por separado e incluyendo la herramienta a la que se refiere el artículo 8.2 b) que permita calcular cada una de las posibles combinaciones de estos términos en función de la fecha de inicio y fin de lectura en el último año móvil de acuerdo artículo 8.2 del presente real decreto, diferenciando el peaje de acceso y el periodo tarifario al que corresponde cada término.

c) Los coeficientes horarios ch de los perfiles de aplicación al suministro para la facturación de los consumidores de acuerdo a lo dispuesto en el presente real decreto.

d) Los valores correspondientes al término PERDh, que se calcularán de acuerdo a lo definido en el presente real decreto.

2. Por resolución del Secretario de Estado de Energía se determinarán los siguientes aspectos:

a) La hora de publicación de los valores de los componentes necesarios para el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor que deben publicarse el día anterior al del suministro, para cada una de las 24 horas del día.

b) El método de estimación de los componentes de los siguientes términos:

– Pmh: se determinarán los intradiarios a considerar para su cálculo.

– SAh: se determinarán el mecanismo de cálculo del valor de PMASh definiendo los servicios de ajuste que lo componen de acuerdo a la normativa de aplicación en cada momento, y el mecanismo de estimación de aquellos valores que no resulten conocidos en el momento de la publicación. Asimismo, se determinará el mecanismo de estimación del término CDSVh.

– OCh: se determinará el mecanismo de cálculo del término INTh.

c) Cualquier otro aspecto necesario para la estimación de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor.

ANEXO II

Modelo de nota informativa a remitir por los comercializadores de referencia a los consumidores acogidos a Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor

INFORMACIÓN SOBRE EL NUEVO SISTEMA DE FACTURACIÓN DE ELECTRICIDAD

El 1 de abril de 2014 entró en vigor el nuevo sistema para determinar el coste de energía de su factura de electricidad, el *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)*[1].

Usted permanecerá en esta modalidad de contratación regulada **sin necesidad de realizar ninguna gestión por su parte, ni actuaciones o cambios en su contador.**

Próximamente su empresa eléctrica procederá a **devolverle** una cantidad debido a que el precio de la electricidad en el mercado durante el primer trimestre ha sido inferior al establecido.

NUEVO SISTEMA: PRECIO VOLUNTARIO PARA EL PEQUEÑO CONSUMIDOR (PVPC)

- Como hasta ahora su factura seguirá teniendo dos componentes:

  1) El precio de producir la electricidad.

  2) Un importe fijado por el Ministerio de Industria (peajes) para pagar todas las actividades necesarias para llevar el suministro eléctrico hasta su hogar y el resto de costes a cargo del sistema eléctrico.

- **Con el nuevo sistema de PVPC, que ha entrado en vigor el 1 de abril 2014, sólo se modifica la forma de calcular el precio de producir la electricidad.** A partir de ahora, usted pagará únicamente, por su consumo durante un periodo de facturación, el precio del mercado eléctrico[2]. Desaparecen las subastas CESUR para la fijación del precio de la energía.

- **Su empresa eléctrica dispone de un plazo máximo de 3 meses para facturarle de acuerdo al nuevo sistema.** Hasta ese momento se le continuará aplicando el mismo precio del primer trimestre del año, que se regularizará posteriormente.

- Próximamente **su empresa eléctrica procederá a devolverle una cantidad** proporcional a su consumo realizado, debido a que el precio de la electricidad en el mercado durante el primer trimestre ha sido inferior al establecido.

ALTERNATIVAS AL PVPC

- **Si usted prefiere que el precio que se aplique a su consumo de energía sea el mismo durante todo un año podrá contratar un precio fijo durante 12 meses por la energía eléctrica.** Le informamos que todas las comercializadoras de referencia están obligadas a ofertarlo como alternativa al PVPC. Dicho precio será fijado libremente por cada empresa comercializadora[3].

- También puede **contratar el suministro de energía eléctrica con cualquier comercializador en el mercado libre conforme al precio y las condiciones que en su caso pacten.**

---

[1] *Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo BOE núm. 77 de 29 marzo de 2014.*

[2] *Podrá consultar estos precios en la página web de REE http://www.esios.ree.es/web-publica/*

[3] *Podrá consultar y comparar las ofertas a precio fijo anual vigentes actualmente de los distintos comercializadores de energía eléctrica, en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia www.cnmc.es*

ANEXO III

Modelo de declaración responsable sobre la condición de microempresa[1]

D./Dña. ……. con domicilio en ……., con DNI, núm. ……. y con correo electrónico a efectos de notificaciones electrónicas ……., en nombre y representación de la empresa ……. con NIF número ……., para la contratación con el comercializador de referencia …….. de la tarifa a precio voluntario para el pequeño consumidor, según el Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad,

Declara responsablemente:

– Que la empresa a la que representa reúne los requisitos de microempresa según la definición del Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio de 2014, por el que se declaran determinadas categorías de ayudas compatibles con el mercado interior en aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado, publicado en el BOE de fecha 26 de junio de 2014.

– Que, a requerimiento de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ejercicio de sus funciones de supervisión y comprobación, presentará la documentación que acredite la realidad de los datos de esta declaración responsable.

En....., a ..... de..... de 20.....

[1] Según definición del Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio de 2014, por el que se declaran determinadas categorías de ayudas compatibles con el mercado interior en aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado, publicado en el BOE de fecha 26 de junio de 2014.

§ 115

Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 243, de 10 de octubre de 2015
Última modificación: 19 de octubre de 2022
Referencia: BOE-A-2015-10927

[. . .]

Disposición adicional primera. *Instalaciones de cogeneración asociadas a un consumidor.*

1. Los titulares de las instalaciones de producción de cogeneración y su consumidor asociado de calor y electricidad podrán compartir exclusivamente las instalaciones de conexión a la red de transporte o distribución, lo que implicará lo siguiente:

a) El productor y el consumidor asociado que compartan el punto frontera aceptan las consecuencias que la desconexión del citado punto, en aplicación de la normativa vigente, pudiera conllevar para cualquiera de las partes, entre ellas, la imposibilidad del productor de venta de energía al sistema y la percepción de la retribución que le hubiera correspondido o la imposibilidad del consumidor de adquirir energía.

b) La empresa distribuidora o transportista no tendrá ninguna obligación legal sobre dicha instalación. Asimismo, la empresa distribuidora o transportista no tendrá ni ninguna obligación legal relativa a la calidad de servicio por las incidencias derivadas de fallos en la citada instalación de conexión.

2. Los titulares de las instalaciones de producción de cogeneración de energía eléctrica podrán optar por vender toda su energía neta generada, o acogerse a las modalidades de autoconsumo tipo 2 en las condiciones establecidas en este real decreto. La permanencia en una modalidad de venta de energía deberá ser, al menos, de un año.

A estos efectos los titulares de las instalaciones de producción de cogeneración con derecho a la percepción del régimen retributivo específico deberán comunicarlo al órgano encargado de las liquidaciones al inicio de la actividad, en el caso de nuevas instalaciones, o en el plazo de un mes desde que se produzca cualquier cambio en la modalidad de venta de las recogidas en el párrafo anterior.

3. Los titulares de las instalaciones de producción de cogeneración de energía eléctrica y su consumidor asociado que opten por vender toda su energía neta generada, deberán disponer de contratos de acceso independientes para los consumos de servicios auxiliares de la cogeneración y para el consumidor asociado.

Los titulares de las instalaciones de cogeneración de energía eléctrica y su consumidor asociado que opten por acogerse a una modalidad de autoconsumo deberán cumplir con lo establecido en el presente real decreto.

4. Los titulares de instalaciones de producción de cogeneración de energía eléctrica que opten por vender toda su energía neta generada deberán disponer de:

a) Un equipo de medida bidireccional que mida la energía neta generada.

b) Un equipo de medida que registre la energía horaria consumida por el consumidor asociado.

La energía neta generada será la definida en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Las medidas de los equipos serán elevadas al nivel de tensión del punto frontera afectándolas, si procede, por la pérdidas pertinentes. No se podrán aplicar coeficientes de pérdidas distintos en medidas afectadas por las mismas pérdidas.

5. Los titulares de instalaciones de producción de cogeneración de energía eléctrica que opten por acogerse a la modalidad de autoconsumo tipo 2, deberán cumplir con los requisitos y configuración de medida establecidos en los artículos 11 y 13.

Los titulares de instalaciones de cogeneración de energía eléctrica que opten por acogerse a la modalidad de autoconsumo tipo 1, deberán cumplir con los requisitos y configuración de medida establecidos en los artículos 11 y 12.

6. Excepcionalmente, los titulares de las instalaciones de producción de cogeneración con autorización administrativa de construcción a la entrada en vigor del presente real decreto que acrediten imposibilidad técnica o física para adaptar su configuración de medida a lo dispuesto en el apartado 4 o 5, podrán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas la autorización para utilizar una configuración singular de medida en el plazo máximo de cuatro meses a contar desde la entrada en vigor del presente real decreto.

A estos efectos, los titulares de las instalaciones deberán aportar junto con la solicitud:

a) La documentación que acredite la imposibilidad técnica o física para adaptar su configuración de medida a las condiciones generales.

b) Certificado suscrito por el encargado de la lectura de los consumos en el que manifieste que la propuesta de configuración de medida es apta para la obtención de las medidas necesarias para la correcta facturación.

c) Certificado suscrito por el encargado de la lectura del punto frontera de generación en el que manifieste que la propuesta de configuración de medida es apta para la obtención de las medidas necesarias para la liquidación.

d) Propuesta de plazo para la adecuación de la instalación a la propuesta de configuración singular de medida que en ningún caso podrá exceder de nueve meses.

A tal fin, los encargados de lectura deberán remitir los certificados indicados en los párrafos b) y c) anteriores antes de que transcurran 40 días hábiles desde que les sean solicitados por los titulares de las instalaciones.

Por resolución del Secretario de Estado de Energía se podrán aprobar los esquemas tipo a autorizar, así como documentación adicional a aportar junto con la solicitud de autorización para utilizar una configuración singular de medida.

La Dirección General de Política Energética y Minas autorizará la utilización de una configuración de medida cuando se acredite la imposibilidad técnica o física para adaptar la configuración de medida a las condiciones generales y los certificados de los encargados de la lectura de los puntos frontera de consumidores y de producción declaren que la propuesta de configuración de medida es apta para la obtención de las medidas necesarias.

La resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que, en su caso, autorice la utilización de una configuración de medida determinará el plazo máximo para la adecuación de la instalación a la misma.

El plazo para resolver y notificar la autorización para utilizar una configuración singular de medida será de seis meses.

Los encargados de la lectura deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas, con carácter mensual, el listado de instalaciones que no han adecuado su configuración de medida en el plazo establecido en la resolución de autorización.

7. Los encargados de la lectura de las instalaciones a las que se les haya otorgado una autorización para la utilización de una configuración singular de medida podrán obtener los datos para la facturación y liquidación de la energía a partir de operaciones matemáticas de los registros de los equipos de medida instalados pero en ningún caso se podrán facturar valores de energía o potencia distintos a los definidos en el presente real decreto.

En ningún caso se autorizará realizar el control de potencia en el punto frontera si no existe un equipo de medida en dicho punto frontera.

a) Para la opción de venta de toda la energía neta generada, las medidas necesarias para la correcta facturación y liquidación serán:

1.º El productor venderá la energía horaria neta generada.

2.º El titular de la instalación de producción deberá adquirir, para sus servicios auxiliares de generación, el consumo horario de los servicios auxiliares.

3.º El consumidor asociado adquirirá la energía horaria consumida.

La aplicación de los peajes de acceso a redes y, en su caso, cargos al consumidor asociado y a los servicios auxiliares de generación serán los que correspondan, de acuerdo con la normativa de aplicación, a los sujetos productores y consumidores que no realicen autoconsumo:

1.º Los peajes de acceso del consumidor asociado se aplicarán de acuerdo con lo establecido a continuación:

i. El control de potencia del consumidor asociado se realizará sobre la potencia del consumidor asociado, utilizando a estos efectos el equipo que registra la energía horaria consumida.

ii. El término variable de los peajes se aplicará sobre la energía horaria consumida por el consumidor asociado.

iii. Para la facturación, en su caso, del término de energía reactiva se utilizará el contador que registra la energía horaria consumida.

2.º Los peajes de acceso de los servicios auxiliares de generación se aplicarán de acuerdo con lo establecido a continuación:

i. El control de potencia se realizará sobre la potencia de dichos servicios auxiliares de generación, utilizando a estos efectos, el equipo que registre la energía neta generada.

ii. El término variable de los peajes de acceso se aplicará sobre el consumo horario de los servicios auxiliares.

iii. Para la facturación, en su caso, del término de energía reactiva se utilizará el contador que registra la energía neta generada.

b) Para los sujetos acogidos a una modalidad de autoconsumo tipo 2 se aplicará lo siguiente:

1.º Las medidas necesarias para la correcta facturación y liquidación de la energía serán las siguientes: La demanda horaria del consumidor asociado, el vertido horario y el consumo horario de servicios auxiliares.

2.º La facturación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y las medidas necesarias serán las establecidas en el apartado 3 o 4 del artículo 16, según corresponda.

En ningún caso se autorizará realizar el control de potencia en el punto frontera si no existe un equipo de medida en dicho punto frontera.

3.º La aplicación de los cargos se realizará de acuerdo con lo establecido en el título V.

4.º Adicionalmente, para las instalaciones con régimen retributivo específico se deberá medir la energía horaria neta generada.

8. A los efectos de la infracción muy grave tipificada en el artículo 64.18 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el incumplimiento de las obligaciones previstas en los apartados 4 o 5 el incumplimiento de las obligaciones de solicitud de autorización para utilizar una configuración singular de medida en los plazos previstos en el apartado 6, así como su no adecuación en el plazo establecido en la resolución de autorización previsto en el citado apartado 6,será considerada como un incumplimiento por parte de los responsables

del punto de medida de la obligación de disponer de los equipos de medida y control y demás dispositivos que reglamentariamente se hayan establecido, de forma que se impida o altere la correcta medición y facturación.

Asimismo, el incumplimiento de las obligaciones previstas en los apartados 3, 4 y 5 será causa para la suspensión de la condición de sujeto de mercado y, en su caso, de la cancelación de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, siendo de aplicación lo previsto en el artículo 49 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Disposición adicional segunda. *Vertidos a la red de energía eléctrica para consumidores que implanten sistemas de ahorro y eficiencia.*

1. Los consumidores de energía eléctrica conectados en alta tensión que realicen una actividad cuyo producto secundario sea la generación de energía eléctrica y que, debido a la implantación de un sistema de ahorro y eficiencia energética, que no sea ningún medio de generación de electricidad ni batería ni sistema de almacenamiento de energía, dispongan en determinados momentos de energía eléctrica que no pueda ser consumida en su propia instalación, podrán ser autorizados excepcionalmente por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a verter dicha energía a la red siempre que cumplan los siguientes requisitos:

a) Que presenten certificado del gestor de la red a la que estén conectados acreditativo de haber obtenido los permisos de acceso y conexión para verter energía eléctrica de conformidad con lo previsto en la normativa de aplicación en materia de acceso a las redes de transporte y distribución.

b) Que presenten un proyecto de las medidas de ahorro y eficiencia a adoptar indicando la incidencia en su consumo de energía eléctrica. No serán considerados sistemas de ahorro y eficiencia energética, a efectos de la presente disposición, aquellos que incluyan la instalación de un generador o una batería o sistema de almacenamiento de energía eléctrica.

2. La facturación del suministro y de los peajes de acceso a las redes se realizará sobre la demanda horaria, y sobre toda la potencia demandada, conforme a lo establecido en el artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre y utilizando a estos efectos el contador situado en el punto frontera de la instalación. La demanda horaria no podrá ser en ningún caso negativa.

La facturación de los cargos u otros precios que resulten de aplicación de acuerdo con la normativa en vigor, se realizará sobre la demanda de energía y sobre toda la potencia demandada registrada en el contador situado en el punto frontera de la instalación.

El consumidor deberá pagar por la energía eléctrica excedentaria el cargo por otros servicios del sistema de acuerdo con lo establecido en el artículo 18 del presente real decreto.

[. . .]

Disposición adicional quinta. *Instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia nominal no superior a 100 kW, conectadas a tensión no superior a 1 kV, ya sea a la red de distribución o a la red interior de un consumidor.*

(Derogada)

Disposición adicional sexta. *Vigencia de los derechos de extensión de generación.*

En caso de rescisión del contrato de acceso de una instalación de generación o del cierre de la misma, los derechos de extensión de generación se mantendrán vigentes para la instalación para los que fueron abonados durante un periodo de tres años para baja tensión y de cinco años para alta tensión.

[. . .]

Disposición transitoria séptima. *Cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones de cogeneración hasta la adecuación de sus configuraciones de medida.*

1. Transitoriamente, y a los efectos del cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento regulado en el artículo 21 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, los titulares de las instalaciones de cogeneración podrán presentar ante el órgano encargado de las liquidaciones, según el procedimiento y modelo que este establezca, una declaración responsable en la que se comunique la energía generada en barras de central en los periodos anuales en los que se haya devengado régimen retributivo específico.

El órgano encargado de las liquidaciones publicará en su página web el modelo de declaración responsable y el procedimiento antes citado, en el plazo máximo de un mes desde la entrada en vigor de este real decreto.

La declaración responsable estará sometida a lo establecido en el artículo 49 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

2. Lo establecido en el apartado anterior será de aplicación exclusivamente hasta que las instalaciones cumplan los requisitos relativos a los equipos de medida establecidos en los apartados 4 y 5 de la disposición adicional primera del presente real decreto y, en ningún caso, con posterioridad a la finalización del periodo establecido para adecuar sus configuraciones de medida en la disposición transitoria tercera.4 de este real decreto.

3. Para aquellas instalaciones que se acojan a lo dispuesto en el apartado 6 de la disposición adicional primera, lo establecido en el apartado 1 será de aplicación exclusivamente hasta que finalice el plazo de adecuación de la instalación a la propuesta de configuración de medida dispuesto en la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de autorización para utilizar una configuración singular de medida, siempre que dicha solicitud se haya presentado dentro del plazo establecido en la disposición transitoria tercera.4.

4. En aquellos casos en que no se hayan cumplido los mencionados requisitos a la finalización de los periodos de adecuación en los términos previstos en los apartados 2 y 3, a los efectos del cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento regulado en el artículo 21 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se aplicarán los valores de energía vendida en el mercado comunicados por los encargados de lectura.

[. . .]

§ 116

Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 291, de 5 de diciembre de 2015
Última modificación: 18 de mayo de 2022
Referencia: BOE-A-2015-13208

[. . .]

Disposición adicional octava. *Facturación a los clientes de gas y electricidad.*

1. Todos los comercializadores deberán ofrecer a sus clientes un sistema de facturación electrónica y la consulta de su facturación «on line», así como disponer en su página web de un sistema que permita a sus clientes acceder de forma telemática y gratuita a todas sus facturas de, al menos, los últimos dos años.

2. Los comercializadores de gas y los distribuidores de energía eléctrica facilitarán acceso electrónico a sus clientes, o consumidores conectados a sus redes, según corresponda, y a las empresas de servicios energéticos debidamente autorizadas por los mismos, de forma que tengan a su disposición los datos correspondientes como mínimo a los tres años anteriores o al periodo a contar desde el inicio de su contratación del suministro, si este es de menor duración. Los datos corresponderán con los intervalos en los que se ha presentado información frecuente sobre facturación. La forma de acceder a dichos datos por el consumidor deberá figurar con formato claro y legible en las facturas de las comercializadoras.

3. En aquellos casos en que un consumidor cambie de comercializador, el anterior comercializador mantendrá el acceso de dicho consumidor a la información que le corresponda de acuerdo con los apartados anteriores, relativos al periodo en el que existió la relación contractual entre ambos, durante los dos ó tres años siguientes, respectivamente.

4. Todos los aspectos previstos en la presente disposición se aplicarán de acuerdo con lo previsto normativa del sector del gas y el sector eléctrico, según corresponda.

Disposición adicional novena. *Información al consumidor de energía eléctrica.*

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica facilitarán a los consumidores asesoramiento e información apropiados sobre los contadores de telegestión, en particular sobre su pleno potencial en relación con la gestión de la lectura de los contadores y el seguimiento del consumo energético.

Disposición adicional décima. *Biocarburantes o combustibles de biomasa con riesgo elevado de cambio indirecto del uso de la tierra.*

Con anterioridad al 31 de diciembre de 2021 y a los efectos de lo previsto en el artículo 3 *quater*, por resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía se determinarán los biocarburantes o combustibles de biomasa producidos a partir de cultivos alimentarios y forrajeros con riesgo elevado de provocar un cambio indirecto del uso de la tierra, y de cuyas materias primas se observe una expansión significativa de la superficie de producción en tierras con elevadas reservas de carbono de acuerdo con lo previsto en la normativa europea de aplicación, así como el porcentaje máximo que los mismos podrán tener para el cumplimiento del objetivo de venta o consumo de biocarburantes regulados, equivalente al nivel de consumo de dichos combustibles alcanzado en España en 2019. Este porcentaje máximo será de aplicación para cada uno de los sujetos obligados del artículo 3.

El límite al que hace referencia el primer párrafo del artículo 3 *quater* será de aplicación a partir de los 3 meses desde la aprobación de la resolución citada en el párrafo anterior y en ningún caso antes del 1 de enero de 2022. Cuando proceda, se prorrateará por el plazo que hubiese transcurrido en el año natural.

Disposición transitoria única. *Adaptación de las facturas de los comercializadores y sistemas de los distribuidores de gas natural y de los comercializadores de energía eléctrica.*

Los comercializadores y distribuidores de gas natural dispondrán de un plazo máximo de seis meses desde la publicación del presente real decreto para realizar las adaptaciones necesarias con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en la nueva redacción de los artículos 49, 51 y 53 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural y en la disposición adicional octava del presente real decreto.

Asimismo, los comercializadores de energía eléctrica dispondrán de un plazo máximo de seis meses desde la publicación del presente real decreto para realizar las adaptaciones necesarias con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en la disposición adicional octava del presente real decreto.

[. . .]

§ 117

Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica

Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital
«BOE» núm. 242, de 7 de octubre de 2017
Última modificación: 29 de enero de 2025
Referencia: BOE-A-2017-11505

I

El 25 de diciembre de 2016 entró en vigor el Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre, por el que se regula el mecanismo de financiación del coste del bono social y otras medidas de protección al consumidor vulnerable de energía eléctrica.

El citado real decreto-ley modificó el artículo 45 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en cuyo apartado 1 se establece que «la definición de los consumidores vulnerables y de sus categorías y los requisitos que deben cumplir, así como las medidas a adoptar para estos colectivos se determinarán reglamentariamente por el Gobierno».

De igual modo, la nueva redacción dada al citado artículo 45 dispone que «el bono social será asumido por las matrices de los grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica, o por las propias sociedades que así lo hagan si no forman parte de ningún grupo societario», y ello «de forma proporcional a la cuota de clientes a los que suministren energía eléctrica», indicando que el Gobierno habrá de establecer reglamentariamente el procedimiento y condiciones para la determinación del porcentaje de reparto.

El citado real decreto-ley modificó también el artículo 52 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, a fin de incorporar una nueva categoría en el colectivo de suministros de energía eléctrica que tienen carácter de esenciales. Así, se dispone que, en los términos y condiciones que se establezcan reglamentariamente, los suministros a consumidores que tengan la condición de vulnerables severos acogidos a tarifas de último recurso y que estén siendo atendidos por los servicios sociales de las Administraciones Públicas competentes en relación con dichos suministros por hallarse, en atención a su renta, en riesgo de exclusión social, tendrán carácter de esenciales.

En esta misma línea, se modificó el mismo artículo 52 a fin de ampliar hasta cuatro meses, para los consumidores vulnerables que se determine reglamentariamente, el plazo cuyo transcurso desde el primer requerimiento de pago de la factura eléctrica faculta la suspensión del suministro en caso de impago.

Asimismo, se regula la obligación de que los mismos sujetos a los que corresponde financiar el bono social cofinancien con las Administraciones Públicas competentes el coste que se derive del suministro de energía eléctrica al nuevo colectivo de consumidores en riesgo de exclusión social, remitiendo al ulterior desarrollo reglamentario la determinación

tanto de los mecanismos y actuaciones necesarios para la asignación de dichas aportaciones como del procedimiento y condiciones para su financiación.

A tenor de todo lo expuesto, y atendida la previsión de la disposición final segunda del Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre, por medio del presente real decreto se procede al necesario desarrollo reglamentario de las medidas así adoptadas con ocasión de la aprobación de aquél.

De esta forma, el presente real decreto define la figura del consumidor vulnerable, asociándola, como regla general, a determinados umbrales de renta referenciados al Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM), en función del número de miembros que compongan la unidad familiar. Estos umbrales pueden verse incrementados si se acredita la concurrencia en uno de los miembros de la unidad familiar de determinadas circunstancias especiales. Adicionalmente, se reconoce a determinados colectivos la percepción del bono social con independencia de su nivel de renta.

Dentro de los consumidores vulnerables, se establece un bono social de mayor cuantía para los consumidores vulnerables severos, que son definidos por referencia a umbrales de renta más bajos que los señalados con carácter general.

Se crea además una categoría diferenciada dentro de los consumidores vulnerables severos, a saber, los consumidores en riesgo de exclusión social, que serán aquellos que, cumpliendo los umbrales de renta de aplicación, estén siendo atendidos por los servicios sociales de una Administración autonómica o local en los términos previstos en este real decreto. Para tener la condición de consumidor vulnerable severo en riesgo de exclusión social, y de conformidad con el Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre, el real decreto determina que el coste de su factura eléctrica deberá ser cofinanciado por la Administración Pública correspondiente y por las matrices de los grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica, o por las propias sociedades que así lo hagan, si no forman parte de ningún grupo societario. Bajo estas condiciones, la presente norma determina la imposibilidad de que el suministro de este colectivo de consumidores en riesgo de exclusión social pueda verse suspendido.

Lo anterior posibilita un cauce de cooperación interadministrativa, que se materializa a través de la participación potestativa de las Administraciones con competencias en materia de servicios sociales en el mecanismo de cofinanciación de los suministros de los consumidores vulnerables severos que se encuentren en riesgo de exclusión de social en su territorio, lo que constituye un mecanismo adicional de protección a los consumidores en situación de pobreza energética y vulnerabilidad a los ya existentes.

II

Según Eurostat, los principales indicadores para medir la pobreza energética son el porcentaje de población que tiene atrasos en el pago de sus suministros energéticos y que no puede mantener su vivienda a una temperatura adecuada. En España, estos porcentajes son aproximadamente del 9 por ciento y 10 por ciento, respectivamente. Eso significa que aproximadamente, unos 4,5 millones de personas podrían estar en riesgo de pobreza energética.

Por tanto, el volumen de hogares estimado que se deriva de la metodología de asignación del bono social aprobada por este real decreto se considera que es más que suficiente para la cobertura total de todas las personas con riesgo de pobreza energética que hay actualmente en España. Y es que, en rigor, no se trata de ampliar sin más el colectivo de consumidores bajo la protección del bono social, sino de garantizar que la cobertura del bono social atienda eficazmente a todos los consumidores que realmente lo necesitan, y el sistema propuesto en este real decreto así lo hace.

Además de lo anterior, el real decreto establece el procedimiento para que el consumidor pueda solicitar el bono social y el comercializador de referencia, a través de la correspondiente aplicación electrónica que estará disponible en la sede electrónica del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, compruebe el cumplimiento de los requisitos para ser consumidor vulnerable y, en su caso, vulnerable severo.

Se recogen así los principales aspectos relativos a la aplicación del bono social, las condiciones para su renovación y la obligación de que el consumidor comunique cualquier cambio en las condiciones que dan derecho a su percepción.

Por otra parte, se otorga un plazo de seis meses desde que entre en vigor la orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital por la que se establezca el modelo de solicitud del bono social, la documentación acreditativa que, en su caso, deba aportar el consumidor al comercializador de referencia junto con la solicitud, así como el detalle de los mecanismos de comprobación de los requisitos, para que los consumidores que, a la fecha de aprobación de este real decreto, perciben el bono social, puedan solicitar su renovación bajo las nuevas condiciones establecidas en el real decreto.

Por otro lado, el presente real decreto desarrolla el régimen de financiación del bono social, que, como vino en establecer el Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre, será asumido por las matrices de los grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica o por las propias sociedades que así lo hagan si no forman parte de ningún grupo societario. Asimismo, el texto recoge el método por el que se determinarán cada año los porcentajes de reparto de la cuantía asociada al bono social a financiar por cada sociedad o grupo de sociedades, así como un procedimiento para llevar a cabo la correspondiente regularización, en los casos en que sea necesario.

Estas sociedades o grupos de sociedades asumirán también de forma parcial, en tanto que, cofinanciado por las Administraciones autonómicas o locales correspondientes, el coste del suministro de los consumidores en riesgo de exclusión social.

Por último, el articulado regula las condiciones en las que puede ser suspendido el suministro a las personas físicas que sean titulares de un punto de suministro en su vivienda habitual con una potencia contratada igual o inferior a 10 kW, recogiendo, como ya establece el antes referido Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre, la ampliación de dos a cuatro meses del plazo para poder iniciar el procedimiento de suspensión cuando se trate de consumidores vulnerables acogidos al bono social.

En este sentido, el real decreto desarrolla con detalle las comunicaciones y, en su caso, requerimientos de pago que el comercializador debe remitir, una vez superado el plazo de pago de la factura, a las personas físicas que sean titulares de un punto de suministro en su vivienda habitual con potencia contratada igual o inferior a 10 kW, así como la información que debe incluir en aquéllos para informarle de la posibilidad de quedar acogido al PVPC y, en caso de cumplirse los requisitos establecidos en el real decreto, de solicitar el bono social.

Lo anterior complementa la regulación general sobre la suspensión del suministro por impago recogida actualmente en la sección 4.ª del capítulo I del título VI del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, circunscribiendo las nuevas medidas a la suspensión de los suministros de consumidores personas físicas titulares de un contrato de suministro en su vivienda habitual con potencia contratada hasta 10 kW.

Previamente a la elaboración del real decreto se realizó la consulta pública, de conformidad con el artículo 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, en el portal web del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda digital.

De conformidad con el artículo 26.6 de la mencionada Ley 50/1997, de 27 de noviembre, el trámite de audiencia de este real decreto ha sido evacuado mediante consulta a los representantes del Consejo Consultivo de Electricidad, de acuerdo a lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio y, por otra parte, este real decreto ha sido sometido a información pública, en el portal web del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

Según lo establecido en el artículo 5.2 a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, lo dispuesto en el presente real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su «Informe sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula la figura del consumidor vulnerable de energía eléctrica, el bono social y las condiciones de suspensión del suministro para consumidores con potencia contratada igual o inferior a 10 kW», aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 21 de junio de 2017.

Asimismo, el presente real decreto ha sido sometido al informe previo de la Agencia Española de Protección de Datos de conformidad con lo dispuesto en los artículos 37.h) de

la Ley Orgánica, de 13 de diciembre, de Protección de datos de Carácter Personal y 5.b) del Estatuto de la Agencia, aprobado por Real Decreto 428/1993, de 26 de marzo.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación de Consejo de Ministros en su reunión del día 6 de octubre de 2017,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

El presente real decreto, tiene por objeto:

1. Definir el consumidor vulnerable, así como los requisitos que debe cumplir y acreditar, atendiendo a sus características sociales, de consumo y nivel de renta.

2. Establecer las condiciones y el procedimiento para solicitar el bono social al que podrá acogerse el consumidor que cumpla los requisitos para ser vulnerable, así como los precios de las tarifas de último recurso (TUR) que le serán de aplicación.

3. Definir el mecanismo de financiación y cálculo del bono social, así como del coste del suministro de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

4. Regular las condiciones en las que puede ser suspendido el suministro a la persona física que sea titular de un punto de suministro en su vivienda habitual con potencia contratada igual o inferior a 10 kW, y los supuestos y condiciones bajo los cuales no podrá ser suspendido el suministro al consumidor al que hace referencia el artículo 52.4.j) de la referida ley.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Lo dispuesto en el presente real decreto será de aplicación a los consumidores personas físicas que sean titulares de un punto de suministro de electricidad en su vivienda habitual con potencia contratada igual o inferior a 10 kW que cumplan los requisitos establecidos en este real decreto.

2. Asimismo, el real decreto resultará de aplicación a los comercializadores de electricidad, así como a los demás sujetos y agentes que participen en los mecanismos que se regulan para la aplicación de lo dispuesto en el mismo.

CAPÍTULO II

Consumidor vulnerable

Artículo 3. *Definición de consumidor vulnerable.*

1. A los efectos de este real decreto y demás normativa de aplicación, tendrá la consideración de consumidor vulnerable la persona titular de un punto de suministro de electricidad en su vivienda habitual que, siendo persona física, esté acogida al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) y cumpla los restantes requisitos del presente artículo.

2. Para que un consumidor de energía eléctrica pueda ser considerado consumidor vulnerable, deberá cumplir alguno de los requisitos siguientes:

a) Que su renta o, en caso de formar parte de una unidad de convivencia, la renta conjunta anual de la unidad de convivencia a la que pertenezca sea igual o inferior a 1,5 veces el Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM) de 14 pagas.

Cuando la unidad de convivencia esté formada por más de una persona, el multiplicador de renta respecto al índice IPREM de 14 pagas se incrementará en 0,3 por cada miembro

adicional mayor de edad que conforme la unidad de convivencia y 0,5 por cada menor de edad de la unidad de convivencia.

A los efectos de este real decreto, se considera unidad de convivencia la constituida por todas las personas que residan en un mismo domicilio y que estén unidas entre sí por vínculo matrimonial o como pareja de hecho en los términos del artículo 221.2 del texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social, o por vínculo hasta el segundo grado de consanguinidad, afinidad, adopción, y otras personas con las que conviva en virtud de guarda con fines de adopción o acogimiento familiar permanente.

En ningún caso, una misma persona podrá formar parte de dos o más unidades de convivencia.

b) Estar en posesión del título de familia numerosa.

c) Que el propio consumidor y, en el caso de formar parte de una unidad de convivencia, todos los miembros de la misma que tengan ingresos, sean pensionistas del Sistema de la Seguridad Social por jubilación o incapacidad permanente, percibiendo la cuantía mínima vigente en cada momento para dichas clases de pensión, y no perciban otros ingresos cuya cuantía agregada anual supere los 500 euros.

d) Que el consumidor o algún miembro de su unidad de convivencia sea beneficiario del Ingreso Mínimo Vital conforme a lo establecido en la Ley 19/2021, de 20 de diciembre, por la que se establece el ingreso mínimo vital.

3. Los multiplicadores de renta respecto del índice IPREM de 14 pagas establecidos en el apartado 2.a) se incrementarán, en cada caso, en 1 siempre que se acredite alguna de las siguientes circunstancias especiales:

a) Que el consumidor o alguno de los miembros de la unidad de convivencia tenga discapacidad reconocida igual o superior al 33%.

b) Que el consumidor o alguno de los miembros de la unidad de convivencia sea víctima de violencia de género, conforme a lo establecido en la legislación vigente.

c) Que el consumidor o alguno de los miembros de la unidad de convivencia tenga la condición de víctima de terrorismo, conforme a lo establecido en la legislación vigente.

d) Que el consumidor o alguno de los miembros de la unidad de convivencia se encuentre en situación de dependencia reconocida de grado II o III, conforme a lo establecido en la legislación vigente.

e) Que la unidad de convivencia está integrada por un único progenitor y, al menos, un menor.

f) Que el consumidor o alguno de los miembros de la unidad de convivencia sea una persona con electrodependencia.

Reglamentariamente, en los términos que establezca el Ministerio de Sanidad, se definirán las condiciones de acceso, el procedimiento y certificación de la situación de electrodependencia, así como un catálogo de enfermedades que determinan la electrodependencia.

La situación de electrodependencia se acreditará con la presentación del certificado de electrodependencia que establecerá la normativa sanitaria, de acuerdo con lo anterior.

4. Cuando, cumpliendo los requisitos anteriores, el consumidor y, en su caso, la unidad de convivencia a la que pertenezca, tenga una renta anual inferior o igual al 50 % del umbral que corresponda según el apartado 2.a), incrementados en su caso conforme a lo dispuesto en el apartado 3, el consumidor será considerado vulnerable severo. Asimismo, también será considerado vulnerable severo cuando el consumidor, y, en su caso, la unidad de convivencia a que pertenezca, tenga una renta anual inferior o igual a una vez el IPREM a 14 pagas, en el caso de que se encuentre en la situación del apartado 2.c), o dos veces el mismo en el caso de que se encuentre en la situación del apartado 2.b).

5. En todo caso, para que un consumidor sea considerado vulnerable deberá acreditar el cumplimiento de los requisitos recogidos en el presente artículo en los términos que se establezcan por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Artículo 4. *Consumidor en riesgo de exclusión social.*

1. A los efectos de este real decreto y demás normativa de aplicación se denominará consumidor en riesgo de exclusión social al consumidor que reúna los requisitos para ser vulnerable severo, según lo establecido en el artículo 3, y que sea atendido por los servicios sociales de una Administración autonómica o local que financie al menos el 50 por ciento del importe de su factura, en los términos previstos en el presente real decreto, lo que será acreditado mediante documento expedido por los servicios sociales de las referidas Administraciones Públicas.

2. El suministro a un consumidor que haya acreditado los requisitos del apartado anterior y esté acogido a la tarifa de último recurso (TUR) correspondiente será considerado suministro de electricidad esencial, de acuerdo con lo previsto en el artículo 52.4.j) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Artículo 5. *Obligaciones de información para la protección al consumidor que cumpla los requisitos para ser considerado vulnerable.*

1. Cuando la empresa comercializadora realice la comunicación o, en su caso, el requerimiento de pago previstos en el artículo 19 a un consumidor titular de un punto de suministro de electricidad en mercado libre que cumpla los requisitos para acogerse al PVPC, deberá advertir expresamente en dicha comunicación o requerimiento de la posibilidad que tiene de acogerse al PVPC y de solicitar, de cumplir las condiciones previstas en la normativa, el bono social. Asimismo, el comercializador informará al consumidor de que el PVPC, y en su caso, el bono social, sólo le podrá ser aplicado por un comercializador de referencia.

2. Cuando un consumidor que tenga contratado su suministro en libre mercado solicite a su comercializador acogerse al PVPC, este tendrá la obligación de informarle de que esta modalidad de contratación sólo puede llevarla a cabo un comercializador de referencia.

3. En este caso, el cambio de la modalidad de contratación a PVPC, acreditando los requisitos para ser considerado vulnerable, siempre que no se modifiquen los parámetros recogidos en el contrato de acceso de terceros a la red, se llevará a cabo sin ningún tipo de penalización ni coste adicional para el consumidor.

Los procedimientos de cambio de comercializador y los formatos de intercambio de información asociados que sean aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia según la normativa vigente establecerán las previsiones necesarias para que el comercializador saliente tenga la información que le permita aplicar lo anterior.

4. En el caso de que un consumidor que cumpla los requisitos para percibir el bono social y quiera solicitar su aplicación, no figure como titular del punto de suministro de electricidad en vigor, la solicitud de modificación de titularidad del contrato de suministro de electricidad se podrá realizar de forma simultánea a la solicitud del bono social.

En este caso, no se aplicará lo dispuesto en el artículo 83.5 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro de electricidad y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, sobre la revisión de las instalaciones de más de veinte años.

5. Cuando un consumidor que esté acogido al bono social vaya a suscribir un contrato con un comercializador en mercado libre, el comercializador entrante deberá informar expresamente al consumidor, en el marco de las obligaciones recogidas en el artículo 46 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, de que la suscripción del nuevo contrato en libre mercado implicará que no resulte aplicable el bono social.

Esta información se aportará al consumidor en documento individual e independiente que lleve por título «Renuncia a la aplicación del bono social», que deberá ser firmado por el consumidor como requisito necesario para la válida suscripción del nuevo contrato, conforme el modelo contenido en el anexo VII.

Del mismo modo, cuando un consumidor que, estando acogido al PVPC, no sea perceptor del bono social, vaya a suscribir un contrato en mercado libre, el comercializador entrante deberá informar expresamente al consumidor de que, si cumpliera los requisitos

para acogerse al bono social, la suscripción del nuevo contrato impedirá la aplicación de aquél.

6. El incumplimiento de estas medidas de protección al consumidor con derecho a acogerse al PVPC podrá ser sancionado de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 65.25 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

CAPÍTULO III

Bono social de aplicación al consumidor vulnerable

Artículo 6. *Bono social de aplicación al consumidor vulnerable.*

1. El consumidor vulnerable podrá beneficiarse, en las condiciones establecidas en el presente real decreto, de un descuento en su factura denominado bono social.

2. El bono social será un descuento sobre el PVPC, calculado según lo dispuesto en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, que será aplicado en la factura del consumidor.

El precio resultante de dicho descuento será la TUR.

3. La TUR de aplicación al consumidor vulnerable será el precio resultante de aplicar un descuento del 35 por ciento en todos los términos que componen el PVPC.

En el caso del consumidor vulnerable severo, el descuento será del 50 por ciento.

En ambos casos, el descuento será aplicado teniendo en cuenta el límite de energía suministrada previsto para la facturación del término de energía del PVPC por periodo de facturación, calculado según se establece en el anexo I.

El descuento del 35 por ciento o, en su caso, del 50 por ciento, que corresponda aplicar en la factura sobre el término de energía del PVPC, se aplicará sobre el valor obtenido como resultado de multiplicar el importe que hubiese correspondido por facturación del término de energía del PVPC sin descuento, por la relación entre el límite máximo de energía en el periodo de facturación calculado según se establece en el anexo I y el consumo de energía total en dicho periodo de facturación.

La energía suministrada al consumidor vulnerable y vulnerable severo por encima de dicho límite en el periodo de facturación le será facturada al PVPC.

> Véase la modificación temporal, con efectos desde el 1 de enero de 2025 y vigencia hasta el 31 de diciembre de 2025, de los descuentos del bono social recogidos en el apartado 3, en la forma establecida por el art. 82 del Real Decreto-ley 1/2025, de 28 de enero. Ref. BOE-A-2025-1560

4. El bono social será aplicado por el comercializador de referencia en la factura del consumidor vulnerable y vulnerable severo. El Sistema de Información de Puntos de Suministro de electricidad (SIPS) deberá estar actualizado con dicha información, incluyendo una referencia a la percepción del bono social.

A estos efectos, el comercializador de referencia remitirá al distribuidor mensualmente un listado de los suministros conectados a su red a los que se esté aplicando el bono social.

Artículo 7. *Solicitud del bono social.*

1. Por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital se detallarán los términos en que los consumidores titulares de los puntos de suministro podrán solicitar la aplicación del bono social.

En la orden se determinarán, entre otros, los siguientes aspectos:

a) El modelo de solicitud de aplicación de bono social, en la que el interesado deberá incluir el listado de personas que conforman la unidad familiar a la que pertenece.

b) La documentación acreditativa del cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 3 que, en su caso, deba acompañar dicha solicitud.

c) Los criterios de cómputo del requisito de renta.

d) Los mecanismos con los que se comprobarán los requisitos establecidos en el presente real decreto para ser consumidor vulnerable y vulnerable severo y percibir el bono social.

2. El consumidor que se quiera acoger al bono social deberá presentar al comercializador de referencia la correspondiente solicitud ajustada al modelo que se apruebe, junto con la documentación que, en su caso, en dicho modelo se indique. Tal solicitud podrá presentarse por alguno de los siguientes medios:

a) Por teléfono, a través del número disponible en la página web del comercializador de referencia. Este será publicado también en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
b) En las oficinas del comercializador de referencia, cuando éstas existan.
c) Por fax o a través de la dirección de correo electrónico que comunique el comercializador de referencia en su página web y en su factura.
d) Por correo postal en la dirección que comunique el comercializador de referencia en su página web y en su factura.
e) A través de la página web del comercializador de referencia.

3. En la página web del comercializador de referencia, así como en sus oficinas de atención presencial al consumidor, cuando éstas existan, deberán estar disponibles los formularios de solicitud a los tales efectos.
4. En la citada solicitud tanto el titular del punto de suministro de electricidad como los restantes miembros mayores de 14 años y con capacidad para obrar que, en su caso, integren la unidad familiar a la que pertenezca, deberán dar su consentimiento expreso para que, a los efectos de comprobación de los requisitos a que se subordina la aplicación del bono social, el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital pueda recabar información de otras Administraciones competentes en la materia. En el caso de las familias numerosas, la solicitud recogerá de manera expresa que el consentimiento se extenderá durante la vigencia del correspondiente título de familia numerosa.
5. Asimismo, en la citada solicitud tanto el titular del punto de suministro como los restantes miembros mayores de 14 años y con capacidad para obrar que, en su caso, integren la unidad familiar a la que pertenezca, darán su consentimiento expreso para que la comercializadora de referencia pueda recabar en cualquier momento información de las Administraciones correspondientes, bien de las autonómicas o locales cuyos servicios sociales estén atendiendo o vayan a atender al consumidor que cumpla los requisitos para ser vulnerable, bien de la Administración General del Estado, a través del Ministerio para la Transición Ecológica.
El consentimiento otorgado a la comercializadora de referencia en ningún caso implicará la autorización para tener acceso a información sobre las circunstancias especiales a), b), c) y d) que se recogen en el artículo 3.3.
6. El consentimiento prestado, que se extenderá durante el periodo de aplicación del bono social, puede ser libremente revocado en cualquier momento, a partir del cual no se podrá comprobar si concurren las circunstancias necesarias para ser considerado consumidor vulnerable, y en consecuencia no se podrá ser beneficiario del bono social a partir de dicho momento.

Artículo 8. *Comprobación de los requisitos para la aplicación del bono social.*

1. Una vez recibida la solicitud de aplicación del bono social, el comercializador de referencia, a través de la plataforma informática disponible a tal efecto en la Sede Electrónica del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, comprobará los datos que obren en la misma.
Los mecanismos de intercambio de dicha información serán establecidos en la orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital referida en el artículo 7.1.
2. El comercializador de referencia dispondrá de un plazo máximo de diez días hábiles, a contar desde la recepción de la solicitud completa del bono social con la documentación acreditativa que, en su caso, sea necesaria, para comunicar al solicitante el resultado de las comprobaciones efectuadas para la aplicación del bono social.

En el caso de que la solicitud sea denegada o inadmitida, el comercializador de referencia deberá indicar al solicitante la razón de tal denegación o inadmisión.

Si existieran discrepancias tanto en la acreditación de requisitos como en la aplicación del bono social, los consumidores podrán reclamar ante los servicios de consumo correspondientes, en los términos que establezca la normativa de defensa de los consumidores. En caso de que se estimase la correspondiente reclamación, los comercializadores de referencia deberán otorgar el bono social en los términos que señalen los servicios de consumo correspondientes.

Para la resolución de reclamaciones sobre incidencias relativas a la acreditación de requisitos del bono social podrán requerirse otros certificados o documentación adicionales al solicitante del bono social.

3. El Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital podrá recabar, al amparo de lo dispuesto en el artículo 7.4, y conforme a lo dispuesto en la orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, información de otras Administraciones competentes en la materia a los únicos efectos de la comprobación del cumplimiento de los requisitos previstos en el artículo 3. En ningún caso, la empresa comercializadora de referencia accederá a los datos concretos relativos a la renta que sean cedidos por las Administraciones al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

4. Sin perjuicio de los medios de acreditación y mecanismos de comprobación de los requisitos para ser perceptor del bono social que se determinen en la citada orden ministerial, la empresa comercializadora de referencia podrá, al amparo de lo dispuesto en el artículo 7.5, firmar convenios de colaboración con las distintas Administraciones autonómicas o locales competentes.

5. Asimismo, la Administración autonómica o local cuyos servicios sociales estén atendiendo al consumidor que cumpla los requisitos para ser considerado vulnerable severo, podrá comunicar este hecho a la comercializadora de referencia, al amparo de lo dispuesto en el artículo 7.5.

6. Cuando las Administraciones autonómicas o locales hayan creado y puesto en marcha un registro administrativo de puntos de suministro de electricidad para los consumidores en riesgo de exclusión social, podrán solicitar la colaboración de la Administración General del Estado para compartir los datos, de tal forma que los comercializadores de referencia puedan efectuar las consultas correspondientes en el mismo.

7. En todo caso, la información aportada por la Administración competente en la materia que corresponda o la administración autonómica o local cuyos servicios sociales estén atendiendo al consumidor en riesgo de exclusión social, garantizará el cumplimiento de lo dispuesto en la Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre, de Protección de Datos de Carácter Personal y en la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria.

Artículo 9. *Aplicación del bono social.*

1. El bono social se devengará a partir del primer día del ciclo de facturación en el que tenga lugar la recepción de la solicitud completa con la documentación acreditativa que, en su caso, sea necesaria. Se aplicará en la siguiente factura, siempre que dicha factura se emita transcurridos como mínimo quince días hábiles desde la recepción de la solicitud completa del consumidor por el comercializador de referencia. En caso contrario, la aplicación se realizará desde la factura inmediatamente posterior. Todo ello, salvo pérdida de alguna de las condiciones que dan derecho a su percepción

2. El bono social se aplicará durante el plazo de dos años, salvo que con anterioridad se produzca la pérdida de alguna de las condiciones que dan derecho a su percepción. Dicho plazo de dos años será prorrogable en los términos establecidos en el artículo 10.

El bono social no será prorrogable en el caso de que se haya retirado el consentimiento otorgado, según se dispone en el artículo 7, por el titular o por cualquiera de los miembros de la unidad familiar para la comprobación de los requisitos de percepción del mismo.

3. En el caso de las familias numerosas que sean perceptoras del bono social, la aplicación del bono social se extenderá al periodo en que se encuentre vigente el correspondiente título de familia numerosa.

4. En el caso de que antes del plazo de dos años, o antes de que finalice el periodo de vigencia del título de familia numerosa, se produzca la pérdida de alguna de las condiciones

que dan derecho a la percepción del bono social, éste dejará de ser aplicado desde el día en que se materialice la pérdida de la condición.

El comercializador de referencia regularizará el suministro de electricidad aplicando el PVPC, calculado según lo dispuesto en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, en la siguiente factura que emita, siempre que tenga conocimiento de este hecho quince días hábiles antes de la emisión de la factura. En caso contrario, la regularización se realizará desde la factura inmediatamente posterior.

5. El comercializador de referencia deberá presentar, antes del día 15 de cada mes, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información de la facturación correspondiente al mes anterior de los consumidores a quienes haya aplicado el bono social, con desglose de períodos y facturación, para determinar la cuantía total del bono social aplicado y las liquidaciones asociadas.

6. Estas liquidaciones se realizarán considerando que la cuantía total del bono social es financiada por todos los sujetos obligados que participan en las actividades de la cadena de suministro de energía eléctrica, incluyendo la producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como por los consumidores directos en mercado, de acuerdo con el porcentaje por actividad y según los valores unitarios de reparto y con el procedimiento previsto en el capítulo V, en aplicación del artículo 45 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

7. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará la liquidación del bono social. A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará y remitirá al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, con carácter trimestral, un informe detallado de seguimiento, en el que se incluya información sobre el número de beneficiarios. Este informe incorporará, además, la información que en su caso se determine por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital. Por su parte, el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, en coordinación con el resto de organismos implicados, hará un seguimiento de la aplicación del bono social.

8. En caso de discrepancias en la aplicación del bono social, los consumidores podrán reclamar ante los servicios de consumo correspondientes, en los términos que establezca la normativa de defensa de los consumidores.

Artículo 10. *Renovación del bono social.*

1. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado 3 del presente artículo, antes de la finalización del plazo de dos años recogido en el artículo 9.2, y en todo caso con una antelación de dos meses de la finalización de dicho plazo, el comercializador de referencia comprobará y comunicará en la siguiente factura al consumidor si se siguen cumpliendo los requisitos que otorgan a la persona titular de punto de suministro el derecho a percibir el bono social, en base a las características convivenciales reflejadas en el momento de la primera solicitud realizada por el consumidor y haciendo expresa indicación de la fecha en la que se produzca, en su caso, dicha renovación o alternativamente, la fecha de vencimiento del bono social.

En todo caso, el consumidor tendrá la obligación de informar a la comercializadora de referencia, de cualquier alteración convivencial y circunstancias personales de todos los miembros de la unidad de convivencia respecto de aquellas reflejadas en el momento de la primera solicitud, en los términos establecidos en el artículo 11.

2. En caso de cumplir alguna de las condiciones establecidas en el presente real decreto se otorgará el derecho a seguir percibiendo el bono social durante el plazo de dos años adicionales, a contar desde la finalización de aquel plazo. Dicha comprobación se realizará nuevamente antes del término de dichos dos años adicionales y, sucesivamente, antes de la finalización de cada una de las ulteriores renovaciones, en tanto se mantengan los requisitos que dan derecho a la aplicación del bono social, así como el consentimiento expreso del titular y de todos los miembros de su unidad de convivencia mayores de 14 años y con capacidad para obrar para la comprobación de los requisitos.

El bono social, de acuerdo con lo establecido en el artículo 9.2, no podrá renovarse automáticamente si para la comprobación de los requisitos no existe el consentimiento expreso recogido en el artículo 7 del interesado o de los miembros que componen su unidad de convivencia.

3. Si del resultado de la comprobación a la que hace referencia el apartado 1 de este artículo se evidenciase que el consumidor ha cambiado su condición de vulnerabilidad se procederá de la siguiente manera:

a) Si el consumidor tenía la condición de vulnerable y adquiriese la condición de vulnerable severo, el nuevo descuento resultara de aplicación desde el momento de la comprobación, coincidiendo con la emisión de la siguiente factura.

b) Si el consumidor tenía la condición de vulnerable severo y adquiriese la condición de vulnerable, el nuevo descuento resultara de aplicación desde la fecha de renovación del bono social.

4. Si en dicha comprobación se evidenciara que el consumidor, según la información de la que disponga la comercializadora de referencia, no cumple los requisitos para la renovación automática del bono social, el comercializador de referencia deberá indicárselo así, debiendo informar, asimismo, de la posibilidad de que el consumidor aporte la documentación acreditativa del cumplimento de los requisitos o bien, transcurrida la fecha de vencimiento, de la posibilidad de presentar nueva solicitud.

Artículo 11. *Obligación de actualización de datos.*

1. El consumidor acogido al bono social o, en su caso, la Administración autonómica o local cuyos servicios sociales estén atendiendo al consumidor en riesgo de exclusión social, estarán obligados a comunicar al comercializador de referencia cualquier cambio que suponga la pérdida de la condición de consumidor vulnerable o, en su caso, de vulnerable severo, en el plazo máximo de un mes desde que se produjera el cambio en las condiciones que dan derecho a la percepción del bono social o, en su caso, a ser considerado consumidor en riesgo de exclusión social.

2. A estos efectos, el consumidor podrá solicitar la renuncia a la aplicación del bono social por los mismos medios por los que puede presentar la solicitud conforme al artículo 7.

CAPÍTULO IV

Financiación del coste del suministro de electricidad del consumidor en riesgo de exclusión social

Artículo 12. *Financiación del coste del suministro de electricidad del consumidor en riesgo de exclusión social.*

1. Cuando la Administración autonómica o local cuyos servicios sociales estén atendiendo al consumidor que tenga la condición de vulnerable severo acogido a la correspondiente tarifa de último recurso (TUR) al que hace referencia el artículo 52.4.j) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, asuma al menos el 50 por ciento del importe de su factura a PVPC previo a la aplicación del descuento por bono social, y el pago quede acreditado ante el comercializador de referencia en el plazo de cinco meses desde la emisión de la factura, el consumidor no tendrá que hacer frente al coste de su factura por haber sido cubierta por la Administración correspondiente, y con cargo a las sujetos obligados que participan en las actividades de la cadena de suministro de energía eléctrica, incluyendo la producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como por los consumidores directos en mercado, a través de los mecanismos regulados en este real decreto.

2. Las empresas comercializadoras de referencia podrán suscribir convenios con las Administraciones autonómicas o locales que establezcan los mecanismos de coordinación para evitar la suspensión de suministro de electricidad por razón de impago a estos consumidores, con objeto de que los servicios sociales correspondientes puedan prestar y acreditar mediante el correspondiente certificado la ayuda económica regulada en el apartado 1 para el pago de las facturas.

Los convenios que se suscriban atenderán al establecimiento de plazos concretos para el pago de las obligaciones que de ellos se deriven, así como a la acreditación fehaciente mediante certificado por parte de las Administraciones autonómicas o locales de los pagos

efectuados ante la comercializadora de referencia. Se tendrá en cuenta, a estos efectos, el plazo de cinco meses establecido en el apartado 1.

3. En este caso, la comercializadora de referencia, una vez efectuado el pago del importe por parte de la Administración correspondiente según lo dispuesto en los apartados anteriores, declarará ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de forma separada a la cuantía que corresponda por aplicación del bono social, el importe restante de la factura no asumido por la administración autonómica o local de acuerdo a lo establecido en el artículo 15.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia procederá a liquidarlo según lo regulado en los artículos 14 y 15.

CAPÍTULO V

Mecanismo de financiacion del bono social y del coste del suministro de electricidad del consumidor en riesgo de exclusión social

Artículo 13. *Financiación del bono social y del coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley del Sector Eléctrico.*

1. Conforme establece el artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, el bono social será asumido por los sujetos del sector eléctrico que participan en las actividades de la cadena de suministro de energía eléctrica, incluyendo la producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como los consumidores directos en mercado. A estos efectos, se considerarán los sujetos que figuren de alta en cada uno de los registros o listados por haber comunicado el inicio de la actividad, en su caso, así como las empresas titulares de instalaciones de transporte.

2. Del mismo modo, de acuerdo con lo dispuesto en el referido artículo de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los citados sujetos asumirán, el coste derivado de los impagos a que hacen referencia los párrafos j) y k) del artículo 52.4.

3. Las Administraciones Públicas no se considerarán sujetos obligados a financiar el bono social, ni los impagos del artículo 52.4.k) y 52.4.j) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Sí serán considerados como tales sujetos obligados las sociedades mercantiles de titularidad pública y las empresas participadas por las Administraciones Públicas que figuren de alta en cada uno de los registros o listados por haber comunicado el inicio de la actividad, en su caso, en relación con las precitadas actividades de la cadena de suministro de energía eléctrica, así como las empresas titulares de instalaciones de transporte.

Artículo 14. *Reparto de la financiación del bono social y del coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley del Sector Eléctrico entre las actividades de la cadena de suministro de energía eléctrica.*

1. El reparto de las cantidades a financiar correspondiente a cada actividad citada en el artículo anterior será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, teniendo en cuenta la facturación agregada libre de impuestos de cada una de las actividades dentro de la cadena de suministro de energía eléctrica.

En el caso de los consumidores directos en mercado se tendrá en cuenta la facturación asociada a la energía consumida por los mismos.

2. A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará anualmente en su página web la información, referida al periodo considerado, relativa a la facturación estimada de cada segmento de actividad para el ejercicio al que corresponde fijar la financiación, determinada a partir de la mejor información disponible.

Artículo 14 bis. *Reglas y criterios para el reparto de las cantidades a financiar en cada segmento de actividad.*

1. El reparto de las cantidades a financiar entre los productores de energía eléctrica se realizará de forma proporcional a su producción.

Para ello, se definirá un valor unitario de aportación expresado en euros por megavatio-hora (€/MWh), que resultará de aplicación a cada titular de las instalaciones de producción de energía eléctrica que figuren en los registros del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

2. El reparto de las cantidades a financiar entre los sujetos titulares de instalaciones de transporte se realizará de manera proporcional a la retribución percibida por el desarrollo de dicha actividad.

Para ello se definirá un valor unitario expresado en euros a aportar por cada euro retribuido (€/€ retribuido).

3. El reparto de las cantidades a financiar entre los distribuidores de electricidad se realizará de forma proporcional a la cuota de clientes conectados a su red.

Para ello se definirá un valor unitario expresado en euros por CUPS (€/CUPS) conectado a las redes de distribución que resultará de aplicación a cada distribuidor que conste en el registro del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

4. El reparto de las cantidades a financiar entre los comercializadores de energía eléctrica se realizará de forma proporcional a la cuota de clientes a los que suministren energía eléctrica.

Para ello, se definirá un valor unitario expresado en euros por CUPS (€/CUPS) que resultará de aplicación a cada comercializador que conste como activo en el listado de comercializadores de energía eléctrica de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia según lo establecido en el artículo 46.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

5. El reparto de las cantidades a financiar entre los consumidores directos en mercado se realizará de forma proporcional a la energía consumida.

Para ello se definirá un valor unitario expresado en euros por MWh (€/MWh) consumido, que resultará de aplicación a cada consumidor directo en mercado en activo.

6. Los sujetos que participen en más de una actividad de la cadena de suministro de energía eléctrica de las citadas en el artículo 13.1, deberán asumir las cuantías que correspondan por cada una de las actividades ejercidas, de acuerdo con los criterios y reglas fijadas en este artículo.

Artículo 15. *Método de cálculo de las cuantías de reparto.*

1. Anualmente, sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 6, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propondrá al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social, a la cofinanciación del suministro de electricidad de energía eléctrica de los consumidores en riesgo de exclusión social y el coste de los consumidores definidos en el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre entre las diferentes actividades definidas en el artículo 13.1.

Asimismo, y sin perjuicio de lo dispuesto en el referido apartado 6, la citada Comisión propondrá los valores unitarios definidos en los apartados 1 a 5 del artículo 14.

2. En primer lugar, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calculará el porcentaje de reparto de las cantidades a financiar correspondiente a la totalidad de sujetos que participan en una misma actividad de forma proporcional a la facturación de dicha actividad antes de impuestos, como la relación entre un término que será el valor de la facturación anual agregada de cada actividad y otro término que corresponderá a la suma de las facturaciones anuales agregadas de todas las actividades.

Esta información será determinada a partir de las estimaciones y los datos provisionales de que se disponga, teniendo en cuenta el volumen de energía previsiblemente generada por los productores, adquirida por los comercializadores y consumida por los consumidores directos en mercado, el precio medio estimado del mercado mayorista y la retribución prevista de los sujetos titulares de las instalaciones de transporte y de los distribuidores de electricidad contemplada en la resolución por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación para el ejercicio al que corresponde la financiación.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia utilizará la mejor información disponible y realizará las estimaciones necesarias en base a parámetros objetivos y

públicos, referida al año natural o móvil, garantizando la transparencia, en la fijación del porcentaje a financiar por actividad.

A estos efectos, la citada Comisión publicará anualmente en su página web la información, referida al periodo considerado, relativa a la facturación estimada de cada segmento de actividad para el ejercicio al que corresponde fijar la financiación.

3. Fijado el porcentaje de reparto correspondiente a cada actividad, la citada Comisión calculará el valor unitario a aplicar correspondiente a los productores, sujetos titulares de instalaciones de transporte, distribuidores, comercializadores y consumidores directos en mercado siguiendo los criterios establecidos en el artículo 14 bis.

Para realizar los cálculos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia estimará el coste de la financiación del bono social y el coste derivado de los impagos a que hacen referencia los párrafos j) y k) del artículo 52.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del año al que corresponda fijar las cuantías.

Adicionalmente, en la determinación de las necesidades previstas de financiación del coste del bono social, se tendrán en cuenta los saldos, positivos o negativos, que se pudieran generar de ejercicios anteriores.

Asimismo, con base en la mejor información disponible, y en aplicación del principio de prudencia contable, estimará, para el año al que corresponda fijar las cuantías, la energía producida, el número de clientes de distribuidores y comercializadores, y la energía consumida por los consumidores directos en mercado. Además, tendrá en cuenta la última retribución aprobada en concepto de transporte de electricidad para cada sujeto titular de instalaciones de transporte.

A partir de los datos anteriores, la citada Comisión seguirá el siguiente método:

a) Determinación de la cuantía por actividad. La Comisión calculará la cantidad que corresponde financiar a cada actividad aplicando los porcentajes definidos en el apartado 2 de este artículo sobre el coste de la financiación del bono social y el coste derivado de los impagos a que hace referencia los párrafos j) y k) del artículo 52.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre estimado.

b) Determinación de los valores unitarios para cada segmento de actividad. La Comisión calculará los valores unitarios definidos en el artículo 14 bis de la siguiente manera:

1. El valor unitario a aplicar a los productores de energía eléctrica en €/MWh se calculará como el cociente entre la cuantía a asumir por parte de los productores de energía eléctrica calculada en el apartado a) y la energía total estimada producida.

2. El valor unitario correspondiente a los sujetos titulares de instalaciones transporte de energía eléctrica en €/ € retribuido se calculará como el cociente entre la cuantía a sumir por parte de los sujetos con instalaciones de transporte calculada en el apartado a) y la cantidad total retribuida a los sujetos titulares de instalaciones de transporte en activo que conste en la última disposición de retribución al transporte aprobada.

3. El valor unitario a aplicar a los distribuidores de energía eléctrica en €/CUPS será calculado como el cociente entre la cuantía a asumir por parte de los distribuidores de energía eléctrica calculada según lo dispuesto en el apartado a) y el número total de CUPS estimados conectados a las redes de distribución.

4. El valor unitario a aplicar a los comercializadores de energía eléctrica en €/CUPS será calculado como el cociente entre la cuantía a asumir por parte de los comercializadores de energía eléctrica calculada según lo dispuesto en el apartado a) y el número total estimado de clientes.

5. El valor unitario a aplicar a los consumidores directos en mercado en €/MWh será calculado como el cociente entre la cuantía a asumir por parte de los consumidores directos en mercado calculada en el apartado a) y la energía total estimada consumida por los mismos.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá solicitar los datos e informaciones que resulten necesarios para la aplicación de lo previsto en el este real decreto, que deberán ser proporcionados por los sujetos obligados, en los términos y plazos que se establezcan, rigiéndose su incumplimiento por la normativa aplicable, en concreto, por las disposiciones de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Para ello, la citada Comisión podrá, en el ejercicio de sus funciones y, en concreto, en virtud del artículo 7, apartado 36 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, dictar las oportunas instrucciones de desarrollo y de ejecución del presente real decreto.

5. Una vez calculados los valores a los que hacen referencia los apartados 2 y 3 de este artículo, la citada Comisión remitirá su propuesta, incluyendo los datos y estimaciones que ha utilizado para la obtención de dichos valores, al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico antes de 1 de diciembre del año anterior al que corresponda fijar la cuantía a financiar.

Teniendo en cuenta la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo trámite de audiencia, aprobará la orden con los valores a aplicar para cada actividad de la cadena de suministro y los valores unitarios para cada segmento de actividad para la financiación de las cantidades relativas al bono social, a la cofinanciación del suministro de electricidad de energía eléctrica de los consumidores en riesgo de exclusión social y el coste de los consumidores definidos en el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Esta orden será publicada en el "Boletín Oficial del Estado".

6. Cuando el grado de cobertura de la financiación resulte un 20% inferior a las necesidades reales de financiación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá proponer nuevos valores referidos al porcentaje de reparto a financiar por cada actividad y a los valores unitarios para cada segmento de actividad.

Con base en esa propuesta, la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrá aprobar, previo trámite de audiencia, una nueva orden con los valores a aplicar para la financiación de las cantidades relativas al bono social, a la cofinanciación del suministro de electricidad de energía eléctrica de los consumidores en riesgo de exclusión social y el coste de los consumidores definidos en el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que será publicada en el "Boletín Oficial del Estado."

Asimismo, en caso de urgente necesidad, o cuando las circunstancias del mercado lo requieran, la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrá aprobar, previo trámite de audiencia, una nueva orden con los valores a aplicar para la financiación de las cantidades relativas al bono social, a la cofinanciación del suministro de electricidad de energía eléctrica de los consumidores en riesgo de exclusión social y el coste de los consumidores definidos en el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que será publicada en el "Boletín Oficial del Estado".

Artículo 16. *Procedimiento de liquidación de las cantidades a financiar.*

1. Las aportaciones que deba realizar cada uno de los sujetos obligados se depositarán mensualmente en una cuenta específica, en régimen de depósito, creada al efecto por el órgano encargado de la liquidación que será responsable de su gestión.

2. La aportación mensual a realizar por cada sujeto obligado se calculará de la siguiente forma:

a) Los productores depositarán la cuantía resultante de aplicar el valor unitario aprobado en la orden ministerial del artículo 15 sobre su medida disponible del mes M en el mes M+1, siendo M el mes a liquidar.

b) Los sujetos titulares de instalaciones de transporte depositarán la doceava parte de la cuantía resultante de multiplicar el valor unitario definido en la orden ministerial a la que hace referencia el artículo 15 por la retribución percibida anual según la última disposición aprobada.

c) Los distribuidores depositarán la doceava parte de la cuantía resultante de aplicar el valor unitario definido en la orden ministerial del artículo 15 por el número de CUPS conectados a su red el último día del mes al que se refiera la aportación.

d) Los comercializadores depositarán la doceava parte de la cuantía resultante de aplicar el valor unitario definido en la orden ministerial del artículo 15 por el número de clientes que tengan el último día del mes al que se refiera la aportación.

e) Los consumidores directos en mercado depositarán la cuantía resultante de aplicar el valor unitario aprobado en la orden ministerial a la que se refiere el artículo 15 sobre su

medida disponible del mes M en el mes M+1, siendo M el mes a liquidar. En el caso de falta de medida, se tomará el mejor valor de energía del mes M de que disponga el operador del sistema sobre la base del consumo de sus puntos de suministro en el mes M del año anterior.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia recabará la información necesaria para calcular las aportaciones según se establece en el apartado anterior y procederá a la liquidación de las mismas. El operador del sistema remitirá, a tal efecto, los valores correspondientes a los sujetos obligados, cuando resulte necesario, de conformidad con el apartado anterior.

4. Las anteriores aportaciones se realizarán a través de los sujetos de liquidación que estén actuando por cuenta de los sujetos obligados ante el operador del sistema el último día del mes al que se refiera la liquidación. Lo anterior ha de entenderse sin perjuicio de las responsabilidades de pago que corresponden a los sujetos obligados a los que se refiere el artículo 13.

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá emplear una cuantía equivalente a las aportaciones que deban realizar aquellos sujetos obligados que tengan reconocido el régimen retributivo específico regulado en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos, procedente de los cargos del sistema eléctrico a que hace referencia el artículo 16.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en la práctica del procedimiento de liquidación regulado en este capítulo.

6. La empresa comercializadora de referencia declarará, en los mismos plazos establecidos para el bono social en el artículo 9.5, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las cantidades abonadas por las Administraciones de las Comunidades Autónomas y de las Entidades Locales correspondientes para los consumidores en riesgo de exclusión social, así como las cantidades asumidas en concepto de coste de los suministros de los consumidores a que hace referencia el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

7. La comercializadora de referencia sólo declarará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las cantidades correspondientes a la cofinanciación una vez haya sido abonada la factura correspondiente por la administración autonómica o local y haya sido emitido el correspondiente certificado de pago.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en los mismos plazos y condiciones análogas a las de las liquidaciones efectuadas para el bono social, procederá a abonar a la empresa comercializadora de referencia tanto las cantidades que haya asumido del coste de cofinanciación en estos casos, hasta el límite anual que se establezca por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico previo acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos, como el coste asumido como consecuencia del coste del suministro a los consumidores a que hace referencia el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

8. En ningún caso se procederá a la liquidación de las cantidades correspondientes a la cofinanciación cuando el abono de la factura de un consumidor por la administración autonómica o local correspondiente no se hubiera acreditado con anterioridad al plazo de cinco meses a contar desde la emisión de la factura por la empresa comercializadora.

Artículo 17. *Regularización de las cantidades a financiar.*

A fin de garantizar la correcta aplicación de lo previsto en el presente capítulo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá regularizar las cantidades aportadas por los distintos sujetos reconociendo, en su caso, los derechos de cobro u obligaciones de pago que correspondan, conforme a lo establecido en este capítulo.

CAPÍTULO VI

Suspensión del suministro de electricidad a consumidores personas físicas en su vivienda habitual con potencia contratada igual o inferior a 10 kW

Artículo 18. *Período de pago de la factura eléctrica.*

Para los contratos de suministro de electricidad acogidos al PVPC y para aquellos contratos en mercado libre correspondientes al suministro de electricidad de personas físicas en su vivienda habitual con potencia contratada igual o inferior a 10 kW, el período de pago se establece en 20 días naturales desde la emisión de la factura por parte de la empresa comercializadora o, en su caso, en lo establecido entre las partes en contratos en mercado libre. En el caso de que el último día del período de pago fuera sábado o festivo, éste vencerá el primer día laborable siguiente.

Artículo 19. *Plazos para la solicitud de la suspensión de suministro de electricidad por impago para personas físicas en su vivienda habitual.*

1. Para los contratos de suministro de electricidad acogidos al PVPC y para aquellos contratos en mercado libre correspondientes al suministro de electricidad de personas físicas en su vivienda habitual con potencia contratada igual o inferior a 10 kW, una vez vencido el período de pago desde la emisión de la factura por parte de la empresa comercializadora establecido en el artículo 18 cuando no se hubiera procedido al mismo, la empresa comercializadora remitirá un escrito al consumidor en el plazo máximo de dos meses desde la emisión de la factura, o en el momento en que se produzca el rechazo del pago si fuera con posterioridad a dicho plazo, para informarle de tal circunstancia, de acuerdo con el modelo recogido en el anexo II.

Dicha comunicación deberá practicarse por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado o su representante, así como de la fecha y contenido del mismo, en la dirección que a efectos de comunicación figure en el contrato de suministro de electricidad.

El incumplimiento de la obligación de información en el plazo indicado supondrá una infracción grave, de conformidad con lo previsto en el artículo 65.25 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. Cuando el comercializador vaya a llevar a cabo, en su caso, el procedimiento de suspensión del suministro por impago, con posterioridad a la comunicación de impago prevista en el apartado 1, o en sustitución de la misma en los plazos previstos en el citado apartado, el comercializador requerirá fehacientemente el pago al consumidor utilizando el modelo recogido en el anexo III.

Dicho requerimiento deberá practicarse por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado o su representante en la dirección que, a efectos de comunicación, figure en el contrato de suministro de electricidad, así como de su fecha y contenido.

En cualquier caso, se considerará que el requerimiento se ha realizado fehacientemente cuando se realice por correo certificado o por burofax. También se considerará que el requerimiento se ha realizado fehacientemente cuando se realice por medios telemáticos mediante firma electrónica que permitan tener constancia de su recepción.

En el supuesto de notificación infructuosa, se remitirá un segundo requerimiento con igual contenido transcurridos 7 días hábiles desde el primero. De existir vías alternativas de notificación, se emplearán preferiblemente en el segundo requerimiento. Si realizado este segundo requerimiento no es posible su notificación, se especificarán las circunstancias de ambos intentos de notificación y se tendrá por efectuado el trámite.

3. Una vez que el comercializador tenga constancia de la notificación del primer requerimiento fehaciente de pago o, en caso de que éste haya sido infructuoso, una vez realizado el segundo requerimiento fehaciente, el comercializador remitirá por medios electrónicos al órgano que designe cada Comunidad Autónoma, único para todo el ámbito de la Comunidad, el listado de los puntos de suministro de electricidad a los que se haya requerido el pago de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 2, indicando la fecha a partir de la cual el suministro de electricidad puede ser suspendido. Esta comunicación se llevará a

cabo con el fin de poner en conocimiento de las Administraciones Autonómicas, o de los órganos que éstas determinen, estas situaciones de impago y puedan ser adoptadas las medidas necesarias que en su caso se consideren oportunas.

Dicha remisión se actualizará al menos semanalmente, por medios que aseguren la recepción de la misma, excluyendo aquellos puntos de suministro de electricidad para los que se hubiera procedido al pago.

Para esta remisión se utilizará el modelo establecido en el anexo V.

4. Con una antelación de quince días hábiles a la finalización del plazo establecido para el inicio del procedimiento de suspensión, la empresa comercializadora volverá a requerir fehacientemente el pago al consumidor, si éste no lo hubiera hecho efectivo. Dicho requerimiento incluirá la fecha concreta a partir de la cual el suministro de electricidad podrá ser suspendido, de acuerdo con el contenido recogido en el anexo IV.

Salvo en el caso de los consumidores vulnerables acogidos al bono social y en el supuesto contemplado en el artículo 20, cuando hayan transcurrido dos meses desde que la empresa tenga constancia de la notificación del primer requerimiento de pago o, en su caso, desde que la comercializadora haya realizado el segundo requerimiento de pago, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 2, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo, la empresa comercializadora podrá solicitar a la empresa distribuidora a través del procedimiento y por los sistemas y medios telemáticos aprobados a tal efecto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la suspensión del suministro de electricidad, lo que determinará el inicio del procedimiento de suspensión, indicando si debe rescindirse o no el contrato.

En el caso de los consumidores acogidos al bono social, cuando hayan transcurrido cuatro meses desde que la empresa tenga constancia de la notificación del primer requerimiento de pago o, en su caso, desde que la comercializadora haya realizado el segundo requerimiento de pago, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 2, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo, la empresa comercializadora solicitará a la empresa distribuidora, a través del procedimiento y por los sistemas y medios telemáticos aprobados a tal efecto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la aplicación del suministro mínimo vital, de conformidad con el artículo 45 bis de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. La empresa comercializadora de referencia remitirá un escrito al consumidor en el plazo máximo de diez días desde la mencionada solicitud para informarle de este extremo, de acuerdo con el modelo recogido en el anexo VIII. Finalizado el periodo de aplicación del suministro mínimo vital, la empresa comercializadora podrá solicitar a la empresa distribuidora a través del procedimiento y por los sistemas y medios telemáticos aprobados a tal efecto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la suspensión del suministro de electricidad, indicando si debe rescindirse el contrato o no.

No se podrá señalar como día para la interrupción un día festivo ni aquéllos en que, por cualquier motivo, no exista servicio de atención al cliente tanto comercial como técnico a efectos de la reposición del suministro de electricidad, como tampoco la víspera de aquellos días en que se dé alguna de estas circunstancias.»

5. La potencia límite asociada al suministro mínimo vital se establece en 3,5 kW, que resultará de aplicación solo en aquellos casos en los que la potencia contratada sea superior a dicha potencia límite.

No obstante, lo anterior, este valor podrá ser modificado mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. En la determinación de la potencia límite se deberán tener en cuenta, en todo caso, las circunstancias climatológicas, sociales o económicas de los colectivos beneficiarios del suministro mínimo vital.

Artículo 20. *No suspensión del suministro de electricidad al consumidor en riesgo de exclusión social ni al consumidor a que hace referencia el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.*

El suministro de electricidad del consumidor que tenga la condición de vulnerable severo acogido a la correspondiente TUR y que esté siendo atendido, respecto a su suministro de electricidad, por los servicios sociales de una Administración autonómica o local, en virtud de lo dispuesto en el artículo 52.4.j) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico,

no podrá ser suspendido cuando la administración autonómica o local cuyos servicios sociales estén atendiendo al consumidor asuma al menos el 50 por ciento del importe de su factura a PVPC previo a la aplicación del descuento por bono social, y el pago sea efectuado y acreditado mediante el correspondiente certificado ante el comercializador de referencia en el plazo de cinco meses desde la emisión de la factura.

Tampoco podrá ser suspendido el suministro del consumidor que incurra en impago de la factura eléctrica cuando sea beneficiario del bono social y para su aplicación haya acreditado formar parte de una unidad familiar, en los términos establecidos en la normativa, en la que haya al menos un menor de 16 años, o cuando el consumidor beneficiario del bono social o alguno de los miembros de la unidad familiar a la que pertenezca se encuentre en situación de dependencia reconocida de grado II o III, o tenga una discapacidad reconocida igual o superior al 33 %, según se recoge en el artículo 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y se acredite la vulnerabilidad social de estos colectivos mediante documento expedido por los servicios sociales de las Administraciones Públicas competentes.

Artículo 21. *Procedimientos de comunicación.*

1. Las empresas comercializadoras adoptarán las medidas organizativas necesarias para cumplir con los procedimientos previstos en este real decreto. En particular, establecerán los medios electrónicos necesarios para remitir al órgano que designe cada Comunidad Autónoma, los listados de titulares previstos en el artículo 19.3 para los que se haya requerido fehacientemente el pago.

2. De los medios electrónicos previstos en el apartado anterior se informará en la página web de las empresas comercializadoras y se informará, mediante escrito a tal efecto, a la Administración competente en materia de servicios sociales en cada Comunidad Autónoma.

3. Las Comunidades Autónomas designarán un organismo encargado de recibir las notificaciones previstas en este real decreto.

4. Las empresas comercializadoras estarán obligadas a conservar en su poder la acreditación de las notificaciones previstas en el artículo 19.

5. El incumplimiento de la antelación prevista para la notificación de la fecha a partir de la cual puede ser interrumpido el suministro de electricidad al consumidor prevista en el artículo 19.4, así como de la obligación de remisión, con la antelación prevista, al órgano que designe cada Comunidad Autónoma, de los listados de titulares previstos en el artículo 19.3, obligará a retrasar el inicio del procedimiento de suspensión del suministro de electricidad hasta que medie el plazo apropiado entre la notificación y la fecha de interrupción.

6. El acceso, cesión y comunicación de datos y ficheros de carácter personal, así como su custodia, se realizará conforme a la legislación aplicable en esta materia.

Disposición adicional primera. *Plazo de solicitud del bono social.*

1. Los comercializadores de referencia deberán remitir a sus clientes acogidos al PVPC la carta del anexo VI, junto con las facturas que se emitan durante los seis meses siguientes a la entrada en vigor de la orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital a que se hace referencia en el artículo 7.1, con el fin de comunicar la existencia de las nuevas condiciones para aplicar el bono social y publicitar el procedimiento para la solicitud del mismo.

2. Los potenciales beneficiarios de la condición de consumidor vulnerable en los términos previstos en este real decreto podrán cursar su solicitud a partir de la fecha de entrada en vigor de dicha orden.

Disposición adicional segunda. *Remisión de información por los distribuidores sobre cortes de suministro.*

Los distribuidores remitirán con carácter trimestral, antes del final del segundo mes del trimestre siguiente al que se refieran los datos, al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, información relativa al número de cortes de suministro, y las razones de los mismos, que se hubieran llevado a cabo durante el trimestre anterior. A estos efectos, por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se podrá establecer un formato y modelo para la remisión de información.

Disposición adicional tercera. *Comprobación de los requisitos para el bono social a través de otros mecanismos telemáticos que se articulen desde la Administración General del Estado.*

Los requisitos para la aplicación del bono social podrán ser comprobados a través de otros mecanismos que se establezcan por medios telemáticos articulados desde la Administración General del Estado, como en su caso la Tarjeta Social Universal.

Disposición adicional cuarta. *Referencias a la unidad de convivencia.*

Todas las referencias que en el presente real decreto se hagan a la "unidad familiar" se entenderán hechas a la «unidad de convivencia» de acuerdo con la definición del artículo 3 de este real decreto.

Disposición transitoria primera. *Consumidores acogidos al bono social a la entrada en vigor de la orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital por la que se desarrolla el presente real decreto.*

1. Los consumidores de energía eléctrica que, a la fecha en que entre en vigor la orden ministerial a la que se refiere el artículo 7.1, sean beneficiarios del bono social, dispondrán del plazo de seis meses desde la fecha de entrada en vigor de dicha orden para acreditar la condición de consumidor vulnerable de conformidad con lo dispuesto en este real decreto.

Transcurrido dicho plazo sin que la condición del consumidor vulnerable haya sido solicitada y acreditada, el bono social dejará de aplicarse a partir de la primera factura emitida por el comercializador de referencia, o bien en la factura inmediatamente posterior.

Téngase en cuenta que, a los efectos de determinar el día final del plazo de seis meses al que se refiere el apartado 1, la mención a la fecha en que entre en vigor la orden ministerial a la que se refiere el artículo 7.1 se tendrá por hecha al día 8 de abril de 2018, fecha de entrada en vigor de la Orden ETU/361/2018, de 6 de abril, según establece su disposición transitoria única. Ref. BOE-A-2018-4750

2. Durante este periodo transitorio el comercializador de referencia no podrá llevar a cabo refacturaciones por incorrecta aplicación de los límites de energía suministrada previstos en el anexo I, de las que resulte un perjuicio económico para el consumidor.

3. Los consumidores de energía eléctrica que, a la fecha en que entre en vigor la orden ministerial a la que se refiere el artículo 7.1 de este real decreto, sean beneficiarios del bono social, estuvieran inmersos en un procedimiento de suspensión de suministro de electricidad por impago verán ampliado el plazo para la suspensión del suministro a 4 meses desde que se les hubiera requerido fehacientemente el plago, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo.

Disposición transitoria segunda. *Implementación de la aplicación telemática.*

1. El Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital realizará los desarrollos informáticos necesarios para que la aplicación telemática que permita al comercializador de referencia comprobar que el solicitante del bono social cumple los requisitos recogidos en el artículo 3 para ser considerado consumidor vulnerable estará disponible en la sede electrónica del referido departamento.

2. En tanto no se desarrolle dicha aplicación, la acreditación y comprobación de los requisitos para ser beneficiario del bono social se realizará del modo que se establezca por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital.

Disposición transitoria tercera. *Contratos que incluyan cláusulas que limiten el acogimiento del consumidor al PVPC.*

Los contratos actualmente en vigor que incorporen cláusulas que prevean penalizaciones, excluyan o limiten de cualquier otro modo el acogimiento al bono social del consumidor que cumpla los requisitos para ser considerado vulnerable, de acuerdo a lo

dispuesto en la disposición final segunda, deberán ser modificados en el plazo de dos meses a contar desde la entrada en vigor del presente real decreto.

Disposición transitoria cuarta. *Plazo para la comunicación del resultado de las comprobaciones y primeras facturaciones del bono social.*

1. Durante los tres primeros meses desde la entrada en vigor de la orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital referida en el artículo 7.1, el plazo de quince días hábiles para la comunicación al solicitante de las comprobaciones efectuadas para la aplicación del bono social, a que hace referencia el artículo 8.2, será de un mes.

Del mismo modo, durante los tres primeros meses desde la entrada en vigor de la referida orden, el bono social será de aplicación, en los términos previstos en el artículo 9, en la primera factura siempre que la misma se emita transcurrido como mínimo un mes desde la recepción de la solicitud completa del consumidor por el comercializador de referencia.

2. El plazo de tres meses a que hace referencia el apartado 1 podrá ser modificado por resolución del Secretario de Estado de Energía.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas todas las normas de igual o inferior rango en cuanto contradigan o se opongan a lo dispuesto en el presente real decreto.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*

Se introduce un nuevo artículo en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, con la siguiente redacción:

> **«Artículo 84 bis.** *Suspensión del suministro a consumidores personas físicas en su vivienda habitual con potencia contratada igual o inferior a 10 kW.*
>
> La suspensión del suministro de energía eléctrica a consumidores personas físicas en su vivienda habitual con potencia contratada igual o inferior a 10 kW seguirá lo dispuesto en el Capítulo VI del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.»

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.*

El Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión, queda modificado como sigue:

Uno. Se añade un párrafo al final del artículo 4.5 con la redacción siguiente:

> «Los contratos de los comercializadores en mercado libre no podrán incorporar cláusulas que prevean penalizaciones, excluyan o limiten de cualquier otro modo el acogimiento al bono social del consumidor que cumpla los requisitos para ser considerado vulnerable».

Dos. Se añade un párrafo al artículo 5 con el siguiente contenido:

> «Los servicios adicionales que hayan sido contratados por el consumidor junto con el suministro de electricidad de electricidad deberán ser rescindidos a la vez que el suministro de electricidad, salvo que el consumidor indique expresamente lo contrario en el momento de la finalización del contrato.»

Tres. Se añade el siguiente párrafo al final del artículo 7.1 con esta redacción:

«ag) Información relativa a la aplicación del bono social al consumidor.»

Disposición final tercera. *Título competencial.*

El presente real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final cuarta. *Desarrollo normativo.*

Se autoriza al Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital para dictar, en el ámbito de sus competencias, las disposiciones de desarrollo que resulten indispensables para asegurar la adecuada aplicación de este real decreto.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Límite de energía en cada periodo de facturación sobre la que se aplicará el descuento en el término de facturación de energía del PVPC del consumidor acogido al bono social

1. Para cada periodo de facturación, el límite máximo de energía al que hace referencia el artículo 6 al que será aplicado el descuento sobre el término de facturación de energía del PVPC, calculado conforme a lo dispuesto en el artículo 8 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, que resulte de aplicación al consumidor acogido al bono social, dependiendo de la situación de la unidad familiar a la que pertenezca, se calculará de acuerdo con los siguiente:

a) El comercializador de referencia prorrateará la energía anual máxima recogida en la tabla del apartado 2 entre el número de días que conformen el período de facturación.

b) A la cantidad de energía obtenida según el apartado anterior para el periodo de facturación, se añadirá la energía no consumida con derecho a descuento de los periodos de facturación correspondientes a los doce meses completos anteriores.

2. En la factura se informará de forma separada el consumo facturado con derecho a descuento y el consumo que excede del límite, y que por tanto no será objeto de descuento en factura.

Categorías	Límites máximos al consumo (kWh)
Demandante individual / Unidad de convivencia formada por dos personas.	1.587
Unidad de convivencia formada por tres personas / Pensionistas (cuantía mínima) / Unidad de convivencia formada por dos personas siendo una de ellas un menor.	2.222
Unidad de convivencia formada por cuatro personas / Unidad de convivencia formada por tres personas siendo dos de ellas menores.	2.698
Unidad de convivencia formada por cinco o más personas / Unidad de convivencia formada por cuatro personas siendo tres de ellas menores / Familias numerosas.	4.761

ANEXO II

Apéndice I

Modelo de comunicación para informar sobre el vencimiento del periodo de pago a consumidores personas físicas en mercado libre a remitir por la comercializadora

> Le informamos que ha vencido el período de pago de la factura emitida con fecha dd/mm/aaaa.
>
> Como consecuencia, próximamente podrá serle remitido un requerimiento fehaciente de pago.
>
> De no abonarse la cantidad adeudada, en un plazo de **2 meses** a partir de la recepción de dicho requerimiento, la empresa distribuidora podrá suspender su suministro de electricidad.

Sin perjuicio de lo anterior, si usted cumple los requisitos para ser consumidor vulnerable, puede solicitar a una de las empresas comercializadoras de referencia acogerse al bono social, que supone un descuento sobre el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC).

El cambio de modalidad en el contrato para pasar a PVPC, siempre que no se modifiquen los parámetros recogidos en el contrato de acceso de terceros a la red, se llevará a cabo sin ningún tipo de penalización ni coste adicional.

Una vez acogido al PVPC, y siempre que se hayan acreditado los requisitos para ser consumidor vulnerable, de no haber sido abonada la cantidad adeudada, transcurridos cuatro meses desde la recepción del requerimiento fehaciente de pago, se adaptará su potencia, durante otros seis meses adicionales, a un suministro mínimo vital de 3,5 kW. Durante este tiempo no podrá ser suspendido su suministro.

El enlace a la página web de la CNMC donde encontrará los datos necesarios para contactar con la comercializadora de referencia es el siguiente:

https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico#listados

Adicionalmente, si usted cumple los requisitos para ser vulnerable severo, puede ponerse en contacto con los servicios sociales del municipio y comunidad autónoma donde reside, para que le informen sobre la posibilidad de atender el pago de su suministro de electricidad.

Los requisitos para ser consumidor vulnerable vienen recogidos en el artículo 3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, del que le remitimos un extracto.

[Inclúyase a continuación el texto del artículo 3 del citado real decreto]

Apéndice II

Modelo de comunicación para informar sobre el vencimiento del periodo de pago a consumidores personas físicas acogidos al PVPC a remitir por la comercializadora de referencia

> Le informamos que ha vencido el período de pago de la factura emitida con fecha dd/mm/aaaa.
>
> Como consecuencia, próximamente podrá serle remitido un requerimiento fehaciente de pago.
>
> De no abonarse la cantidad adeudada, en un plazo de **2 meses** a partir de la recepción de dicho requerimiento, la empresa distribuidora podrá suspender su suministro de electricidad.

Sin perjuicio de lo anterior, si usted cumple los requisitos para ser consumidor vulnerable, puede solicitar a su comercializadora de referencia acogerse al bono social, que supone un descuento sobre el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC).

Adicionalmente, si usted cumple los requisitos para ser vulnerable severo, puede ponerse en contacto con los servicios sociales del municipio y comunidad autónoma donde reside, para que le informen sobre la posibilidad de atender el pago de su suministro de electricidad.

Siempre que se hayan acreditado los requisitos para ser consumidor vulnerable, de no haber sido abonada la cantidad adeudada, transcurridos cuatro meses desde la recepción del requerimiento fehaciente de pago, se adaptará su potencia, durante otros seis meses adicionales, a un suministro mínimo vital de 3,5 kW. Durante este tiempo no podrá ser suspendido su suministro.

Los requisitos para ser consumidor vulnerable vienen recogidos en el artículo 3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, del que le remitimos un extracto.

[Inclúyase a continuación el texto del artículo 3 del citado real decreto]

Apéndice III

Modelo de comunicación para informar sobre el vencimiento del periodo de pago a consumidores acogidos al PVPC con bono social a remitir por la comercializadora de referencia

Le informamos que ha vencido el período de pago de la factura emitida con fecha dd/mm/aaaa.

Como consecuencia, próximamente podrá serle remitido un requerimiento fehaciente de pago.

De no abonarse la cantidad adeudada, tras el plazo de cuatro meses a partir de la recepción de dicho requerimiento, la empresa distribuidora adaptará durante otros seis meses adicionales la potencia de su hogar a un suministro mínimo vital de 3,5 kW, durante los cuales su suministro tampoco podrá ser suspendido.

Adicionalmente, si usted cumple los requisitos para ser vulnerable severo de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, del que le remitimos un extracto, puede ponerse en contacto con los servicios sociales del municipio y comunidad autónoma donde reside, para que le informen sobre la posibilidad de atender el pago de su suministro de electricidad.

[Inclúyase a continuación requisitos para ser vulnerable severo conforme al artículo 3 del citado real decreto]

ANEXO III

Apéndice I

Modelo de requerimiento fehaciente de pago para consumidores en mercado libre a remitir por la comercializadora

Mediante la presente, se le requiere el pago de las cantidades adeudadas en concepto de consumo de energía eléctrica.

A día de hoy, no ha satisfecho el pago de la/s factura/s emitida/s con fecha/s dd/mm/aaaa, que asciende a un importe de xxx euros.

De no abonarse la cantidad adeudada, en un plazo de **2 meses a partir de la notificación del presente requerimiento,** la empresa distribuidora podrá suspender su suministro de electricidad.

Sin perjuicio de lo anterior, si usted cumple los requisitos para ser consumidor vulnerable, puede solicitar a una de las empresas comercializadoras de referencia acogerse al bono social, que supone un descuento sobre el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC).

El cambio de modalidad en el contrato para pasar a PVPC, siempre que no se modifiquen los parámetros recogidos en el contrato de acceso de terceros a la red, se llevará a cabo sin ningún tipo de penalización ni coste adicional.

Una vez acogido al PVPC, y siempre que se hayan acreditado los requisitos para ser consumidor vulnerable, de no haber sido abonada la cantidad adeudada, transcurridos cuatro meses desde la recepción del requerimiento fehaciente de pago, se adaptará su potencia, durante otros seis meses adicionales, a un suministro mínimo vital de 3,5 kW. Durante este tiempo no podrá ser suspendido su suministro.»

El enlace a la página web de la CNMC donde encontrará los datos necesarios para contactar con la comercializadora de referencia es el siguiente:

https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico#listados

Adicionalmente, si usted cumple los requisitos para ser vulnerable severo, puede ponerse en contacto con los servicios sociales del municipio y comunidad autónoma donde reside, para que le informen sobre la posibilidad de atender el pago de su suministro de electricidad.

Los requisitos para ser consumidor vulnerable vienen recogidos en el artículo 3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.

[Inclúyase a continuación el texto del artículo 3 del citado real decreto]

Apéndice II

Modelo de requerimiento fehaciente de pago para consumidores acogidos al PVPC a remitir por la comercializadora de referencia

Mediante la presente, se le requiere el pago de las cantidades adeudadas en concepto de consumo de energía eléctrica.

A día de hoy, no ha satisfecho el pago de la/s factura/s emitida/s con fecha/s dd/mm/aaaa, que asciende a un importe de xxx euros.

De no abonarse la cantidad adeudada, en un plazo de **2 meses a partir de la notificación del presente requerimiento,** la empresa distribuidora podrá suspender su suministro de electricidad.

Sin perjuicio de lo anterior, si usted cumple los requisitos para ser consumidor vulnerable, puede solicitar a su comercializadora de referencia acogerse al bono social, que supone un descuento sobre el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC).

Adicionalmente, si usted cumple los requisitos para ser vulnerable severo, puede ponerse en contacto con los servicios sociales del municipio y comunidad autónoma donde reside, para que le informen sobre la posibilidad de atender el pago de su suministro de electricidad.

Siempre que se hayan acreditado los requisitos para ser consumidor vulnerable, de no haber sido abonada la cantidad adeudada, transcurridos cuatro meses desde la recepción del requerimiento fehaciente de pago, se adaptará su potencia, durante otros seis meses adicionales, a un suministro mínimo vital de 3,5 kW. Durante este tiempo no podrá ser suspendido su suministro.

Los requisitos para ser consumidor vulnerable vienen recogidos en el artículo 3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.

[Inclúyase a continuación el texto del artículo 3 del citado real decreto]

Apéndice III

Modelo de requerimiento fehaciente de pago para consumidores acogidos al PVPC con bono social a remitir por la comercializadora de referencia

Mediante la presente, se le requiere el pago de las cantidades adeudadas en concepto de consumo de energía eléctrica.

A día de hoy, no ha satisfecho el pago de la/s factura/s emitida/s con fecha/s dd/mm/aaaa, que asciende a un importe de xxx euros.

De no abonarse la cantidad adeudada, tras el plazo de cuatro meses a partir de la recepción de dicho requerimiento, la empresa distribuidora adaptará durante otros seis meses adicionales la potencia de su hogar a un suministro mínimo vital de 3,5 kW, durante los cuales su suministro tampoco podrá ser suspendido.

Adicionalmente, si usted cumple los requisitos para ser vulnerable severo de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, del que le remitimos un extracto, puede ponerse en contacto con los servicios sociales del municipio y comunidad autónoma donde reside, para que le informen sobre la posibilidad de atender el pago de su suministro de electricidad.

[Inclúyase a continuación requisitos para ser vulnerable severo conforme al artículo 3 del citado real decreto]

ANEXO IV

Apéndice I

Modelo de requerimiento fehaciente de pago para consumidores en mercado libre a remitir por la comercializadora quince días hábiles antes de la finalización del plazo para iniciar el procedimiento de suspensión del suministro de electricidad

Mediante la presente, se le requiere el pago de las cantidades adeudadas en concepto de consumo de energía eléctrica.

A día de hoy, no ha satisfecho el pago de la/s factura/s emitida/s con fecha/s dd/mm/aaaa, que asciende a un importe de xxx euros.

De no abonarse la cantidad adeudada, **a partir del día [fecha],** la empresa distribuidora podrá suspender su suministro de electricidad.

Sin perjuicio de lo anterior, si usted cumple los requisitos para ser consumidor vulnerable, puede solicitar a una de las empresas comercializadoras de referencia acogerse al bono social, que supone un descuento sobre el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC).

El cambio de modalidad en el contrato para pasar a PVPC, siempre que no se modifiquen los parámetros recogidos en el contrato de acceso de terceros a la red, se llevará a cabo sin ningún tipo de penalización ni coste adicional.

Siempre que se hayan acreditado los requisitos para ser consumidor vulnerable, una vez acogido al PVPC, de no haber sido abonada la cantidad adeudada, transcurridos 2 meses desde la fecha señalada anteriormente la empresa distribuidora adaptará durante 6 meses adicionales la potencia de su hogar a un suministro mínimo vital de 3,5 kW, durante los cuales su suministro tampoco podrá ser suspendido.

El enlace a la página web de la CNMC donde encontrará los datos necesarios para contactar con la comercializadora de referencia es el siguiente:

https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico#listados

Adicionalmente, si usted cumple los requisitos para ser vulnerable severo, puede ponerse en contacto con los servicios sociales del municipio y comunidad autónoma donde reside, para que le informen sobre la posibilidad de atender el pago de su suministro de electricidad.

Los requisitos para ser consumidor vulnerable vienen recogidos en el artículo 3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, del que le remitimos un extracto.

[Inclúyase a continuación el texto del artículo 3 del citado real decreto]

Apéndice II

Modelo de requerimiento fehaciente de pago para consumidores acogidos al PVPC a remitir por la comercializadora de referencia quince días hábiles antes de la finalización del plazo para iniciar el procedimiento de suspensión del suministro de electricidad

Mediante la presente, se le requiere el pago de las cantidades adeudadas en concepto de consumo de energía eléctrica.

A día de hoy, no ha satisfecho el pago de la/s factura/s emitida/s con fecha/s dd/mm/aaaa, que asciende a un importe de xxx euros.

De no abonarse la cantidad adeudada, **a partir del día [fecha],** la empresa distribuidora podrá suspender su suministro de electricidad.

Sin perjuicio de lo anterior, si usted cumple los requisitos para ser consumidor vulnerable, puede solicitar a su comercializadora de referencia acogerse al bono social, que supone un descuento sobre el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC).

Adicionalmente, si usted cumple los requisitos para ser vulnerable severo, puede ponerse en contacto con los servicios sociales del municipio y comunidad autónoma donde reside, para que le informen sobre la posibilidad de atender el pago de su suministro de electricidad.

Siempre que se hayan acreditado los requisitos para ser consumidor vulnerable, de no haber sido abonada la cantidad adeudada, transcurridos 2 meses desde la fecha señalada anteriormente la empresa distribuidora adaptará durante 6 meses adicionales la potencia de su hogar a un suministro mínimo vital de 3,5 kW, durante los cuales su suministro tampoco podrá ser suspendido.

Los requisitos para ser consumidor vulnerable vienen recogidos en el artículo 3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, del que le remitimos un extracto.

[Inclúyase a continuación el texto del artículo 3 del citado real decreto]

Apéndice III

Modelo de requerimiento fehaciente de pago para consumidores acogidos al PVPC con bono social a remitir por la comercializadora de referencia quince días hábiles antes de la finalización del plazo para iniciar el procedimiento de suspensión del suministro de electricidad

Mediante la presente, se le requiere el pago de las cantidades adeudadas en concepto de consumo de energía eléctrica.

A día de hoy, no ha satisfecho el pago de la/s factura/s emitida/s con fecha/s dd/mm/aaaa, que asciende a un importe de xxx euros.

De no abonarse la cantidad adeudada, **a partir del día [fecha],** la empresa distribuidora podrá suspender su suministro de electricidad.

Adicionalmente, si usted cumple los requisitos para ser vulnerable severo de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, las condiciones de suspensión del suministro de electricidad para consumidores personas físicas titulares de un punto de suministro en su vivienda habitual, del que le remitimos un extracto, puede ponerse en contacto con los servicios sociales del municipio y comunidad autónoma donde reside, para que le informen sobre la posibilidad de atender el pago de su suministro de electricidad.

[Inclúyase a continuación requisitos para ser vulnerable severo conforme al artículo 3 del citado real decreto]

ANEXO V

Modelo de información a remitir por las comercializadoras sobre los puntos de suministro de electricidad a los que se haya requerido el pago

De acuerdo con el artículo 19.3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable de energía eléctrica, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, le informamos del listado actualizado de puntos de suministro de electricidad a los que se ha requerido el pago de la factura.

Titular del contrato	NIF o NIE del titular	Domicilio a efectos de comunicaciones	Domicilio del punto de suministro de electricidad	Fecha a partir de la cual se puede suspender el suministro de electricidad (dd/mm/aaaa)

ANEXO VI

Modelo de comunicación a remitir por las comercializadoras de referencia a los consumidores, junto con la factura, durante los seis meses siguientes a la entrada en vigor de la orden ministerial prevista en el artículo 7.1

Le informamos de que el dd/mm/aa han entrado en vigor las nuevas condiciones de aplicación al bono social, que supone un descuento en la factura sobre el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC).

Los nuevos requisitos que deben cumplir los consumidores vulnerables que pueden quedar acogidos al bono social, se encuentran recogidos en el artículo 3 del recientemente aprobado Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, que se recogen en la siguiente página.

Si usted cumple los requisitos señalados y desea solicitar la aplicación del bono social en su factura, puede solicitarlo presentando el modelo de solicitud disponible en nuestra página web y en nuestras oficinas [1]:

a) Por teléfono, en el número disponible en nuestra página web y en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

b) En nuestras oficinas[2].

c) Por fax o por medio de la dirección de correo electrónico disponibles en nuestra página web y en nuestras facturas.

[inclúyase la dirección de la página web donde está indicado el número de fax y la dirección de correo electrónico]

d) Por correo postal en la dirección disponible en nuestra página web y en nuestras facturas.

e) A través de nuestra página web.

[inclúyase la dirección de la página web donde está indicada la dirección de correo postal]

El modelo de solicitud de bono social está disponible en el siguiente enlace:

[inclúyase enlace a la dirección de la página web donde está disponible la solicitud del bono social]

De acuerdo con la normativa en vigor, si antes del dd/mm/aa no ha solicitado usted la aplicación del bono social bajo las nuevas condiciones y actualmente es usted beneficiario, a partir de la primera factura que se emita desde dicha fecha, o en la inmediatamente posterior, dejará de resultarle de aplicación el bono social y su suministro de electricidad se facturará al PVPC.

[Inclúyase en la siguiente página el texto del artículo 3 del citado Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerabl, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica]

[1] Si el comercializador de referencia dispone de oficinas de atención al ciudadano.

[2] Si el comercializador de referencia dispone de oficinas de atención al ciudadano.

ANEXO VII

Modelo de Renuncia a la aplicación del bono social

Mediante la firma del presente documento, como titular del contrato de suministro de energía eléctrica con la empresa [incluir nombre de comercializadora de referencia], RENUNCIO expresamente a la aplicación del bono social y, por tanto, renuncio al correspondiente descuento en la factura sobre el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) a la que tendría derecho si yo, o mi unidad familiar, cumpliese alguno de los requisitos siguientes:

– Cumplir los umbrales de renta establecidos, teniendo en cuenta la posible concurrencia de las circunstancias especiales que aumentan dichos umbrales (discapacidad reconocida igual o superior al 33 %, acreditar la situación de violencia de género, condición de víctima de terrorismo, en situación de dependencia de grado II o III o unidad familiar integrada por un único progenitor y, al menos, un menor).

– Estar en posesión del título de familia numerosa.

– Ser pensionista, o que todos los miembros de la unidad familiar lo sean, del Sistema de la Seguridad Social por jubilación o incapacidad permanente, percibiendo la cuantía mínima vigente en cada momento para dichas clases de pensión, y no percibiendo otros ingresos cuya cuantía agregada anual supere los 500 euros.

Lugar y fecha

Firmado,

[Incluir datos del consumidor]»

ANEXO VIII

Modelo de comunicación para informar sobre aplicación del suministro mínimo vital

Le informamos que, de no abonarse la cantidad adeudada, la potencia de su hogar se adaptará, durante un periodo de 6 meses, al suministro mínimo vital, establecida en 3,5 kW. Durante estos cuatro meses su suministro no podrá ser suspendido, y su potencia no podrá sobre pasar este límite.

Si usted cumple los requisitos para ser vulnerable severo de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, del que le remitimos un extracto, puede ponerse en contacto con los servicios sociales del municipio y comunidad autónoma donde reside, para que le informen sobre la posibilidad de atender el pago de su suministro de electricidad.

[Inclúyase a continuación requisitos para ser vulnerable severo conforme al artículo 3 del citado real decreto].

§ 118

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica

Ministerio para la Transición Ecológica
«BOE» núm. 83, de 6 de abril de 2019
Última modificación: 24 de julio de 2025
Referencia: BOE-A-2019-5089

I

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en la dicción original del artículo 9, definía el autoconsumo como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor y distinguía varias modalidades de autoconsumo.

Al amparo de dicha dicción, el 10 de octubre de 2015 fue publicado en el «Boletín Oficial del Estado» el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Este reglamento recogía, entre otros, los requisitos técnicos que debían cumplir las instalaciones destinadas al autoconsumo de energía eléctrica para asegurar el cumplimiento de los criterios de seguridad de las instalaciones, así como el marco económico de aplicación para esta actividad.

Posteriormente, el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, ha realizado una modificación profunda en la regulación del autoconsumo en España con el fin de que los consumidores, productores, y la sociedad en su conjunto, puedan beneficiarse de las ventajas que puede acarrear esta actividad, en términos de menores necesidades de red, mayor independencia energética y menores emisiones de gases de efecto invernadero.

Con el objetivo de impulsar que el autoconsumo se realice con generación distribuida renovable, en este real decreto-ley se establece que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos, estará exenta de todo tipo de cargos y peajes.

La incorporación al ordenamiento jurídico de las medidas de impulso del autoconsumo contenidas en el citado real decreto-ley se ha realizado principalmente mediante la reforma del artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en el que se han introducido las siguientes modificaciones:

– Se realiza una nueva definición de autoconsumo, recogiendo que se entenderá como tal el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación próximas a las de consumo y asociadas a las mismas.

– Se realiza una nueva definición de las modalidades de autoconsumo, reduciéndolas a solo dos: «autoconsumo sin excedentes», que en ningún momento puede realizar vertidos de energía a la red y «autoconsumo con excedentes», en el que sí se pueden realizar vertidos a las redes de distribución y transporte.

– Se exime a las instalaciones de autoconsumo sin excedentes, para las que el consumidor asociado ya disponga de permiso de acceso y conexión para consumo, de la necesidad de la obtención de los permisos de acceso y conexión de las instalaciones de generación.

– Se habilita a que reglamentariamente se puedan desarrollar mecanismos de compensación entre el déficit y el superávit de los consumidores acogidos al autoconsumo con excedentes para instalaciones de hasta 100 kW.

– En cuanto al registro, se opta por disponer de un registro de autoconsumo, pero muy simplificado. Este registro de ámbito estatal tendrá fines estadísticos para poder evaluar si se está logrando la implantación deseada, analizar los impactos en el sistema y para poder computar los efectos de una generación renovable en los planes integrados de energía y clima. Este registro se nutrirá de la información recibida de las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla.

El mencionado Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, también incorpora la derogación de varios artículos del mencionado Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, al considerarlos obstáculos para la expansión del autoconsumo, entre los que cabe destacar los relativos a las configuraciones de medida, las limitaciones del máximo de potencia de generación instalada hasta la potencia contratada o los relativos al pago de cargos por la energía autoconsumida.

El propio real decreto-ley recoge la necesidad de aprobar un reglamento que regule varios aspectos, entre los que cabe destacar las configuraciones de medida simplificadas, las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a la red de las instalaciones de producción asociadas al autoconsumo, los mecanismos de compensación entre déficits y superávit de los consumidores acogidos al autoconsumo con excedentes para instalaciones de hasta 100 kW y la organización del registro administrativo. Mediante el presente real decreto realiza el desarrollo reglamentario arriba señalado con el fin de cumplir con las obligaciones impuestas por el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre.

En el texto del real decreto también se realizan modificaciones de reales decretos que tienen influencia en el autoconsumo. En la disposición final segunda se introducen modificaciones en la ITC-BT-40 del Reglamento electrotécnico para baja tensión, en las que se regulan los requisitos de los mecanismos antivertido y diversos requisitos de seguridad de las instalaciones generadoras de baja tensión. La disposición final primera modifica el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, entre las que cabe señalar que se habilita la posibilidad de que se integren en los sistemas de telegestión y telemedida los equipos ubicados en baja tensión en fronteras tipo 3 y 4. Otra de las normas que se modifica para el impulso del autoconsumo mediante la disposición final cuarta, es el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, con el fin de permitir que se conecten instalaciones monofásicas de generación a la red de hasta 15 kW.

Asimismo, mediante el presente real decreto se efectúa la incorporación al ordenamiento jurídico español de parte del contenido del artículo 21 de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, existe un vacío legal en cuanto al destino de las cantidades recaudadas en concepto de término de facturación de energía reactiva, dicho real decreto-ley modificó el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, volviendo a su redacción original mediante la cual las facturaciones que obtengan por este término no estarían sujetas al proceso de liquidaciones, quedando en poder de las empresas distribuidoras, las cuales deberían destinar dichas cuantías a llevar a cabo las acciones necesarias para cumplir los requisitos de control de tensión recogidos en un Plan de Actuación.

Esta dicción es contraria al Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, que establece que las inversiones necesarias para el ejercicio de dicha actividad serán retribuidas por el sistema. Para ello, las empresas han de presentar un plan de inversiones anual de acuerdo al artículo 40 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, no contemplándose en ningún caso llevar a cabo un plan de actuación específico para el control de tensión.

Como consecuencia de lo anterior, se ha creado una situación de confusión por lo que mediante la disposición final primera de esta norma se modifica el artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, para evitar una doble retribución a las empresas distribuidoras de las inversiones destinadas a cumplir los requisitos de control de tensión exigidos a las empresas distribuidoras respecto a la red de transporte y que, actualmente, ya son retribuidas por el sistema con base en la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, arriba señalado.

II

El desarrollo del autoconsumo que promueve la norma tendrá un efecto positivo sobre la economía general, sobre el sistema eléctrico y energético y sobre los consumidores.

En cuanto al impacto económico general, esta modalidad de generación asociada al consumo fomentará la actividad económica y el empleo local, por su carácter distribuido. Además, el autoconsumo que se pretende favorecer con mayor intensidad es el de carácter renovable, por lo que su desarrollo contribuirá a la sustitución de generación emisora y contaminante, por lo que esta norma contribuirá al cumplimiento de los objetivos de penetración de energías renovables y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

En cuanto a los beneficios sobre el sistema energético, el autoconsumo es una herramienta eficaz para la electrificación de la economía, que representa una condición sine qua non para la transición hacia una economía en carbono de la manera más eficiente posible, tal y como se desprende del escenario objetivo propuesta en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.

Desde la perspectiva de los consumidores finales, el autoconsumo puede ser una alternativa económica más ventajosa que el suministro tradicional exclusivo desde la red. Además, la norma fomenta el autoconsumo de proximidad y, en definitiva, un papel más activo de los consumidores finales en su abastecimiento energético, que constituye una demanda de la sociedad actual.

En lo que hace a los impactos sobre el sistema eléctrico, el desarrollo del autoconsumo de energía eléctrica conllevará diversos efectos económicos directos, cuyo saldo neto es positivo. Por lo que respecta a los ingresos y costes del sistema eléctrico, la implantación del autoconsumo implica un menor consumo de energía eléctrica procedente de las redes de transporte y distribución, hecho que puede producir una ligera disminución de los ingresos por peajes y cargos en el sistema respecto a un escenario en el que no existiera autoconsumo. No obstante, esta disminución de ingresos se verá compensada por el aumento de los ingresos derivados de la electrificación de la economía que se recoge en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

Adicionalmente, desde la óptica del consumidor final, la implantación de nueva generación procedente del autoconsumo producirá un efecto de disminución del precio de la energía respecto a un supuesto escenario en el que no se implante autoconsumo. Esto es debido a que se produce un aumento de la energía ofertada procedente de los excedentes vendidos, y a una disminución la demanda que es abastecida por la propia energía autoconsumida. A lo anterior se ha de añadir los beneficios derivados de las menores pérdidas técnicas por circulación de la energía en las redes de transporte y distribución y los menores costes marginales por nuevas infraestructuras de red.

En cualquier caso, a los efectos de poder realizar un seguimiento de la implantación del autoconsumo y de sus potenciales efectos sobre la sostenibilidad del sistema eléctrico, se establece un mandato para que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia elabore y remita anualmente un informe al Ministerio para la Transición Ecológica, que deberá informar a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos sobre las

conclusiones de dicho informe y sobre las medidas que, en su caso, prevea aplicar para darle respuesta.

III

En cuanto al carácter de urgencia de la tramitación, el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, en su disposición final cuarta sobre habilitación para el desarrollo reglamentario, recoge que «En particular, el Gobierno dictará en el plazo máximo de tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto-ley cuantas disposiciones reglamentarias sean precisas para el desarrollo y ejecución de lo dispuesto en el artículo 18», artículo este último que recoge el contenido relativo al autoconsumo.

La Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, en su artículo 27 sobre tramitación urgente de iniciativas normativas en el ámbito de la Administración General del Estado, establece que «El Consejo de Ministros, a propuesta del titular del departamento al que corresponda la iniciativa normativa, podrá acordar la tramitación urgente del procedimiento de elaboración y aprobación de anteproyectos de ley, reales decretos legislativos y de reales decretos, en alguno de los siguientes casos:…a) Cuando fuere necesario para que la norma entre en vigor en el plazo exigido para la transposición de directivas comunitarias o el establecido en otras leyes o normas de Derecho de la Unión Europea…».

Como consecuencia de lo anterior, con fecha 7 de diciembre de 2018, se aprobó el Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se autoriza la tramitación urgente del Real Decreto por el que se regulan las condiciones administrativas y técnicas del autoconsumo.

Esta norma se ha elaborado teniendo en cuenta los principios que conforman la buena regulación, a que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. En particular, se cumplen los principios de necesidad y eficacia al considerarse que la aprobación de este real decreto es el instrumento idóneo para conseguir los objetivos perseguidos y dar cumplimiento a los mandatos derivados del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre.

De conformidad con el artículo 26.6 de la mencionada Ley 50/1997, de 27 de noviembre, este real decreto ha sido sometido a información pública y trámite de audiencia mediante su publicación en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica. Adicionalmente, el trámite de audiencia también se ha evacuado mediante consulta a los representantes del Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo a lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Según lo establecido en el artículo 5.2 a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, lo dispuesto en el presente real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su informe denominado «Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo», aprobado por la sala de supervisión regulatoria en su sesión del día 21 de febrero de 2019 (IPN/CNMC/005/19).

En su virtud, a propuesta de la Ministra para la Transición Ecológica, con la aprobación previa de la Ministra de Política Territorial y Función Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación de Consejo de Ministros en su reunión del día 5 de abril de 2019,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

El presente real decreto tiene por objeto establecer:

1. Las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

2. La definición del concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo.
3. El desarrollo del autoconsumo individual y colectivo.
4. El mecanismo de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas.
5. La organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Lo dispuesto en este real decreto resulta de aplicación a las instalaciones y sujetos acogidos cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que se encuentren conectados a las redes de transporte o distribución.
2. Se exceptúan de la aplicación del presente real decreto a las instalaciones aisladas y los grupos de generación utilizados exclusivamente en caso de una interrupción de alimentación de energía eléctrica de la red eléctrica de acuerdo con las definiciones del artículo 100 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

CAPÍTULO II

Clasificación y definiciones

Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos de la regulación relativa al autoconsumo contenida en el presente real decreto, se entenderá por:

a) Consumidor asociado: Consumidor en un punto de suministro que tiene asociadas instalaciones próximas de red interior o instalaciones próximas a través de la red.
b) Instalación de generación: Instalación encargada de la producción de energía eléctrica a partir de una fuente de energía primaria.
c) Instalación de producción: Instalación de generación inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica, donde se reflejarán las condiciones de dicha instalación, en especial, su respectiva potencia.
Adicionalmente, también tendrán consideración de instalaciones de producción aquellas instalaciones de generación que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, aun no estando inscritas en el registro de producción, cumplan con los siguientes requisitos:

i. Tengan una potencia no superior a 100 kW.
ii. Estén asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo.
iii. Puedan inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

d) Instalación aislada: Aquella en la que no existe en ningún momento capacidad física de conexión eléctrica con la red de transporte o distribución ni directa ni indirectamente a través de una instalación propia o ajena. Las instalaciones desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes no se considerarán aisladas a los efectos de la aplicación de este real decreto.
e) Instalación conectada a la red: Aquella instalación de generación conectada en el interior de una red de un consumidor, que comparte infraestructuras de conexión a la red con un consumidor o que esté unida a este a través de una línea directa y que tenga o pueda tener, en algún momento, conexión eléctrica con la red de transporte o distribución. También tendrá consideración de instalación de generación conectada a la red aquella que está conectada directamente a las redes de transporte o distribución.
Las instalaciones desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes se considerarán instalaciones conectadas a la red a los efectos de la aplicación de este real decreto.

En el supuesto de instalaciones de generación conectadas a la red interior de un consumidor, se considerará que ambas instalaciones están conectadas a la red cuando o bien la instalación receptora o bien la instalación de generación esté conectada a la red.

f) Línea directa: Línea que tenga por objeto el enlace directo de una instalación de generación con un consumidor y que cumpla los requisitos establecidos en la normativa en vigor.

g) Instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a las mismas: Instalación de producción o generación destinada a generar energía eléctrica para suministrar a uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo en las que se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

i. Estén conectadas a la red interior de los consumidores asociados o estén unidas a éstos a través de líneas directas.

ii. Estén conectadas a cualquiera de las redes de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.

iii. Se encuentren conectados a una distancia inferior a 500 metros de los consumidores asociados. A tal efecto se tomará la distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta.

También tendrá la consideración de instalación de producción próxima a las de consumo y asociada a través de la red, aquella planta de generación que empleando exclusivamente tecnología fotovoltaica ubicada en su totalidad en la cubierta de una o varias edificaciones, en suelo industrial o en estructuras artificiales existentes o futuras cuyo objetivo principal no sea la generación de electricidad, esta se conecte al consumidor o consumidores a través de las líneas de transporte o distribución y siempre que estas se encuentren a una distancia inferior a 2.000 metros de los consumidores asociados. A tal efecto se tomará la distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta.

iv. Estén ubicados, tanto la generación como los consumos, en una misma referencia catastral según sus primeros 14 dígitos o, en su caso, según lo dispuesto en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Aquellas instalaciones próximas y asociadas que cumplan la condición i de esta definición se denominarán instalaciones próximas de red interior. Aquellas instalaciones próximas y asociadas que cumplan las condiciones ii, iii o iv de esta definición se denominarán instalaciones próximas a través de la red.

h) Potencia instalada: A excepción de las instalaciones fotovoltaicas, será la definida en el artículo 3 y en la disposición adicional undécima del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

En el caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada será la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias máximas de los inversores.

i) Red interior: Instalación eléctrica formada por los conductores, aparamenta y equipos necesarios para dar servicio a una instalación receptora que no pertenece a la red de distribución o transporte.

j) Servicios auxiliares de producción: Los definidos en el artículo 3 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Los servicios auxiliares de producción se considerarán despreciables, y por tanto no requerirán de un contrato de suministro particular para el consumo de los servicios auxiliares de producción, cuando se cumplan las siguientes condiciones:

i. Sean instalaciones próximas de red interior.

ii. Se trate de instalaciones de generación con tecnología renovable destinadas a para suministrar a uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo y su potencia instalada sea menor de 100 kW.

iii. En cómputo anual, la energía consumida por dichos servicios auxiliares de producción sea inferior al 1 % de la energía neta generada por la instalación.

k) Mecanismo antivertido: Dispositivo o conjunto de dispositivos que impide en todo momento el vertido de energía eléctrica a la red. Estos dispositivos deberán cumplir con la normativa de calidad y seguridad industrial que le sea de aplicación y, en particular, en el caso de la baja tensión con, lo previsto en la ITC-BT-40.

l) Autoconsumo: De acuerdo con lo previsto en el artículo 9.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se entenderá por autoconsumo, el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.

m) Autoconsumo colectivo: Se dice que un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.

El autoconsumo colectivo podrá pertenecer a cualquiera de las modalidades de autoconsumo definidas en el artículo 4 cuando este se realice entre instalaciones próximas de red interior.

Asimismo, el autoconsumo colectivo podrá pertenecer a cualquiera de las modalidades de autoconsumo con excedentes definidas en el artículo 4 cuando este se realice entre instalaciones próximas a través de la red.

n) Energía horaria autoconsumida en los casos de autoconsumo individual a través de instalaciones próximas de red interior, será el consumo neto horario de energía eléctrica de un consumidor proveniente de instalaciones de producción próximas a la de consumo y asociadas al mismo.

Esta energía se corresponderá con la energía horaria neta generada, salvo en los casos en que la energía horaria neta generada sea superior a la energía horaria consumida, que se calculará como la diferencia entre la energía horaria neta generada y la energía horaria excedentaria. En todo caso se considerará cero cuando el valor de dicha diferencia sea negativo.

o) Energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción: Saldo neto horario de energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares de producción.

Para el cálculo de la misma se utilizará el equipo de medida de la generación neta. En todo caso se considerará cero cuando el valor sea negativo.

p) Energía horaria consumida de la red: En autoconsumo no colectivo ni de instalación próxima a través de la red, es el saldo neto horario de energía eléctrica recibida de la red de transporte o distribución no procedente de instalaciones de generación próximas y asociadas al punto de suministro.

Para el cálculo de la misma se utilizará, en el caso de un único consumidor con una instalación de generación conectada en su red interior, el equipo de medida correspondiente en el punto frontera.

En caso de no existir equipo de medida en el punto frontera, esta energía se calculará mediante la diferencia entre la energía horaria consumida por el consumidor asociado y la energía horaria autoconsumida por el consumidor asociado. En todo caso se considerará cero cuando el valor sea negativo.

q) Energía horaria excedentaria: En autoconsumo no colectivo ni de instalación próxima a través de la red, energía eléctrica neta horaria generada por las instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas y no autoconsumida por los consumidores asociados.

Para el cálculo de la misma se utilizará el registro de energía saliente del equipo de medida ubicado en el correspondiente punto frontera. En caso de no existir equipo de medida en el punto frontera, esta energía se calculará mediante la diferencia entre la energía horaria neta generada y la energía horaria autoconsumida por el consumidor asociado. En todo caso se considerará cero cuando el valor sea negativo.

r) Energía horaria consumida por el consumidor asociado: En autoconsumo no colectivo ni de instalación próxima a través de la red, es la energía neta horaria total consumida por el consumidor asociado a una instalación de generación.

Para el cálculo de la misma se utilizará el registro del equipo de medida del consumidor asociado. En caso de no existir dicho equipo de medida, este valor se calculará como la suma de la energía horaria autoconsumida y la energía horaria consumida de la red, menos

la energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción correspondientes. En todo caso se considerará cero cuando el valor resultante de dicho cálculo sea negativo.

s) Energía horaria neta generada: En autoconsumo no colectivo ni de instalación próxima a través de la red, es la energía bruta generada menos la energía consumida por los servicios auxiliares de producción en un periodo horario.

Para el cálculo de la misma se utilizará el equipo de medida de la generación neta. En todo caso se considerará cero cuando el valor sea negativo.

t) Energía horaria autoconsumida individualizada: Autoconsumo neto horario realizado por un consumidor que realiza autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red.

Esta energía se calculará según lo establecido en el anexo I. En todo caso se considerará cero cuando el valor sea negativo.

u) Energía horaria consumida individualizada: Energía neta horaria total consumida por cada uno de los consumidores que realizan autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red. Para el cálculo de la misma se utilizará el equipo de medida en el punto frontera. En todo caso se considerará cero cuando el valor sea negativo.

v) Energía horaria consumida de la red individualizada: Saldo neto horario de energía eléctrica recibida de la red de transporte o distribución de un consumidor no procedente de instalaciones de generación próximas y asociadas al punto de suministro, y que participa de una instalación de autoconsumo colectivo. Esta definición será aplicable a una instalación próxima a través de la red, aunque solo exista un consumidor asociado.

Esta energía se calculará como la diferencia entre la energía horaria consumida individualizada por cada consumidor y la energía horaria autoconsumida individualizada, cuando esta última sea mayor que cero. En todo caso se considerará cero cuando el valor sea negativo.

w) Energía horaria excedentaria individualizada: Saldo neto horario de la energía horaria excedentaria correspondiente a un consumidor que participa de una instalación de autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red.

Esta energía se calculará como la diferencia entre la energía horaria neta generada individualizada y la energía horaria consumida individualizada por cada consumidor. En todo caso se considerará cero cuando el valor sea negativo.

x) Energía horaria neta generada individualizada: Será la energía bruta generada menos la consumida por los servicios auxiliares de producción en un periodo horario correspondiente a un consumidor acogido a la modalidad de autoconsumo colectivo o a un consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red.

Esta energía se calculará según lo establecido en el anexo I. En todo caso se considerará cero cuando el valor sea negativo.

y) Energía horaria excedentaria de generación: Es la energía neta horaria excedentaria vertida de cada una de las instalaciones de generación que participen en autoconsumo colectivo o instalación próxima a través de la red.

Esta energía se calculará según lo establecido en el anexo I. En todo caso se considerará cero cuando el valor sea negativo.

z) Potencia a facturar al consumidor: Será la potencia contratada, o en su caso demandada, por el sujeto consumidor, que correspondería facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso en un periodo tarifario en el punto frontera con las redes de transporte o distribución, de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

aa) Potencia a facturar a los servicios auxiliares de producción: Será la potencia contratada, o en su caso demandada por el sujeto productor asociado para sus servicios auxiliares de producción, que correspondería facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso en un periodo tarifario en el punto frontera con las redes de transporte o distribución, de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre.

bb) Potencia requerida por el consumo: Será la potencia requerida por las instalaciones de consumo en un periodo tarifario. En el caso de autoconsumo no colectivo de red interior se calcula como la suma de la potencia a facturar al consumidor que correspondería facturar

a efectos de aplicación de los peajes de acceso en un periodo tarifario si el control de la potencia se realizara utilizando el equipo de medida ubicado en el punto frontera que registra la energía horaria consumida de la red, más la potencia máxima de generación en el periodo tarifario. En el resto de los casos será la potencia requerida en el punto frontera correspondiente.

Artículo 4. *Clasificación de modalidades de autoconsumo.*

1. Se establece la siguiente clasificación de modalidades de autoconsumo:

a) Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades se deberá instalar un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que será el sujeto consumidor.

b) Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que serán el sujeto consumidor y el productor.

2. La modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes, se divide en:

a) Modalidad con excedentes acogida a compensación: Pertenecerán a esta modalidad, aquellos casos de suministro con autoconsumo con excedentes en los que voluntariamente el consumidor y el productor opten por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. Esta opción solo será posible en aquellos casos en los que se cumpla con todas las condiciones que seguidamente se recogen:

i. La fuente de energía primaria sea de origen renovable.

ii. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.

iii. Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 del presente real decreto.

iv. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del presente real decreto.

v. La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.

b) Modalidad con excedentes no acogida a compensación: Pertenecerán a esta modalidad, todos aquellos casos de autoconsumo con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad con excedentes acogida a compensación o que voluntariamente opten por no acogerse a dicha modalidad.

3. Adicionalmente a las modalidades de autoconsumo señaladas, el autoconsumo podrá clasificarse en individual o colectivo en función de si se trata de uno o varios consumidores los que estén asociados a las instalaciones de generación. En el caso de autoconsumo colectivo, todos los consumidores participantes que se encuentren asociados a la misma instalación de generación deberán pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo y deberán comunicar de forma individual a la empresa distribuidora como encargado de la lectura, directamente o a través de la empresa comercializadora, un mismo acuerdo firmado por todos los participantes que recoja los criterios de reparto, en virtud de lo recogido en el anexo I.

4. El punto de suministro o instalación de un consumidor deberá cumplir con los requisitos establecidos en la normativa de aplicación.

5. Los sujetos acogidos a alguna de las modalidades de autoconsumo reguladas podrán acogerse a cualquier otra modalidad distinta, adecuando sus instalaciones y ajustándose a lo dispuesto en los regímenes jurídicos, técnicos y económicos regulados en el presente real decreto y en el resto de normativa que les resultase de aplicación.

No obstante lo anterior:

i. En el caso de autoconsumo colectivo, dicho cambio deberá ser llevado a cabo simultáneamente por todos los consumidores participantes del mismo, asociados a la misma instalación de generación.

ii. En ningún caso un sujeto consumidor podrá estar asociado de forma simultánea a más de una de las modalidades de autoconsumo reguladas en el presente artículo.

iii. En aquellos casos en que se realice autoconsumo mediante instalaciones próximas y asociadas a través de la red, el autoconsumo deberá pertenecer a la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes.

6. Para los sujetos que participan en alguna modalidad de autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red, las referencias realizadas en este real decreto a energía horaria consumida de la red se entenderán realizadas a energía horaria consumida de la red individualizada, las referencias realizadas a energía horaria autoconsumida se entenderán realizadas a energía horaria autoconsumida individualizada, las referencias realizadas a energía horaria consumida por el consumidor asociado se entenderán realizadas a energía horaria consumida individualizada, las referencias realizadas a energía horaria neta generada se entenderán realizadas a energía horaria neta generada individualizada y las referencias realizadas a energía horaria excedentaria se entenderán realizadas a energía horaria excedentaria individualizada.

7. Para la realización del autoconsumo colectivo podrá constituirse una comunidad de energías renovables siempre que se cumpla con los requisitos establecidos para las mismas. Esta comunidad podrá actuar como representante de los consumidores a los efectos previstos en este real decreto siempre que estos otorguen las correspondientes autorizaciones.

CAPÍTULO III

Régimen jurídico de las modalidades de autoconsumo

Artículo 5. *Requisitos generales para acogerse a una modalidad de autoconsumo.*

1. Las instalaciones de generación asociadas y los puntos de suministro deberán cumplir los requisitos técnicos, de operación y de intercambio de información contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial, nacional y europea que le resulte de aplicación.

La empresa distribuidora, o en su caso la empresa transportista, no tendrá ninguna obligación legal sobre las instalaciones de conexión a la red que no sean de su titularidad.

2. En cualquier modalidad de autoconsumo, con independencia de la titularidad de las instalaciones de consumo y de generación, el consumidor y el propietario de la instalación de generación podrán ser personas físicas o jurídicas diferentes.

3. En la modalidad de autoconsumo sin excedentes, el titular del punto de suministro será el consumidor, el cual también será el titular de las instalaciones de generación conectadas a su red. En el caso del autoconsumo sin excedentes colectivo, la titularidad de dicha instalación de generación y del mecanismo antivertido será compartida solidariamente por todos los consumidores asociados a dicha instalación de generación.

En estos casos, sin perjuicio de los acuerdos firmados entre las partes, el consumidor, o en su caso los consumidores, serán los responsables por el incumplimiento de los preceptos recogidos en este real decreto aceptando las consecuencias que la desconexión del citado punto, en aplicación de la normativa vigente, pudiera conllevar para cualquiera de las partes. En el caso del autoconsumo sin excedentes colectivo, los consumidores asociados a la instalación de generación deberán responder solidariamente ante el sistema eléctrico por dicha instalación de generación.

4. En las modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes, cuando las instalaciones de producción próximas y asociadas al consumo compartan infraestructuras de conexión a la red de transporte o distribución o se conecten en la red interior de un consumidor, los consumidores y productores responderán solidariamente por el incumplimiento de los preceptos recogidos en este real decreto aceptando las consecuencias que la desconexión del citado punto, en aplicación de la normativa vigente, pudiera conllevar para cualquiera de las partes, entre ellas, la imposibilidad del productor de venta de energía y la percepción de la retribución que le hubiera correspondido o la imposibilidad del consumidor de adquirir energía. El contrato de acceso que el consumidor, y en su caso el productor, directamente o a través de la empresa comercializadora, suscriba con la empresa distribuidora, recogerá la previsión recogida en este apartado.

5. En las modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes, serán considerados consumidores los titulares de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas exclusivamente por los consumos de sus servicios auxiliares de producción.

6. Cuando por incumplimiento de requisitos técnicos existan instalaciones peligrosas o cuando se haya manipulado el equipo de medida o el mecanismo antivertido, la empresa distribuidora, o en su caso la empresa transportista, podrá proceder a la interrupción de suministro, conforme a lo previsto en el artículo 87 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

7. Podrán instalarse elementos de almacenamiento en las instalaciones de autoconsumo reguladas en este real decreto, cuando dispongan de las protecciones establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que les sea de aplicación.

Los elementos de almacenamiento se encontrarán instalados de tal forman que compartan equipo de medida que registre la generación neta, equipo de medida en el punto frontera o equipo de medida del consumidor asociado.

Artículo 6. *Calidad del servicio.*

1. En relación con las incidencias provocadas en la red de transporte o distribución por las instalaciones acogidas a alguna de las modalidades de autoconsumo definidas en este real decreto se estará a lo dispuesto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en su normativa de desarrollo y en particular en lo recogido en Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, para instalaciones incluidas en su ámbito de aplicación y en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

2. La empresa distribuidora, o en su caso la empresa transportista, no tendrá ninguna obligación legal relativa a la calidad de servicio por las incidencias derivadas de fallos en las instalaciones de conexión compartidas por el productor y el consumidor.

3. El contrato de acceso que el consumidor, directamente o a través de la empresa comercializadora, suscriba con la empresa distribuidora, o en su caso la empresa transportista, recogerá expresamente lo establecido en el apartado 1.

Artículo 7. *Acceso y conexión a la red en las modalidades de autoconsumo.*

1. En relación con los permisos de acceso y conexión, para acogerse a cualquiera de las modalidades de autoconsumo los sujetos acogidos a ellas deberán:

a) En relación con las instalaciones de consumo, tanto en las modalidades de autoconsumo sin excedentes, como en las modalidades de autoconsumo con excedentes, los consumidores deberán disponer de permisos de acceso y conexión por sus instalaciones de consumo, si procede.

b) En relación con las instalaciones de generación, de acuerdo con lo previsto en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores:

i. Las instalaciones de generación de los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes, estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión.

ii. En las modalidades de autoconsumo con excedentes, las instalaciones de producción de potencia igual o inferior a 15 kW que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las

dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, estarán exentas de obtener permisos de acceso y conexión.

iii. En las modalidades de autoconsumo con excedentes, los sujetos productores a los que no les sea de aplicación lo dispuesto en el apartado ii. anterior, deberán disponer de sus correspondientes permisos de acceso y conexión por cada una de las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo de las que sean titulares.

2. A efectos de contratación del suministro de energía eléctrica resultará de aplicación la normativa específica del sector eléctrico en esta materia.

Artículo 8. *Contratos de acceso en las modalidades de autoconsumo.*

1. Con carácter general, para acogerse a cualquiera de las modalidades de autoconsumo, o en caso de estar ya acogido a una modalidad de autoconsumo regulada, cuando se modifique la potencia instalada de la instalación de generación, cada uno los consumidores que dispongan de contrato de acceso para sus instalaciones de consumo, deberá comunicar dicha circunstancia a la empresa distribuidora, o en su caso empresa transportista, directamente o a través de la empresa comercializadora. La empresa distribuidora, o en su caso la empresa transportista, dispondrá de un plazo de diez días desde la recepción de dicha comunicación para modificar el correspondiente contrato de acceso existente, de acuerdo con la normativa de aplicación, para reflejar este hecho y para su remisión al consumidor. El consumidor dispondrá de un plazo de diez días desde su recepción para notificar a la empresa transportista o distribuidora cualquier disconformidad. En caso de no hacerse dicha notificación se entenderán tácitamente aceptadas las condiciones recogidas en dicho contrato.

Sin perjuicio de lo anterior, para aquellos sujetos consumidores conectados a baja tensión, en los que la instalación generadora sea de baja tensión y la potencia instalada de generación sea menor de 100 kW que realicen autoconsumo, la modificación del contrato de acceso será realizada por la empresa distribuidora a partir de la documentación remitida por las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla a dicha empresa como consecuencia de las obligaciones contenidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla deberán remitir dicha información a las empresas distribuidoras en el plazo no superior a diez días desde su recepción. Dicha modificación del contrato será remitida por la empresa distribuidora a las empresas comercializadoras y a los consumidores correspondientes en el plazo de cinco días a contar desde la recepción de la documentación remitida por la comunidad o ciudad autónoma. El consumidor dispondrá de un plazo de diez días desde su recepción para notificar a la empresa transportista o distribuidora cualquier disconformidad. En caso de no hacerse se entenderán tácitamente aceptadas las condiciones recogidas en dicho contrato.

2. Para acogerse a cualquiera de las modalidades de autoconsumo, los consumidores que no dispongan de contrato de acceso para sus instalaciones de consumo deberán suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora directamente o a través de la empresa comercializadora, reflejando esta circunstancia.

3. Adicionalmente, en las modalidades de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación a las que resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el titular de cada instalación de producción próxima y asociada a las de consumo deberá suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora para sus servicios auxiliares de producción directamente o a través de la empresa comercializadora, o modificar el existente, de acuerdo con la normativa de aplicación, para reflejar esta circunstancia.

La fecha de alta o modificación del contrato de acceso del consumidor y, en su caso, de los servicios auxiliares de producción deberá ser la misma.

4. No obstante lo anterior, los sujetos podrán formalizar un único contrato de acceso conjunto para los servicios auxiliares de producción y para el consumo asociado, si cumplen los siguientes requisitos:

a) Las instalaciones de producción estén conectadas en la red interior del consumidor.

b) El consumidor y los titulares de las instalaciones de producción sean la misma persona física o jurídica.

5. El tiempo de permanencia en la modalidad de autoconsumo elegida será como mínimo de cuatro meses desde la fecha de alta o modificación del contrato o contratos de acceso celebrados de acuerdo con lo previsto en los apartados anteriores, prorrogable automáticamente.

Artículo 9. *Contratos de suministro de energía en las modalidades de autoconsumo.*

1. El consumidor acogido a una modalidad de autoconsumo y el productor asociado, en la modalidad de autoconsumo con excedentes para sus servicios auxiliares de producción, podrán adquirir la energía bien como consumidores directos en el mercado de producción o bien a través de una empresa comercializadora. En este último caso, el contrato de suministro podrá ser en mercado libre o en cualquiera de las modalidades previstas en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

Los contratos que, en su caso, suscriban con una empresa comercializadora deberán reflejar expresamente la modalidad de autoconsumo a la que se encuentra acogido y cumplir con las condiciones mínimas que se establezcan en la normativa de aplicación, aun cuando no se vierta energía a las redes en ningún instante.

En ningún caso, las empresas comercializadoras de referencia podrán rechazar las modificaciones de contrato de aquellos consumidores con derecho a precios voluntarios para el pequeño consumidor que realicen autoconsumo y cumplan con todos los requisitos contenidos en la normativa que les sea de aplicación.

2. No obstante lo anterior, si se cumplieran los requisitos previstos en el artículo 8.4 y se suscribiera un único contrato de acceso conjunto para los servicios auxiliares de producción y para el consumo asociado, el titular de este podrá suscribir un único contrato de suministro.

3. Cuando un consumidor se acoja a alguna de las modalidades de autoconsumo reguladas en el presente real decreto, la empresa distribuidora a la que se encuentra conectado, una vez recibida la correspondiente documentación de todos los sujetos participantes, deberá comunicar al correspondiente comercializador desde que fecha comienza a ser efectiva la modalidad de autoconsumo a la que se acoge el consumidor y, en su caso, las condiciones del acuerdo de los coeficientes de reparto y las condiciones del mecanismo de compensación simplificado, salvo que este haya sido notificado por la propia comercializadora. A tal efecto, la empresa distribuidora dispondrá de un plazo no superior a 5 días hábiles para dicha comunicación.

CAPÍTULO IV

Requisitos de medida y gestión de la energía

Artículo 10. *Equipos de medida de las instalaciones acogidas a las distintas modalidades de autoconsumo.*

1. Los sujetos acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo dispondrán de los equipos de medida necesarios para la correcta facturación de los precios, tarifas, cargos, peajes de acceso y otros costes y servicios del sistema que les resulten de aplicación.

El encargado de lectura aplicará, en su caso, los correspondientes coeficientes de pérdidas establecidos en la normativa.

2. Con carácter general, los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo deberán disponer de un equipo de medida bidireccional en el punto frontera o, en su caso, un equipo de medida en cada uno de los puntos frontera.

3. Adicionalmente, las instalaciones de generación deberán disponer de un equipo de medida que registre la generación neta en cualquiera de los siguientes casos:

i. Se realice autoconsumo colectivo.

ii. La instalación de generación sea una instalación próxima a través de red.

iii. La tecnología de generación no sea renovable, cogeneración o residuos.

iv. En autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, si no se dispone de un único contrato de suministro según lo dispuesto en el artículo 9.2.

v. Instalaciones de generación de potencia aparente nominal igual o superior a 12 MVA.

4. No obstante lo recogido en los apartados 2 y 3, los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo individual con excedentes no acogida a compensación, podrán acogerse a la siguiente configuración de medida, siempre que se garantice lo dispuesto en el apartado primero y permita el acceso a los equipos de medida por parte del encargado de la lectura:

a) Un equipo de medida bidireccional que mida la energía horaria neta generada.
b) Un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.

5. En cualquiera de las configuraciones previstas en los apartados 3 y 4 del presente artículo, en aquellos casos en los que exista más de una instalación de generación y los titulares de estas sean personas físicas o jurídicas diferentes, la exigencia de equipo de medida que registre la generación neta se extenderá a cada una de las instalaciones. La obligación anterior tendrá carácter potestativo en aquellos casos en que exista más de una instalación de generación y el titular de las mismas sea la misma persona física o jurídica.
6. Asimismo, con carácter potestativo, el equipo de medida bidireccional que mide la energía horaria neta generada, podrá ser sustituido por un equipo que mida la generación bruta y un equipo que mida el consumo de los servicios auxiliares.

Artículo 11. *Requisitos generales de medida de las instalaciones acogidas a las distintas modalidades de autoconsumo.*

1. Los puntos de medida de las instalaciones acogidas a las modalidades de autoconsumo se ajustarán a los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, y a la reglamentación vigente en materia de medida y seguridad y calidad industrial, cumpliendo los requisitos necesarios para permitir y garantizar la correcta medida y facturación de la energía circulada.
2. Los equipos de medida se instalarán en las redes interiores correspondientes, en los puntos más próximos posibles al punto frontera que minimicen las pérdidas de energía, y tendrán capacidad de medida de resolución al menos horaria.
Sin perjuicio de lo dispuesto normativamente en cuanto a equipos de medida adicionales por motivos de retribución o por la prestación de servicios adicionales, los sujetos acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo dispondrán de los equipos de medida necesarios para la correcta facturación establecidos en el artículo 10.
3. Los encargados de la lectura de cada punto frontera serán los establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.
Para los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes y a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, el encargado de la lectura de todos los equipos de medida será el distribuidor, como encargado de la lectura de los puntos frontera de consumidores.
En todo caso, el encargado de la lectura tiene obligación de proceder a las lecturas de las medidas de energía que les correspondan, y, en su caso, el control de la potencia y los excesos de energía reactiva, así como la realización de los saldos netos horarios y su puesta a disposición de los participantes en la medida de acuerdo con la normativa en vigor.
No obstante, para el ejercicio de sus funciones el encargado de la lectura podrá acceder a todos los datos de medida de aquellos equipos necesarios para realizar los saldos netos horarios.
En los casos en los que no se disponga de medida firme en un punto de medida se estará a lo dispuesto en el artículo 31 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.
El encargado de lectura deberá remitir la información desglosada de acuerdo con las definiciones previstas en el artículo 3 del presente real decreto para la correcta facturación a las empresas comercializadoras de los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo y las correspondientes liquidaciones de energía en los mercados. En particular, deberá remitir la información con suficiente detalle para poder aplicar, en su caso, el mecanismo de compensación de excedentes previsto en el artículo 14.

Artículo 12. *Requisitos particulares de medida de las instalaciones acogidas a las distintas modalidades de autoconsumo.*

1. Los equipos de medida tendrán la precisión y los requisitos de comunicación que les corresponda según la potencia contratada del consumidor, la potencia aparente nominal de la instalación de generación asociada y los límites de energía intercambiada, de acuerdo al artículo 7 del Reglamento unificado de puntos de medida aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

2. Adicionalmente:

i. Cuando se trate de puntos de medida tipo 5, deberán estar integrados en los sistemas de telegestión y telemedida de su encargado de la lectura.

ii. Cuando se trate de puntos de medida tipo 4, los equipos de medida deberán cumplir los requisitos establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, y normas de desarrollo para los puntos de medida tipo 4 y 5, el que resulte más exigente en cada caso.

iii. Cuando se trate de puntos de medida tipo 3 deberán disponer de dispositivos de comunicación remota de características similares a las establecidas para los puntos de medida tipo 3 de generación.

3. Cuando la configuración de medida requiera de más de un equipo de medida, las obligaciones de medida, liquidación y facturación establecidas en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, y demás normativa de aplicación, serán las mismas para todos los equipos de medida y correspondientes al tipo más exigente de todos ellos.

CAPÍTULO V

Gestión de la energía eléctrica producida y consumida

Artículo 13. *Régimen económico de la energía excedentaria y consumida.*

1. La energía adquirida por el consumidor asociado será la energía horaria consumida de la red en los siguientes casos:

i. Consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes.

ii. Consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación.

iii. Consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación que dispongan de un único contrato de suministro según lo dispuesto en el artículo 9.2.

2. El consumidor asociado acogido a la modalidad de autoconsumo con excedentes que no se encuentre en los casos recogidos en el apartado 1.ii y 1.iii del presente artículo deberá adquirir la energía correspondiente a la energía horaria consumida de la red no destinada al consumo de los servicios auxiliares de producción.

En estos casos, adicionalmente, el titular de la instalación de producción acogido a la modalidad de autoconsumo con excedentes deberá adquirir la energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción.

3. Al sujeto acogido a cualquier modalidad de autoconsumo le resultarán de aplicación los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos del sistema eléctrico conforme establece el capítulo VI del presente real decreto.

4. El productor acogido a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, percibirá por la energía horaria excedentaria vertida las contraprestaciones económicas correspondientes, de acuerdo a la normativa en vigor. En el caso de instalaciones con régimen retributivo específico que estén acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación se aplicará este, en su caso, sobre dicha energía horaria excedentaria vertida.

5. La regulación del factor de potencia se realizará, con carácter general, en el punto frontera, haciendo uso del equipo de medida ubicado en el punto frontera que registra la

energía horaria consumida de la red y, en su caso, del equipo de medida de la generación neta.

6. No obstante, en el caso de que el titular del punto de suministro acogido a una modalidad de autoconsumo, transitoriamente, no disponga de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre y no sea consumidor directo en mercado, pasará a ser suministrado por el comercializador de referencia a la tarifa de último recurso que corresponda por la energía horaria consumida de la red, de acuerdo con lo previsto en el artículo 15.1.b) del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo. En estos casos, si existe energía horaria excedentaria de la instalación de generación asociada esta pasará a ser cedida al sistema eléctrico sin ningún tipo de contraprestación económica vinculada a dicha cesión.

7. A la gestión y venta de energía procedente las instalaciones de producción próxima a las de consumo y asociadas a las mismas en los casos de suministro con autoconsumo con excedentes realizado con tecnologías de generación renovable, no les serán de aplicación las limitaciones previstas en los artículos 53.5 y 53.6 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Artículo 14. *Mecanismo de compensación simplificada.*

1. De acuerdo con lo previsto en el artículo 9.5 y con el artículo 24.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se define el contrato de compensación de excedentes como aquel suscrito entre el productor y el consumidor asociado acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, para el establecimiento de un mecanismo de compensación simplificada entre los déficits de sus consumos y la totalidad de los excedentes de sus instalaciones de generación asociadas. En virtud de lo previsto en el artículo 25.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, esta modalidad de contrato estará excluida del sistema de ofertas.

El contrato de compensación de excedentes de los sujetos que realicen autoconsumo colectivo, utilizará los criterios de reparto, en su caso coincidentes con los comunicados a la empresa distribuidora, de acuerdo con lo establecido en el artículo 4.3.

2. También podrán acogerse voluntariamente a un mecanismo de compensación simplificada los consumidores que realicen autoconsumo colectivo sin excedentes. En este caso no será necesaria la existencia de contrato de compensación de excedentes, al no existir productor, y bastará con un acuerdo entre todos los sujetos consumidores utilizando los criterios de reparto, en su caso coincidentes con los comunicados a la empresa distribuidora, de acuerdo con lo establecido en el artículo 4.3.

3. El mecanismo de compensación simplificada consistirá en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación con las siguientes características:

i. En el caso de que se disponga de un contrato de suministro con una comercializadora libre:

a. La energía horaria consumida de la red será valorada al precio horario acordado entre las partes.

b. La energía horaria excedentaria, será valorada al precio horario acordado entre las partes.

ii. En el caso de que se disponga de un contrato de suministro al precio voluntario para el pequeño consumidor con una comercializadora de referencia:

a. La energía horaria consumida de la red será valorada al coste horario de energía del precio voluntario para el pequeño consumidor en cada hora, TCUh, definido en el artículo 7 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

b. La energía horaria excedentaria, será valorada al precio medio horario, Pmh; obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h, menos el coste de los desvíos CDSVh, definidos en los artículos 10 y 11 respectivamente del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

En ningún caso, el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de

facturación, el cual no podrá ser superior a un mes. Asimismo, en el caso de que los consumidores y productores asociados opten por acogerse a este mecanismo de compensación, el productor no podrá participar de otro mecanismo de venta de energía.

4. La energía horaria excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada, no tendrá consideración de energía incorporada al sistema eléctrico de energía eléctrica y, en consecuencia, estará exenta de satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, si bien el comercializador será el responsable de balance de dicha energía.

5. Para la aplicación del mecanismo de compensación simplificada, los consumidores acogidos a dicho mecanismo, deberán remitir directamente a la empresa distribuidora, o a través de su comercializadora, el mismo contrato, o en su caso acuerdo, de compensación de excedentes entre todos los sujetos participantes, solicitando la aplicación del mismo, según lo dispuesto en el apartado 1. En el caso de autoconsumo colectivo sin excedentes, se deberá remitir un mismo acuerdo entre todos los consumidores afectados, según lo dispuesto en el apartado 2.

6. En aquellos casos de consumidores que se acojan al mecanismo de compensación simplificada y sean suministrados por un comercializador de referencia, este deberá realizar la facturación de acuerdo con los siguientes términos:

i. Deberá efectuar la facturación en los términos previstos en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

ii. Sobre las cantidades a facturar antes de impuestos, deberá descontarse el término de la energía horaria excedentaria, valorada de acuerdo con lo previsto en el apartado 2.ii.b del presente artículo. De acuerdo con lo previsto en dicho apartado, la cuantía a descontar será tal que en ningún caso el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor económico de horaria consumida de la red en el periodo de facturación.

iii. A los consumidores vulnerables acogidos al bono social, a la diferencia entre las dos cantidades anteriores se le aplicará lo previsto en el artículo 6.3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.

iv. Una vez obtenida la cuantía final, se le aplicarán los correspondientes impuestos.

Artículo 15. *Liquidación y facturación en la modalidad de autoconsumo.*

1. Los sujetos acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo que adquieran la energía horaria consumida de la red directamente en el mercado de producción liquidarán su energía de acuerdo con lo dispuesto en la normativa de liquidaciones del mercado de producción.

Los sujetos que adquieran la energía horaria consumida de la red a través de una empresa comercializadora liquidarán su energía conforme a lo pactado entre las partes mensualmente con base en lecturas reales de resolución horaria y su normativa de aplicación, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 14.

2. Corresponderá a la empresa distribuidora realizar la facturación de los peajes de acceso a las redes y los cargos del sistema eléctrico que le correspondan, en aplicación de lo establecido en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

En el caso de que el consumidor tenga contratado el acceso a las redes a través de una comercializadora, la empresa comercializadora realizará al consumidor la facturación por el peaje de acceso a las redes y cargos del sistema eléctrico correspondientes, desglosando estos conceptos en la factura. La empresa comercializadora dará a las cuantías recaudadas el destino previsto en la normativa.

En el caso de consumidores directos en mercado, dichos consumidores asumirán los cargos que, en su caso, les correspondan de acuerdo con la normativa de aplicación.

3. Para la liquidación de la energía horaria excedentaria vertida por las instalaciones de producción acogidas a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, se aplicará la normativa general de la actividad de producción.

CAPÍTULO VI

Aplicación de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos a las modalidades de autoconsumo

Artículo 16. *Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los productores de energía eléctrica.*

En la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, los titulares de las instalaciones de producción, deberán satisfacer los peajes de acceso, establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por la energía horaria excedentaria vertida.

Artículo 16 bis. *Definición del término de descuento por retardo en activación de autoconsumo.*

1. Para los consumidores que deseen realizar autoconsumo con excedentes y siempre que la instalación de producción asociada sea de hasta 100 kW y conectadas en baja tensión, el tiempo de activación del autoconsumo no podrá superar los dos meses.

Por tiempo de activación se entenderá el tiempo transcurrido desde el día en que la empresa distribuidora de energía eléctrica recibe la documentación necesaria para la realización de la modificación del contrato de acceso prevista en el artículo 8 del presente real decreto hasta el momento en que recibe la comunicación de que ya puede iniciar vertidos a la red y éstos se consideran en la facturación.

2. En caso de superarse este tiempo por causas no imputables al consumidor ni a las administraciones públicas competentes en materia de energía, el comercializador incluirá con carácter automático en la facturación del consumidor un término de descuento por retardo en activación de autoconsumo en su facturación por un importe equivalente al del mecanismo de compensación simplificada recogido en el artículo 14 del presente real decreto con las siguientes particularidades:

a) Para el cálculo de la energía generada se supondrá un funcionamiento anual de la instalación de 1.200 horas equivalentes.

b) Para el cálculo de la energía horaria excedentaria se aplicará el perfilado previsto para las instalaciones fotovoltaicas en el anexo IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

c) Para el cálculo del valor económico se aplicará el precio previsto en el artículo 14.3.ii).

En ningún caso, el valor económico de este término de descuento por retardo en activación de autoconsumo podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación, el cual no podrá ser superior a un mes.

En lo no previsto expresamente en este artículo será de aplicación el artículo 14.

Este término deberá aparecer recogido expresamente en la factura del consumidor y será de aplicación en las facturas hasta el día de activación del autoconsumo.

3. El término de descuento por retardo en activación de autoconsumo será asumido por la empresa distribuidora de energía eléctrica a la que se encuentra conectado el consumidor, no pudiendo ser en ningún caso incorporado a la retribución de ésta a cargo del sistema.

No obstante lo anterior, las empresas distribuidoras podrán repercutir este coste a las empresas comercializadoras si los retrasos son debidos a inacciones, omisiones o errores de éstas. A este efecto la empresa distribuidora deberá justificar ante el comercializador y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que dicho retraso en la activación del autoconsumo está acreditado mediante el sistema derivado de la obligación establecida en el artículo 40.2.u) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Asimismo, no se aplicará el término de descuento por retardo en activación de autoconsumo si las causas del retraso son imputables al consumidor o a las administraciones públicas competentes en materia de energía. Para que una causa sea imputable al consumidor o a las administraciones públicas competentes en materia de energía, el distribuidor, o en su caso el comercializador, deberá justificarlo mediante la información disponible en el sistema derivado de la obligación establecida en el artículo 40.2.u) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, ante la Comisión

Nacional de los Mercados y la Competencia y ante el órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma donde se localice el consumo.

4. Cuando el encargado de lectura remita la información desglosada al comercializador para su correcta facturación de acuerdo con lo previsto en el artículo 11, este deberá remitir, en su caso, si resulta o no procedente la facturación por este concepto, quien es responsable de asumir su coste y la información con el suficiente detalle para poder aplicar, el mecanismo de previsto en el presente artículo.

Artículo 17. *Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los consumos en las modalidades de autoconsumo.*

1. De acuerdo con lo previsto en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo peajes.

Las condiciones de contratación del acceso a las redes y las condiciones de aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución serán las que resulten de aplicación de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, sin perjuicio de las particularidades establecidas en este artículo.

2. Para determinar los componentes de la facturación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución a los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes, acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación y de aquellos acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación que dispongan de un único contrato de suministro según lo dispuesto en el artículo 9.2, se aplicarán los siguientes criterios:

a) Para la determinación del término de facturación de potencia de los peajes de acceso a las redes, el control de la potencia se realizará utilizando el equipo de medida ubicado en el punto frontera.

b) Para la determinación del término de facturación de energía activa, la energía a considerar será la energía horaria consumida de la red.

c) Para la determinación, en su caso, del término de facturación de energía reactiva se realizará utilizando el equipo medida ubicado en el punto frontera, y en su caso, el equipo de medida de generación neta.

3. Para determinar los componentes de la facturación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución a los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación que no dispongan de un único contrato de suministro según lo dispuesto en el artículo 9.2 y al productor asociado por sus servicios auxiliares de producción, se aplicarán los siguientes criterios:

a) Para la determinación del término de facturación de potencia de los peajes de acceso, el control de la potencia se realizará considerando lo siguiente:

1.º Cuando la energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción sea mayor que cero:

i. Para el control de la potencia del consumidor asociado:

a. Si la instalación dispone de la configuración prevista en los artículos 10.2 y 10.3, se utilizará el equipo de medida ubicado en el punto frontera.

b. Si la instalación dispone de la configuración de medida recogida en el apartado 10.4, se utilizará el equipo de medida del consumidor asociado.

ii. El control de la potencia de los consumos de los servicios auxiliares de producción se realizará, utilizando a estos efectos el equipo que registre la energía horaria neta generada.

2.º Cuando la energía horaria neta generada sea mayor que cero, para el control de la potencia del consumidor asociado:

a. Si la instalación dispone de la configuración prevista en los artículos 10.2 y 10.3, se utilizará el equipo de medida ubicado en el punto frontera

b. Si la instalación dispone de la configuración de medida recogida en el apartado 10.4, se utilizará el equipo de medida del consumidor asociado.

b) Para la determinación del término de facturación de energía activa la energía a considerar será:

1.º Cuando la energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción sea mayor que cero:

i. La facturación de la energía activa del consumidor asociado:

a. Si la instalación dispone de la configuración prevista en los artículos 10.2 y 10.3, se realizará por la energía correspondiente a la energía horaria consumida de la red menos la energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción correspondientes.

b. Si la instalación dispone de la configuración de medida recogida en el apartado 10.4, se realizará por la energía horaria consumida por el consumidor asociado.

ii. La facturación de la energía activa por los consumos de los servicios auxiliares de producción, se realizará por la energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción, utilizando a estos efectos, el equipo que registre la energía horaria neta generada.

2.º Cuando la energía horaria neta generada sea mayor que cero, la facturación de la energía activa del consumidor asociado se realizará por:

a. Si la instalación dispone de la configuración prevista en los artículos 10.2 y 10.3, se facturará la energía horaria consumida de la red.

b. Si la instalación dispone de la configuración de medida recogida en el apartado 10.4, se calculará como la diferencia entre la energía horaria consumida por el consumidor asociado y la energía horaria autoconsumida, utilizando a tal efecto los equipos de medida del consumidor asociado y el equipo que registra la energía horaria neta generada.

c) Para la determinación, en su caso, del término de facturación energía reactiva se utilizará:

i. La facturación del consumidor asociado, se realizará:

a. Si la instalación dispone de la configuración prevista en los artículos 10.2 y 10.3, se realizará utilizando el equipo de medida ubicado en el punto frontera.

b. Si la instalación dispone de la configuración de medida recogida en el apartado 10.4, se realizará utilizando el equipo de medida del consumidor asociado.

ii. La facturación de la energía reactiva de los consumos de los servicios auxiliares de producción, se realizará utilizando el equipo que registre la energía horaria neta generada.

4. Para determinar los componentes de la facturación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución al sujeto acogido a la modalidad de autoconsumo colectivo y al sujeto cuyas instalaciones de generación asociadas son instalaciones próximas a través de la red, se aplicará lo establecido en los apartados anteriores con las siguientes particularidades:

a) El control de la potencia de cada consumidor se realizará sobre la potencia de cada uno de los consumidores, utilizando a estos efectos el equipo de medida ubicado en cada punto frontera.

b) Para la determinación del término de facturación de energía activa, la energía a considerar será la energía horaria consumida de la red individualizada.

c) Para la determinación, en su caso, del término de facturación energía reactiva del consumidor asociado se utilizará el equipo de medida ubicado en cada punto frontera.

5. De acuerdo con lo previsto en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en el caso en que se produzca transferencia de energía a través de la red de distribución en instalaciones próximas a efectos de autoconsumo, adicionalmente, los consumidores asociados deberán satisfacer una cuantía por la utilización de dicha red. Esta cuantía será determinada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Artículo 18. *Cargos del sistema eléctrico de aplicación a las modalidades de autoconsumo.*

1. De acuerdo con lo previsto en el artículo 9.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo cargos.

Los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo les resultarán de aplicación los cargos del sistema eléctrico que correspondan al punto de suministro y que se establezcan por Orden de la Ministra para la Transición Ecológica, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, teniendo en cuenta las particularidades previstas en este artículo.

Dichos cargos tendrán la consideración de ingresos del sistema eléctrico de acuerdo con lo previsto en el artículo 13 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. Para la determinación de los componentes de facturación de los cargos del sistema eléctrico a los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes, a los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación y de aquellos acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación que dispongan de un único contrato de suministro según lo dispuesto en el artículo 9.2, se aplicarán los siguientes criterios:

A) En el caso de tecnologías de generación procedentes de fuentes renovables, de cogeneración o residuos:

a) La aplicación de cargos fijos por potencia se realizará sobre la potencia a facturar al consumidor.

b) La aplicación de cargos variables se realizará sobre la energía horaria consumida de la red.

B) En el caso de tecnologías de generación que no procedan de fuentes renovables, de cogeneración o residuos:

a) La aplicación de cargos fijos por potencia se realizará sobre la potencia requerida por el consumo.

b) La aplicación de cargos variables se realizará sobre la energía horaria consumida.

A tales efectos, se utilizará el equipo de medida ubicado en el punto frontera y, en su caso, el equipo que registra la energía horaria neta generada.

3. Para la determinación de los componentes de facturación de los cargos del sistema eléctrico a los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación que no dispongan de un único contrato de suministro según lo dispuesto en el artículo 9.2, se aplicarán los siguientes criterios:

1.º Cuando la energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción sea mayor que cero:

i. En relación con el consumidor asociado:

– La aplicación de cargos fijos por potencia al consumidor asociado se realizará sobre la potencia a facturar al consumidor asociado.

– La aplicación de cargos variables se realizará sobre la energía horaria consumida de la red menos la energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción correspondientes.

A tal efecto:

a. Si la instalación dispone de la configuración prevista en los artículos 10.2 y 10.3, se utilizará el equipo de medida ubicado en el punto frontera que registra la energía horaria consumida de la red y el equipo que registra la energía horaria neta generada.

b. Si la instalación dispone de la configuración de medida recogida en el apartado 10.4, se utilizará el equipo de medida del consumidor asociado.

ii. En relación con los servicios auxiliares de producción:

– La aplicación de cargos fijos por potencia a los servicios auxiliares se realizará por la potencia a facturar a los servicios auxiliares de producción.

– La aplicación de cargos variables se realizará sobre la energía horaria consumida por los servicios auxiliares de producción.

A tal efecto, se utilizará, el equipo que registre la energía horaria neta generada.

2.º Cuando la energía horaria neta generada sea mayor que cero, la aplicación de cargos fijos al consumidor asociado se realizará sobre:

A) En el caso de tecnologías de generación procedentes de fuentes renovables, de cogeneración o residuos:

i. En relación con el consumidor asociado:

– La aplicación de cargos fijos por potencia al consumidor asociado se realizará sobre la potencia a facturar al consumidor asociado.

– La aplicación de cargos variables se realizará sobre la energía horaria consumida de la red por el consumidor asociado.

A tal efecto:

a. Si la instalación dispone de la configuración prevista en los artículos 10.2 y 10.3, se utilizará el equipo de medida ubicado en el punto frontera que registra la energía horaria consumida de la red.

b. Si la instalación dispone de la configuración de medida recogida en el apartado 10.4, se utilizará el equipo de medida del consumidor asociado y el equipo de medida que registra la generación neta.

ii. En relación con los servicios auxiliares de producción:

– Los cargos fijos por potencia de los servicios auxiliares de producción serán nulos.

– Los cargos variables de los servicios auxiliares de producción serán nulos.

B) En el caso de tecnologías de generación que no procedan de fuentes renovables, de cogeneración o residuos:

i. En relación con el consumidor asociado:

– La aplicación de cargos por potencia fijos al consumidor asociado se realizará sobre la potencia requerida por el consumo.

– La aplicación de cargos variables se realizará sobre la energía horaria consumida por el consumidor asociado.

A tal efecto:

a. Si la instalación dispone de la configuración prevista en los artículos 10.2 y 10.3, se utilizarán el equipo de medida ubicado en el punto frontera que registra la energía horaria consumida de la red y el equipo de medida que registra la generación neta.

b. Si la instalación dispone de la configuración de medida recogida en el apartado 10.4, se utilizará el equipo de medida del consumidor asociado.

ii. En relación con los servicios auxiliares de producción:

– Los cargos fijos por potencia de los servicios auxiliares de producción serán nulos.

– Los cargos variables de los servicios auxiliares de producción serán nulos.

4. Para la determinación de los componentes de facturación de los cargos del sistema eléctrico al sujeto acogido a la modalidad de autoconsumo colectivo y al sujeto cuyas instalaciones de generación asociadas son instalaciones próximas a través de la red, se aplicará lo establecido en los apartados anteriores con las siguientes particularidades:

A) En el caso de tecnologías de generación procedentes de fuentes renovables, de cogeneración o residuos:

a) La aplicación de cargos fijos por potencia se realizará sobre la potencia a facturar al consumidor asociado, a estos efectos se utilizará el equipo de medida ubicada en el punto frontera de cada consumidor asociado.

b) La aplicación de cargos variables se realizará sobre la energía horaria consumida de la red individualizada.

B) En el caso de tecnologías de generación que no procedan de fuentes renovables, de cogeneración o residuos:

a) La aplicación de cargos fijos por potencia se realizará sobre la potencia a facturar a cada consumidor, a estos efectos se utilizará el equipo de medida ubicada en el punto frontera de cada consumidor asociado.

b) La aplicación de cargos variables se realizará sobre la energía horaria consumida individualizada.

CAPÍTULO VII

Registro, inspección y régimen sancionador

Artículo 19. *Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.*

1. El registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica previsto en el artículo 9.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se regirá en cuanto a su organización y funcionamiento por lo dispuesto en el presente capítulo.

Este registro será telemático, declarativo y de acceso gratuito y tendrá como finalidad el seguimiento de la actividad de autoconsumo de energía eléctrica, desde el punto de vista económico y su impacto en la sostenibilidad económica del sistema eléctrico, al igual que su incidencia en el cumplimento de los objetivos de energías renovables y en la operación del sistema.

2. Corresponde a la Administración General del Estado, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica:

a) La toma de razón en dicho registro de los datos remitidos por las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla sobre los consumidores acogidos a alguna de las modalidades de suministro con autoconsumo reguladas.

b) La agregación y análisis de la información recogida en el mismo, pudiendo solicitar a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, en su caso, la corrección de la información remitida.

3. El registro contendrá dos secciones:

a) En la sección primera se inscribirán los consumidores acogidos a las modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes.

b) En la sección segunda se inscribirán los consumidores acogidos a las modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes.

La sección segunda estará a su vez dividida en tres subsecciones:

i. Subsección a: Se inscribirán en esta subsección los consumidores acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes acogida a compensación.

ii. Subsección b1: Se inscribirán en esta subsección los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación que dispongan de un único contrato de suministro según lo dispuesto en el artículo 9.2.

iii. Subsección b2: Se inscribirán en esta subsección los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación que no dispongan de un único contrato de suministro según lo dispuesto en el artículo 9.2.

La estructura del registro administrativo será la detallada en el anexo II. Adicionalmente a la estructura que figura en dichos anexos, el registro podrá incorporar campos que permitan la desagregación a nivel comunidad autónoma o provincia.

Artículo 20. *Inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.*

1. Aquellos sujetos consumidores que realicen autoconsumo, conectados a baja tensión, en los que la instalación de generación sea de baja tensión y la potencia instalada de generación sea menor de 100 kW, la inscripción en el registro de autoconsumo se llevara a cabo de oficio por las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla en sus respectivos registros a partir de la información remitida a las mismas en virtud del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

2. Las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas la información correspondiente a la inscripción en el registro de autoconsumo de energía eléctrica aun cuando no dispusieran de registro de autoconsumo propio.

Para garantizar el tratamiento y análisis adecuado de la información derivada de las inscripciones entre el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica y los correspondientes registros autonómicos que puedan constituirse, así como para garantizar la agilidad y homogeneidad en la remisión de datos entre la Administración General del Estado y las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, se establece en el Anexo II la información que dichas comunidades y ciudades autónomas deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas. La comunicación de los datos del registro entre las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla y el Ministerio para la Transición Ecológica se realizará exclusivamente por medios telemáticos. La Dirección General de Política Energética y Minas, desarrollará las aplicaciones informáticas que, siguiendo los formatos de datos establecidos en el Anexo II, permitan a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla la remisión de información. No obstante lo anterior, la remisión de la información contenida en el Anexo II realizada por las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, podrá realizarse por otros cauces telemáticos y siguiendo otros formatos.

La Dirección General de Política Energéticas y Minas podrá solicitar a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla la actualización o revisión de los datos aportados.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas facilitará el acceso electrónico al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a los órganos competentes de las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla de las inscripciones que afecten a su ámbito territorial, así como a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, al Instituto para Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), al operador del sistema y a las empresas distribuidoras para las instalaciones conectadas a sus redes, de forma que estos puedan tener conocimiento de las inscripciones y modificaciones realizadas en el registro.

Asimismo, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico facilitará el acceso público y gratuito en su página web a datos agregados del registro de autoconsumo.

5. La Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica incorporará en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica aquellas instalaciones de producción no superiores a 100 kW asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes con base en la información procedente del registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

Artículo 21. *Modificación y cancelación de las inscripciones en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica.*

1. Con carácter mensual las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla comunicarán a la Dirección General de Política Energéticas y Minas, las altas, bajas y modificaciones que se hayan producido en sus territorios, en lo que se refiere a sujetos que se acogen a las modalidades de suministro con autoconsumo. Esta remisión de información se realizará de acuerdo a lo previsto en el artículo 20.2.

2. Si las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla detectasen anomalías u errores en la información recogida en el registro de autoconsumo de energía eléctrica, una vez enmendadas por la correspondiente comunidad o ciudad autónoma, estas deberán ser comunicadas mediante una nueva notificación a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 22. *Inspección de la aplicación de las modalidades de autoconsumo.*

1. La Administración General del Estado, en su caso, en colaboración con los órganos competentes de las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, podrá llevar a cabo planes de inspección de la aplicación de las condiciones económicas de los suministros acogidos a las modalidades de autoconsumo, incluyendo, en su caso, la energía eléctrica vendida al sistema. Asimismo, se podrán llevar a cabo programas de seguimiento.

2. En relación con las eventuales situaciones de fraude y otras situaciones anómalas será de aplicación lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en su normativa de desarrollo.

Artículo 23. *Régimen sancionador.*

El incumplimiento de lo establecido en este real decreto podrá ser sancionado de acuerdo con lo dispuesto en el título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Disposición adicional primera. *Mandatos al operador del sistema y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

1. En un plazo no superior a un mes desde la entrada en vigor de este real decreto, el operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía una propuesta de modificación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico y, en su caso, de las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, cuyo contenido sea necesario modificar para adaptarse a las modificaciones introducidas por el presente real decreto.

2. En un plazo no superior a tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá la adaptación de formatos y protocolos de comunicación entre las empresas distribuidoras, comercializadoras y comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, en todo lo concerniente a este real decreto.

3. Las empresas distribuidoras y comercializadoras dispondrán del plazo de un mes para la adaptación de sus sistemas desde la aprobación de las normas que se deriven de los dos apartados anteriores.

4. Anualmente, antes del 1 de marzo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia enviará al Ministerio para la Transición ecológica un informe anual, a efectos del seguimiento y aplicación de lo previsto en el presente real decreto y de la normativa de desarrollo que se apruebe, donde se realice un seguimiento del desarrollo de las distintas modalidades de autoconsumo, al igual que de la supervisión y control de sus impactos económicos.

Con carácter anual, la Ministra para la Transición Ecológica informará a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos sobre las conclusiones y, en su caso, sobre las medidas que pudieran adoptarse como consecuencia del análisis de dicho informe.

5. Anualmente, antes del 1 de marzo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá a la Secretaría de Estado de Energía un informe en el que se analizará el impacto de la supresión de las limitaciones a la gestión y venta de energía procedente las instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a las mismas en los casos de suministro con autoconsumo con excedentes realizado con tecnologías de generación renovable establecidas en el artículo 13.7. Si en dicho informe, se pusieran de manifiesto la existencia de problemas de competencia en el mercado, la Ministra para la Transición Ecológica, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá imponer restricciones a la representación en el mercado para gestión y venta de energía procedente las instalaciones de producción próxima a las de consumo y asociadas a las mismas en los casos de suministro con autoconsumo con excedentes.

Disposición adicional segunda. *Remisión de información relativa a las instalaciones de autoconsumo.*

1. Antes del 31 de marzo de cada año, los gestores de las redes de transporte y distribución remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas, exclusivamente por vía electrónica, la siguiente información agregada relativa a las instalaciones de autoconsumo conectadas a las redes que gestionan:

a) Número de instalaciones.
b) Potencia instalada.
c) Energía vertida, en su caso.

Deberá remitirse asimismo la información desagregada por las modalidades de autoconsumo señaladas en el artículo 4, por tecnología de generación, por rango de potencia instalada, por provincia y por nivel de tensión de la red a la que se conecta.

2. A los efectos de la desagregación del artículo anterior, se tomarán los siguientes rangos:

a) Niveles de tensión:

– Baja tensión: hasta 1 kV.
– Media tensión: mayor a 1 kV y menor a 36 kV.
– Alta tensión: mayor a 36 kV y menor a 220 kV
– Muy alta tensión: igual o superior a 220 kV.

b) Rangos de potencia instalada:

– Menor que 20 kW.
– Entre 20 kW y 1 MW.
– Superior a 1 MW.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá aprobar por resolución los formatos para la remisión de dicha información, la modificación de los rangos establecidos en el apartado anterior, así como establecer otros parámetros de desagregación o definir aquellos otros aspectos necesarios para garantizar la homogeneidad de los datos.

4. Al menos con carácter trimestral, los gestores de las redes de transporte y distribución remitirán al operador del sistema en su calidad de responsable del sistema de medidas, exclusivamente por vía electrónica, la información relativa a las instalaciones de autoconsumo conectadas a las redes que gestionan. Esta información deberá permitir identificar cada una de las instalaciones de autoconsumo en el concentrador principal de medidas eléctricas. Asimismo, el operador del sistema remitirá esta información agregada a la Dirección General de Política Energética y Minas con carácter trimestral.

La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del operador del sistema, aprobará por resolución los formatos para la remisión de dicha información, la frecuencia, así como los parámetros de desagregación y aquellos otros aspectos necesarios para identificar las instalaciones de autoconsumo en el concentrador principal de medidas eléctricas, garantizar la homogeneidad de los datos y el detalle de los mismos de tal forma, que permitan al operador del sistema cumplir sus funciones relativas a la seguridad de suministro. Estas resoluciones establecerán también los formatos de entrega de la remisión de información del operador del sistema a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Disposición transitoria primera. *Adaptación de los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo existentes al amparo de lo regulado en el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre.*

1. Aquellos consumidores acogidos a las modalidades de autoconsumo tipo 1 y tipo 2 definidas en el artículo 4 del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, serán clasificados de acuerdo a los criterios establecidos en el presente real decreto:

i. Los consumidores que estuvieran acogidos a la modalidad tipo 1 definida en el artículo 4 del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, que dispongan de mecanismo antivertido, se clasificarán como consumidores acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes.

ii. Los consumidores que estuvieran acogidos a la modalidad tipo 1 definida en el artículo 4 del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, que no dispongan de mecanismo antivertido se clasificarán como consumidores acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes no acogida a compensación.

iii. Los consumidores que estuvieran acogidos a la modalidad tipo 2 definida en el artículo 4 del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, en los que existan sujeto consumidor y productor y estos sean la misma persona física o jurídica, se clasificarán como

consumidores acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes no acogida a compensación acogidos al artículo 9.2.

iv. Los consumidores que estuvieran acogidos a la modalidad tipo 2 definida en el artículo 4 del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, en los que el sujeto consumidor y productor no sean la misma persona física o jurídica, se clasificarán como consumidores acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, no acogidos al artículo 9.2.

2. Aquellos sujetos que estuvieran realizando autoconsumo con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto, podrán acogerse a cualquiera de las nuevas modalidades definidas en artículo el presente real decreto, siempre y cuando cumplan con todos los requisitos establecidos en el presente real decreto, especialmente en cuanto al mecanismo antivertido y a la configuración de medida. A tal efecto, deberán modificar, si fuera necesario, sus contratos de acceso y de suministro.

3. En el plazo de seis meses desde la aprobación del presente real decreto, los consumidores que se encuentren en alguna de dichas modalidades señaladas anteriormente, deberán comunicar al órgano competente en materia de energía de su comunidad o ciudad autónoma, la modalidad de autoconsumo a la que se acogen y la información necesaria a los efectos de inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica. Las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla remitirán dicha información de acuerdo a lo previsto en el Capítulo VII del presente real decreto.

4. Con carácter excepcional, durante el plazo de un año desde la aprobación de este real decreto a los sujetos que se encontraran acogidos a alguna de las modalidades de autoconsumo, no les será de aplicación la limitación prevista en artículo 8.5 en el primer cambio de modalidad de autoconsumo que realicen desde la aplicación de lo previsto en el apartado primero de esta disposición a cualquier otra modalidad de las reguladas en el artículo 4 del presente real decreto.

Disposición transitoria segunda. *Configuraciones singulares de medida de las cogeneraciones.*

1. Aquellas cogeneraciones que al amparo de lo previsto en la disposición adicional primera del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, les hubiera sido concedida una configuración singular de medida, podrán seguir aplicando la misma siempre que:

– El encargado de lectura de la generación o del consumo no manifieste la existencia de problemas para la obtención de medidas que permitan la correcta facturación al amparo de las normas que sean aplicables.

– No realicen modificaciones en las plantas de producción que supongan renovaciones de la planta o incrementos de la potencia superiores al 10 % de la potencia instalada en el momento de concesión de la configuración singular.

2. Si el encargado de la lectura de los consumos o, en su caso, de la generación, detectasen que no resulta posible la correcta facturación de peajes de acceso a las redes y cargos del sistema eléctrico al consumidor o al generador, una vez comunicada dicha situación a los sujetos afectados, dicho encargado de lectura deberá poner este hecho en conocimiento de la Dirección General de Política Energética y Minas en el plazo de un mes.

3. Si aconteciera una de las situaciones recogidas en el apartado primero, el consumidor y el generador deberán adaptar en el plazo de seis meses sus instalaciones a lo dispuesto en el presente real decreto. Los plazos serán contabilizados desde la puesta en servicio de la modificación de la instalación de producción o, en su caso, desde que el encargado de lectura hubiera puesto en conocimiento a los sujetos afectados de la imposibilidad de realizar la correcta facturación.

Disposición transitoria tercera. *Aplicación de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos del sistema eléctrico a las modalidades de autoconsumo.*

1. Los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación a los consumos en las modalidades de autoconsumo, definidos en el artículo 17

del presente real decreto, serán los precios de los peajes de acceso establecidos en Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, o norma que la sustituya.

2. No serán de aplicación los cargos definidos en el artículo 18 del presente real decreto, hasta que sean aprobados los cargos asociados a los costes del sistema, en desarrollo de lo previsto en el artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

Disposición transitoria cuarta. *Facturación de consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo que no dispongan de contadores de telegestión efectivamente integrados.*

Los suministros de los consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo, cuyos puntos frontera estén clasificados como tipo 4 o 5 y sus equipos de medida no se encuentren efectivamente integrados en el sistema de telegestión de su encargado de la lectura, serán leídos y facturados con una periodicidad bimestral y no les serán de aplicación los perfiles vigentes para el resto de consumidores. Las medidas horarias de estos consumidores serán obtenidas a través de lectura mediante terminal portátil de lectura (TPL).

Disposición transitoria quinta. *Elementos de almacenamiento.*

Para aquellas instalaciones de almacenamiento a las que no les resulte de aplicación lo previsto en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-52 sobre instalaciones con fines especiales e infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos aprobada mediante el Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, para la infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos, ni lo previsto en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-40 sobre instalaciones generadoras de baja tensión del Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, hasta la aprobación de la norma de seguridad y calidad industrial que defina las condiciones técnicas y de protección de los elementos de almacenamiento instalados en las instalaciones acogidas a las modalidades de autoconsumo no cubiertos por dichas instrucciones técnicas complementarias, dichos elementos de almacenamiento, se instalarán de tal forma que compartan equipo de medida y protecciones con la instalación de generación.

Disposición transitoria sexta. *Término de facturación de energía reactiva.*

Las cantidades que los distribuidores hayan recaudado en concepto de facturación de energía reactiva desde la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, hasta la entrada en vigor de este real decreto estarán sujetas al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Disposición transitoria séptima. *Adaptación de contadores tipo 4.*

Los puntos de medida tipo 4 deberán cumplir con todos los requisitos establecidos en el artículo 9 del Reglamento unificado de puntos de medidas aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, en el plazo 4 años desde la aprobación de este real decreto.

Disposición transitoria octava. *Puesta en marcha del registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.*

1. Conforme a lo dispuesto en la disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica regulado en el Capítulo IV, estará operativo en el plazo de 3 meses desde la entrada en vigor del presente real decreto.

2. Las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla dispondrán de un plazo máximo de cuatro meses desde la desde la aprobación del presente real decreto para la remisión de la información que, conforme a lo dispuesto en el Capítulo IV, deba ser incorporada en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica.

Disposición transitoria novena. *Ubicación especial de equipos de medida.*

Excepcionalmente, hasta la aprobación de las instrucciones técnicas complementarias que, al amparo del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, establezcan configuraciones de medida equivalentes, el encargado de lectura permitirá la ubicación de los equipos de medida en un lugar distinto de la frontera siempre que se garantice el acceso físico y la medida al encargado de lectura, aplicando, si procede, los coeficientes de pérdidas pertinentes. No se considerarán ubicaciones válidas los tejados o cubiertas donde se ubiquen las instalaciones de producción. En todo caso, el titular de la instalación de autoconsumo deberá remitir al encargado de lectura un escrito en el que se permita y se detalle la forma en que se garantiza el acceso para lectura, mantenimiento e inspección.

El carácter excepcional acontecerá si se cumple al menos una de las siguientes condiciones:

a) La ubicación de los equipos de medida supone una inversión superior al 10% al de la instalación de generación.

b) El lugar donde se ubica el punto frontera está ubicado en una fachada o espacio que esté catalogado como de especial protección.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Se derogan cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en el presente real decreto, y en particular:

a) El Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, salvo los apartados 1 al 4 y 7 de la disposición adicional primera y las disposiciones adicionales segunda, quinta y sexta y la disposición transitoria séptima.

b) Lo recogido en el apartado 4.3.3 y en el tercer párrafo del capítulo 7 de la ITC-BT-40 Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.*

Se modifica el artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que queda redactado en los siguientes términos:

> «3. Término de facturación de energía reactiva. –El término de facturación por energía reactiva será de aplicación para todos los consumidores excepto para los suministros acogidos a los peajes 2.0 y 2.1. Los consumidores a los que se les facture el término de energía reactiva deberán disponer del contador de energía reactiva permanentemente instalado.
>
> Este término se aplicará sobre todos los períodos tarifarios, excepto en el período 3, para las tarifas 3.0A y 3.1A, y en el período 6, para las tarifas 6, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por 100 del consumo de activa durante el período de facturación considerado (cos ψ < 0,95) y únicamente afectará a dichos excesos.
>
> El precio de kVArh de exceso se establecerá en céntimos de euro/kVArh.
>
> Para la determinación de su cuantía, se deberá disponer del contador de energía reactiva instalado.

Las facturaciones que obtengan las empresas distribuidoras por este término estarán sujetas al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Las condiciones particulares que se establecen para la aplicación de este término, así como las obligaciones en relación con el mismo, son las siguientes:

a) Corrección obligatoria del factor de potencia:

Cuando un consumidor con potencia contratada superior a 15 KW tenga un consumo de energía reactiva superior a 1,5 veces el de energía activa en tres o más mediciones, la empresa distribuidora que le suministra podrá comunicarlo al organismo competente de la Comunidad Autónoma, quien podrá establecer al consumidor un plazo para la mejora de su factor de potencia y, si no se cumpliera el plazo establecido, podrá llegar a ordenar la suspensión del ejercicio del derecho al acceso a las redes en tanto no se mejore la instalación en la medida precisa.»

Disposición final segunda. *Modificación de la ITC-BT-40 sobre instalaciones generadoras de baja tensión del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.*

La ITC-BT-40 sobre instalaciones generadoras de baja tensión del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, se modifica como sigue:

Uno. Se modifica el apartado 2.c) de la ITC-BT-40, que queda redactado de la siguiente manera:

«c) Instalaciones generadoras interconectadas: las que están trabajando normalmente en paralelo con la Red de Distribución Pública.

Las instalaciones generadoras interconectadas para autoconsumo, podrán pertenecer a las modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes o modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en el artículo 4 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.»

Dos. Se añaden seis párrafos en el apartado 4.3 de la ITC-BT-40, con la siguiente redacción:

«Las prescripciones de la ITC-BT-40 son aplicables a todas instalaciones de autoconsumo interconectadas, sea cual sea su potencia. Todas las instalaciones de generación interconectadas a la red de distribución en baja tensión deben disponer de dispositivos que limiten la inyección de corriente continua y la generación de sobretensiones, así como impedir el funcionamiento en isla de dicha red de distribución, de forma que la conexión de la instalación de generación no afecte al funcionamiento normal de la red ni a la calidad del suministro de los clientes conectados a ella.

Las instalaciones de autoconsumo sin excedentes, independientemente de que se conecten a la red de baja tensión o a la de alta tensión, con generación y regulación en baja tensión, deberán disponer de un sistema que evite el vertido de energía a la red de distribución que cumpla los requisitos y ensayos del nuevo anexo I de la ITC-BT-40. A las instalaciones de autoconsumo sin excedentes no les son de aplicación los apartados 4.3.1, 4.3.4 y ninguno de los requisitos relacionados con la empresa distribuidora del apartado 9.

No obstante, estas instalaciones, se ajustarán a lo establecido en la ITC-BT-04 en cuanto a su documentación y puesta en servicio, e independientemente de su potencia y modo de conexión, dispondrán de la documentación requerida para la evaluación de la conformidad según anexo I, apartado I.4 de la ITC-BT-40. Esta documentación será entregada por el instalador junto con el certificado de la instalación. Cuando la conexión a la instalación eléctrica de un generador para

autoconsumo sin excedentes, no se realice a través de un circuito independiente y, por tanto, no se requiera modificar la instalación interior existente, la obligación de entregar dicha documentación recaerá en el fabricante, el importador, o en el responsable de la comercialización del kit generador, quien entregará la documentación directamente al usuario.

En todas las instalaciones de producción próximas a las de consumo, definidas en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, la conexión se realizará a través de un cuadro de mando y protección que incluya las protecciones diferenciales tipo A necesarias para garantizar que la tensión de contacto no resulte peligrosa para las personas. Cuando dichas instalaciones generadoras sean accesibles al público general o estén ubicadas en zonas residenciales, o análogas, la protección diferencial de los circuitos de generación será de 30 mA. La conexión de la instalación de producción podrá realizarse en el embarrado general de la centralización de contadores de los consumos, en la caja general de protección de la que parten los consumos o mediante una caja general de protección independiente que se conecte a la red de distribución. En los casos de autoconsumo colectivo en edificios en régimen de propiedad horizontal, la instalación de producción no podrá conectarse directamente a la instalación interior de ninguno de los consumidores asociados a la instalación de autoconsumo colectivo.

Todos los generadores para suministro con autoconsumo con excedentes independientemente de su potencia y los generadores para suministro con autoconsumo sin excedentes de potencia instalada superior a 800 VA, que se conecten a instalaciones interiores o receptoras de usuario, lo harán a través de un circuito independiente y dedicado desde un cuadro de mando y protección que incluya protección diferencial tipo A, que será de 30 mA en instalaciones de viviendas, o instalaciones accesibles al público general en zonas residenciales, o análogas.

Los generadores destinados a su instalación en viviendas, que no se conecten a la instalación a través de circuito dedicado, o a través de un transformador de aislamiento, tendrán una corriente de fuga a tierra igual o inferior a 10 mA.»

Tres. Se modifica el encabezado del cuarto párrafo del apartado 7, que quedará redactado de la siguiente manera:

«Las protecciones mínimas a disponer serán las siguientes, con independencia de que estos ajustes podrían verse modificados por la normativa del sector eléctrico en función del generador al que aplique:»

Cuatro. Se añade un anexo en la ITC-BT-40, con la siguiente redacción:

«ANEXO I

Sistemas para evitar el vertido de energía a la red

Los sistemas para evitar el vertido de energía a la red pueden basarse en dos principios de funcionamiento distintos:

1. Evitar el vertido a la red mediante un elemento de corte o de limitación de corriente. La opción de corte permite utilizar sistemas de generación sin capacidad de regulación de la energía generada solo en el caso de instalaciones generadoras que no sean fotovoltaicas.

Para evitar el vertido de energía a la red, deben disponer de sistemas de medida de la potencia intercambiada con esta, situados aguas arriba de la instalación generadora y de las cargas, que habiliten la desconexión de la generación de la red o la regulación de los sistemas de generación.

2. Regulación del intercambio de potencia actuando sobre el sistema generación-consumo.

Este tipo de sistemas se basa en un elemento de control que ajuste el balance generación-consumo, evitando el vertido de energía en la red. Esto puede realizarse

mediante control de las cargas, de la generación, o por almacenamiento de energía, u otros medios.

A efectos de fijar los requisitos de los sistemas para evitar el vertido debe tenerse en cuenta dos tipos de sistemas de generación:

– Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red.

– Instalaciones eólicas, fotovoltaicas y en general, todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a red.

I.1 Definiciones:

Punto de conexión a red: punto de la red de distribución pública al que se conecta la instalación.

Punto de interconexión entre generación y consumo: punto de la red interior del consumidor en el que se conecta la generación con las cargas.

I.2 Requisitos:

Se plantean dos tipos de instalaciones. Uno en el que se mide el intercambio de energía con la red (figuras 1 y 2) y otro en el que se mide el consumo de la totalidad de las cargas o parte de ellas (figuras 3 y 4). Para cada uno de ellos se definen los parámetros máximos aceptables.

I.2.1 Instalaciones con equipo de medida de intercambio de energía con la red:

En las Figuras 1 y 2 se muestran los esquemas de este tipo de instalaciones según estén conectadas a las redes de baja o alta tensión, respectivamente.

La potencia en el punto de conexión a red debe mantenerse con saldo consumidor, siempre que exista un consumo interno superior al valor de tolerancia del sistema de medida, calculada como la suma de la clase de exactitud del equipo de medida de potencia y la clase de los transformadores o sondas de medida de corriente. Cualquier valor que incumpla el requisito anterior deberá de ser corregido en un tiempo inferior a 2 segundos, mediante la limitación de la generación, o su disparo. Adicionalmente, puede existir un equipo o conjunto de equipos que realizan las funciones de regulación, aunque no está representado en las figuras. El elemento de regulación puede ser independiente o integrado en otros dispositivos de la instalación, como el equipo de medida de potencia o el generador.

Figura 1: Esquema con equipo de medida de intercambio de energía con la red en instalaciones conectadas a redes de baja tensión

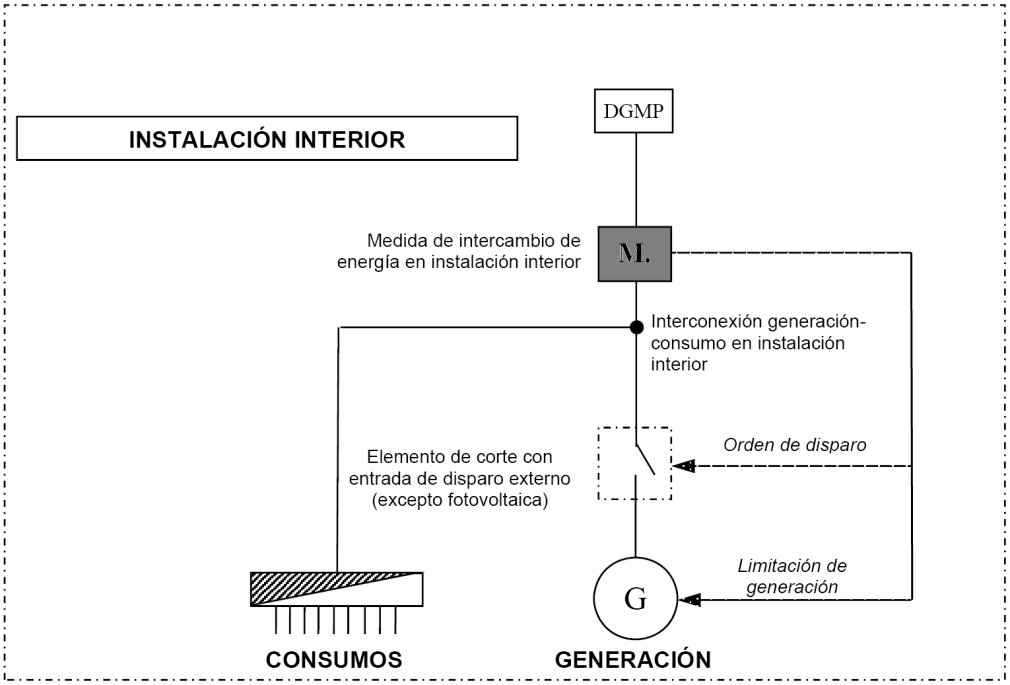
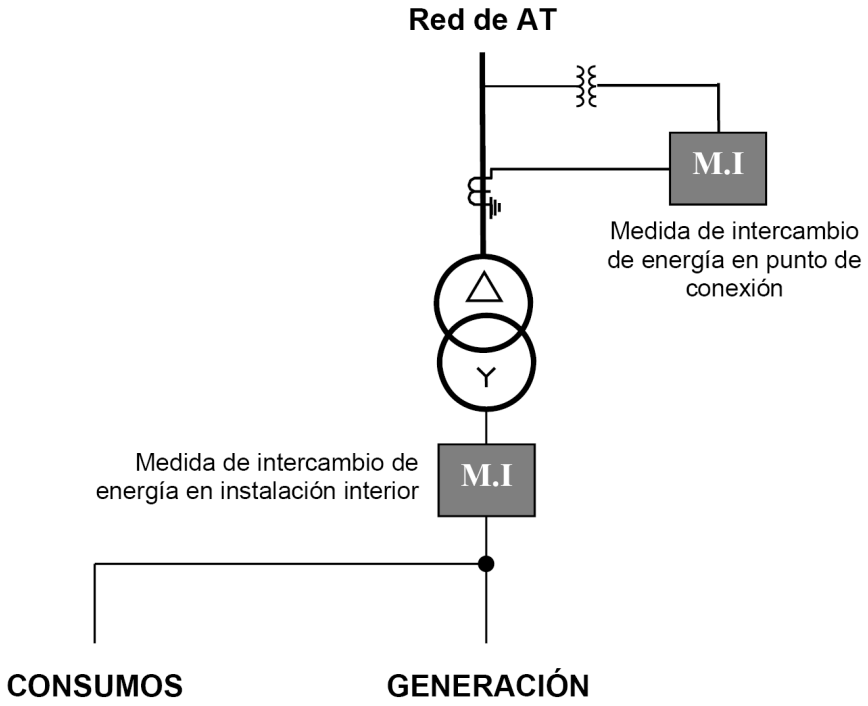


Figura 2: Esquema con equipo de medida de intercambio de energía con la red en instalaciones conectadas a redes de alta tensión. Ubicaciones posibles del punto de medida de energía



I.2.2 Instalaciones con equipo de medida de consumo:

En las Figuras 3 y 4 se muestran los esquemas de este tipo de instalaciones según estén conectadas a las redes de baja o alta tensión, respectivamente. La medida de consumos puede corresponder al consumo total de la instalación o a parte del consumo de la misma. El elemento de control puede ser independiente o estar incluido en otros dispositivos de la instalación, tales como el equipo de medida de potencia, el generador, o las cargas.

En todo momento, la potencia medida en el punto de consumo debe ser superior a la potencia generada. El margen de diferencia entre consumo y generación debe superar el valor de tolerancia del sistema de medida, calculado como la suma de las clases de exactitud de los equipos de medida de potencia y de las clases de los transformadores o sondas de medida de corriente, tanto en la carga como en la generación. Cualquier valor que incumpla el requisito anterior deberá de ser corregido en un tiempo inferior a 2 segundos mediante el control de las cargas, de la generación, por almacenamiento de energía, o por otros medios.

Figura 3: Esquema de medida del consumo de energía en instalaciones conectadas a redes de baja tensión

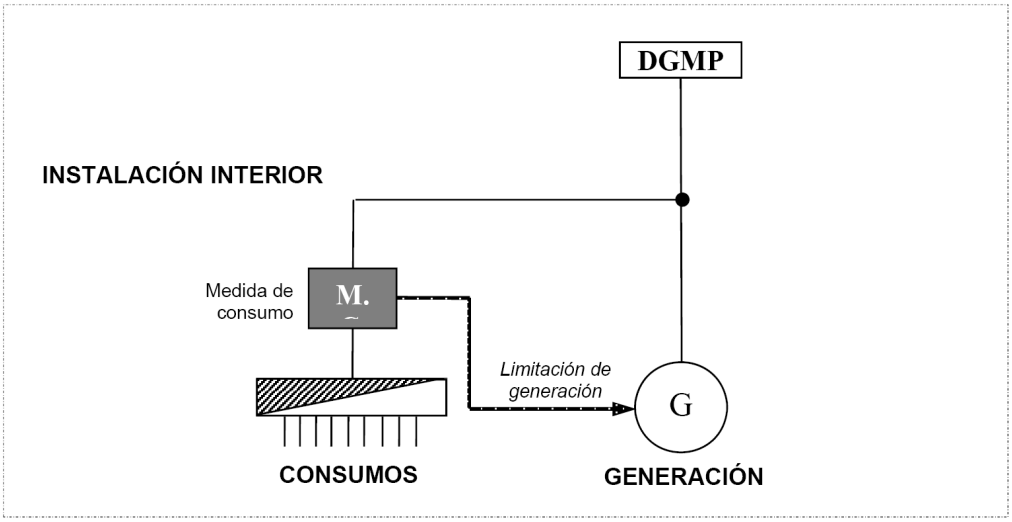
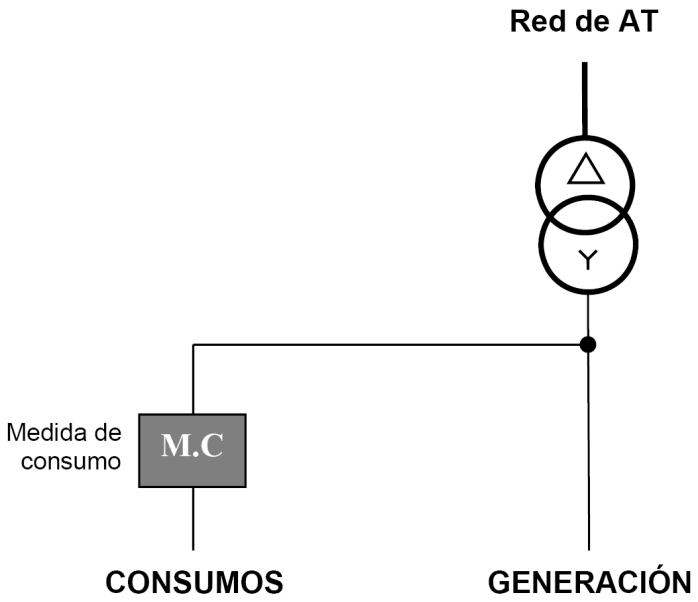


Figura 4: Esquema de medida del consumo de energía en instalaciones conectadas a redes de alta tensión



I.3 Ensayos:

Los ensayos a realizar para evaluar la conformidad del sistema que evita el vertido de energía a la red son los siguientes:

I.3.1 Tolerancia en régimen permanente:

El sistema de limitación de potencia deberá garantizar que en régimen permanente la producción de energía cumple con los requisitos del apartado I.2 en función del tipo de instalación ensayada.

La prueba se debe repetir con los diferentes generadores tipo que vayan a evaluarse para el sistema, pudiéndose probar cada uno de ellos por separado.

Para verificar esta condición se realiza el ensayo con la secuencia de operaciones siguiente:

1. Conectar el generador a ensayar a una fuente de energía que alimente el generador y que sea capaz de suministrar una potencia igual o superior a la potencia del generador a ensayar.
2. Conectar el generador a la red a ensayar.
3. Establecer el valor de carga de acuerdo a los valores indicados en la tabla 1.
4. Esperar un tiempo de al menos dos segundos antes de comenzar la medida.
5. Medir la potencia intercambiada en el punto de ensayo, con una incertidumbre mejor o igual al 0,5 %, realizando medidas cada 50 ms.

Tabla 1. Definición de cargas. Valores en % sobre la potencia nominal del generador a ensayar

Régimen de conexión	Fase R	Fase S	Fase T
Monofásico.	90÷100%		
	10÷20%		
	0		

Régimen de conexión	Fase R	Fase S	Fase T
Trifásico.	90÷100%	90÷100%	90÷100%
	10÷20%	10÷20%	10÷20%
	0	0	0
	90÷100%	60÷70%	60÷70%
	60÷70%	60÷70%	60÷70%
	30÷40%	60÷70%	60÷70%
	0	60÷70%	60÷70%

La prueba se da por válida si en un ensayo de 2 minutos, los valores de la potencia inyectada medida cada 50 ms aguas arriba del punto de interconexión entre generación y consumo, en cada una de las fases, cumplen con los requisitos indicados en los puntos I.2.1 o I.2.2, según corresponda.

I.3.2 Respuesta ante desconexiones de carga:

El sistema de limitación de potencia deberá garantizar que, ante una desconexión de carga, el generador reajusta su producción llegando de nuevo al régimen permanente en menos de 2 segundos.

La prueba se debe repetir con los diferentes generadores tipo que vayan a evaluarse para el sistema, pudiéndose probar cada uno de ellos por separado.

Para verificar esta condición se realiza el ensayo con la secuencia de operaciones siguiente:

1. Conectar el generador a ensayar a una fuente de energía que alimente el generador y que sea capaz de suministrar una potencia igual o superior a la potencia del generador a ensayar.
2. Conectar el generador a la red a ensayar.
3. Realizar las desconexiones de carga propuestas en la tabla 2.
4. Medir la potencia intercambiada con la red, con una precisión de al menos el 0,5 %, realizando medidas cada 50 ms en una ventana de tiempo de 2 minutos que comprenda al menos un minuto antes y después de la desconexión de carga.

Tabla 2. Definición de desconexión de cargas. Valores en % sobre la potencia nominal del generador a ensayar

Prueba	Carga inicial	Carga final
1	90÷100%	60÷70%
2	90÷100%	30÷40%
3	90÷100%	0%
4	60÷70%	30÷40%
5	60÷70%	0%
6	30÷40%	0%

Repetir cada una de las pruebas tres veces.

La prueba se da por válida si para cada uno de los escalones de carga el generador reajusta la potencia producida, llegando al régimen permanente, de modo que la energía inyectada aguas arriba del punto de interconexión entre generación y consumo cumpla los requisitos indicados en los puntos I.2.1 o I.2.2, según corresponda. Esta condición deberá ser verificada para los valores de potencia intercambiada con la red medidos cada 50 ms durante los 2 minutos de la prueba.

I.3.3 Respuesta ante incrementos de potencia de generación:

El sistema de limitación de potencia deberá garantizar que, ante un incremento de potencia en la fuente de energía primaria, por ejemplo, una subida de irradiancia en una instalación fotovoltaica, que lleve a una situación en la que haya más energía disponible que consumo, el generador reajusta su producción llegando de nuevo al régimen permanente en menos de 2 segundos.

La prueba se debe repetir con los diferentes generadores tipo que vayan a homologarse para el sistema, pudiéndose probar cada uno de ellos por separado.

Para verificar esta condición se realiza el ensayo con la secuencia de operaciones siguiente:

1. Conectar el generador a ensayar a una fuente de energía que alimente el generador y que sea capaz de suministrar entre un 40 % y un 50 % de la potencia del generador a ensayar.
2. Conectar el generador a la red a ensayar.
3. Conectar una carga que consuma entre el 60 % y el 70 % de la potencia del generador a ensayar.
4. Aumentar mediante un escalón la potencia disponible en la fuente de energía por encima del 90 % de la potencia nominal del generador a ensayar.
5. Medir la potencia intercambiada con la red, con una precisión de al menos el 0,5 %, realizando medidas cada 50 ms en una ventana de tiempo de 2 minutos que comprenda al menos un minuto antes y después del incremento de la potencia del generador.

Repetir cada una de las pruebas tres veces.

La prueba se da por válida si para cada uno de los escalones el generador reajusta la potencia producida llegando al régimen permanente, de modo que la energía inyectada aguas arriba del punto de interconexión entre generación y consumo cumpla los requisitos indicados en los puntos I.2.1 o I.2.2, según corresponda. Esta condición deberá ser verificada para los valores de potencia intercambiada con la red medidos cada 50 ms durante los 2 minutos de la prueba.

I.3.4 Actuación en caso de pérdida de comunicaciones:

El generador debe dejar de generar en caso de pérdida de la comunicación entre los diferentes elementos del sistema en un tiempo inferior a 2 segundos. En caso de que el elemento de control esté integrado en uno de los dispositivos requeridos (equipo de medida de potencia o generador) no será preciso comprobar la comunicación entre los elementos integrados en un mismo dispositivo.

Para verificar esta condición se realiza el ensayo con la secuencia de operaciones siguiente:

1. Conectar el generador a ensayar a una fuente de energía que alimente el generador y que sea capaz de suministrar una potencia igual o superior a la potencia del generador a ensayar.
2. Conectar el generador a la red interior a ensayar.
3. Establecer una carga del 60 % y el 70 % de la potencia nominal del generador.
4. Cortar la comunicación entre el elemento de control y el equipo de medida de potencia.
5. Medir el tiempo transcurrido entre el corte de la comunicación y la desconexión del generador o limitación total de potencia del generador (0 %).
6. Medir la potencia generada por el generador, con una precisión de al menos el 0,5 %, realizando medidas cada 50 ms.

La prueba se repetirá 3 veces.

La prueba se da por válida si el generador se desconecta o reduce hasta cero la potencia generada en menos de 2 segundos.

Repetir la prueba cortando la comunicación entre el elemento de control y el generador.

I.3.5 Determinación del número máximo de generadores:

En caso de que el sistema de reducción de potencia pueda utilizarse con más de un generador, se repetirán los siguientes ensayos con dos generadores trabajando en paralelo, aportando cada uno de ellos entre el 40 % y el 60 % de la potencia total de las cargas, de manera que entre ambos cubran el 100 % del consumo.

1. Tolerancia en régimen permanente.
2. Respuesta ante desconexiones de carga.

En este caso se medirán los tiempos de respuesta del sistema y se compararán con los tiempos obtenidos en caso de un único generador. La diferencia de tiempos resultante permitirá determinar el número máximo de generadores que se podrán conectar en la instalación de acuerdo a:

$$t_1 + t_r \cdot (N-1) \leq 2 \text{ segundos}$$
$$N \leq \frac{2 - t_1}{t_r} + 1$$

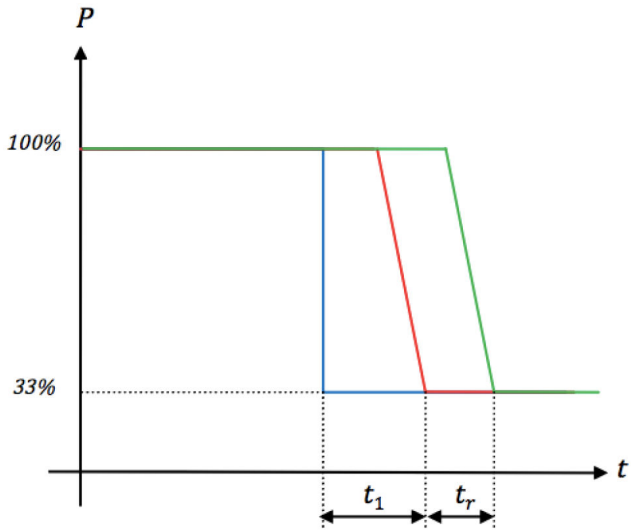
Siendo:

N: Número máximo de generadores que es posible incluir en el sistema

t_1: Tiempo de respuesta con un único generador. Se tomará el tiempo de respuesta máximo obtenido.

t_r: Diferencia entre el tiempo de respuesta máximo con uno y dos generadores.

Figura 5: Ejemplo de tiempos de respuesta del sistema ante una desconexión de carga del 100 % al 33 % con uno o dos generadores (Azul-Potencia consumida por la carga, Rojo-Potencia producida en instalación con un generador, Verde-Potencia producida en instalaciones con dos generadores)



I.4 Evaluación de la conformidad:

La evaluación de la conformidad con los requisitos del presente anexo de los sistemas para evitar el vertido de energía a la red, tanto si están integrados en el generador, como si son externos, se realizará mediante la documentación siguiente:

1. Esquema básico del sistema, incluyendo la forma de conexión del generador, las protecciones que deben existir o colocar en la instalación y las precauciones aplicables sobre la potencia de las cargas y tipos de receptores que puedan conectarse en los circuitos alimentados simultáneamente por la red y el generador, dependiendo de su conexión a la instalación de autoconsumo.
2. Equipo de medida de potencia y clase de los transformadores de medida para medida de potencia.
3. Elemento de control. En caso de que vaya incluido en alguno de los dispositivos del sistema, por ejemplo, en el equipo de medida de potencia o en el generador, deberá quedar reflejado.
4. Tipo de comunicaciones empleado entre los diferentes elementos.

5. Generadores tipo para los que el sistema es válido.
6. Potencia del generador tipo ensayado y generadores / equipos de medida asimilables.
7. Algoritmo de control.
8. Características eléctricas del generador.
9. Número máximo de generadores a conectar.
10. Informe de ensayos de las pruebas especificadas en el apartado I.3 realizado por un laboratorio de ensayos acreditado según UNE-EN ISO/IEC 17025.»

Disposición final tercera. *Modificación del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.*

El Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, se modifica como sigue:

Uno. Se modifica el apartado 12 del artículo 3, que queda redactado de la siguiente manera:

«12. Encargado de la lectura: entidad responsable de realizar la lectura (ya sea en modo remoto, local o visual), poner la información a disposición del operador del sistema y del resto de participantes en la medida, así como otras funciones asociadas, para los puntos de medida con el alcance y condiciones que en cada caso se determine en este reglamento y disposiciones que lo desarrollen.
Son encargados de la lectura para todos los tipos de punto de medida:

1.º Puntos frontera de clientes:

a) La empresa distribuidora es el encargado de la lectura en relación con los datos requeridos para la facturación de los peajes de acceso y cargos y la energía que haya de liquidarse en el mercado.
b) Cuando el cliente adquiera la energía mediante comercializadora, la empresa de distribución pondrá a disposición de la empresa comercializadora y del operador del sistema, en la forma que se defina, los datos requeridos para la liquidación de la energía en el mercado.

2.º Puntos frontera de generación tipo 3, 4 y 5:

La empresa distribuidora es el encargado de la lectura para las instalaciones de generación que por el valor de su potencia nominal deban ser clasificadas en su conjunto como tipo 3, 4 o 5, según clasificación establecida en el artículo 6.

3.º Otros puntos frontera:

Para el resto de puntos frontera, el encargado de la lectura será el operador del sistema.»

Dos. Se modifica el apartado 4 del artículo 7, que queda redactado de la siguiente manera:

«4) Son puntos de medida tipo 4:

a) Puntos situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW.
b) Puntos situados en las fronteras de instalaciones de generación, cuya potencia aparente nominal sea igual o inferior a 50 kVA y superior a 15 kVA.»

Tres. Se modifica el apartado 3 del artículo 9, que queda redactado de la siguiente manera:

«3. Dispondrán de dispositivos de comunicación para la lectura remota todos los equipos de medida de tipo 1 y 2, así como los de tipo 3 y 4 que no correspondan a fronteras de cliente. En los puntos de medida tipo 3 y 4 de fronteras de clientes la lectura remota será opcional. Los equipos de medida de tipo 4 y de tipo 3 que no disponga de comunicaciones para la lectura remota, deberán estar preparados para

poder conectar los dispositivos de transmisión, módem y línea que permitan su lectura en modo remoto. Para los puntos de medida de tipo 5 se estará a lo dispuesto en el apartado 7 de este artículo.»

Cuatro. Se modifica el apartado 7 del artículo 9, que queda redactado de la siguiente manera:

«7. Se instalarán registradores con carácter general en los puntos de medida tipo 1, 2, 3 y 4, los cuales podrán estar integrados en un contador combinado o constituir un dispositivo independiente de los contadores. Cada registrador podrá almacenar información de uno o más equipos de medida, con las condiciones que establezcan las instrucciones técnicas complementarias.

El registrador de puntos de medida tipo 1, 2 y 3 deberá tener capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta 5 minutos, así como para registrar y almacenar los parámetros requeridos para el cálculo de las tarifas de acceso o suministro (energía activa y reactiva y valores de potencia), con la periodicidad y agregación que exija la normativa tarifaria correspondiente. Cuando esta no requiera un periodo de integración menor, el registro de energía activa será horario.

Los equipos de los puntos de medida tipo 4 dispondrán de seis registros de energía activa, seis de energía reactiva y otros seis de potencia. Así mismo, los equipos tendrán capacidad para programar los parámetros necesarios para la facturación de las tarifas integrales y de acceso. No obstante lo anterior, los equipos deberán disponer de capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta una hora, así como registrar y almacenar las curvas horarias de energía activa y reactiva de un mínimo de 3 meses.

Los equipos básicos tipo 5 deberán permitir la discriminación horaria de las medidas, con capacidad para gestionar al menos seis periodos programables. Para cada periodo se registrarán y almacenarán las energías activa y reactiva (en los sentidos y cuadrantes en que sea posible la circulación de energía), la máxima potencia cuarto horaria y la fecha y hora del máximo. No obstante lo anterior, los equipos deberán disponer de capacidad para parametrizar periodos de integración de hasta una hora, así como registrar y almacenar las curvas horarias de energía activa y reactiva de un mínimo de 3 meses.»

Cinco. Se modifica el apartado 9 del artículo 9 del Reglamento unificado de puntos de medidas, que queda redactado de la siguiente manera:

«9. Podrán integrarse en los sistemas de telegestión y telemedida previstos en el punto anterior, los equipos ubicados en baja tensión en fronteras tipo 3 y 4, siempre que dichos equipos cumplan, además de las especificaciones propias del sistema de telegestión y telemedida, todos los requisitos establecidos en el presente reglamento y normas de desarrollo para los puntos de medida tipo 3, 4 y 5, el que resulte más exigente en cada caso; con la excepción de los protocolos de comunicaciones, que podrán ser específicos, según lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 20 de este reglamento.»

Disposición final cuarta. *Modificación del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.*

Se modifica el artículo 12.2 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, que queda redactado como sigue:

Uno. Se modifica el artículo 12.2, que queda redactado como sigue:

«2. Si la potencia nominal de la instalación de generación a conectar a la red de distribución es superior a 15 kW, la conexión de la instalación a la red será trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a 5 kW.

Asimismo, en aquellos casos de autoconsumo en el que las instalaciones de generación próximas y asociadas lo sean a través de red interior, si el consumo es trifásico la conexión de la instalación de generación también deberá serlo.»

Dos. Se modifica el artículo 13.1, el cual queda redactado de la siguiente manera:

«1. La conexión se realizará en el punto de la red del titular más próximo al origen de su instalación que permita aislar la instalación generadora del sistema eléctrico, cuando así sea requerido. La conexión de la generación que se realice en baja tensión se ajustará a los esquemas y modos de conexión permitidos en el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, según sea la tipología de la instalación y su potencia. La generación que se conecte en alta tensión se ajustará a los esquemas y modos de conexión del Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de alta tensión.»

Disposición final quinta. *Desarrollo normativo.*

1. Se autoriza a la Ministra para la Transición Ecológica, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo de este real decreto, así como para modificar, por medio de orden ministerial, sus anexos.

2. En particular, mediante orden de la Ministra para la Transición Ecológica previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se modificará el Anexo I para desarrollar los mecanismos y requisitos que resulten necesarios para permitir la implementación de coeficientes de reparto dinámicos para el autoconsumo colectivo o asociado a una instalación a través de la red.

Disposición final sexta. *Título competencial.*

El presente real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final séptima. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entra en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado»

ANEXO I

Cálculo de las energías y potencias a efectos de facturación y liquidación para el autoconsumo colectivo o asociado a una instalación a través de la red

Las energías y potencias a efectos de facturación y de liquidación definidas en el artículo 3 del presente real decreto se calcularán de acuerdo con lo establecido a continuación:

1. Coeficientes y requisitos de los coeficientes de reparto.

La energía horaria neta generada individualizada de aquellos sujetos i que realicen autoconsumo colectivo o consumidores asociados a una instalación próxima a través de la red, $ENG_{h,i}$ será:

Siendo:

ENG_h energía neta horaria total producida por el generador o los generadores.

$\beta_{h,i}$ es el coeficiente de reparto horario en la hora h entre los consumidores que participan del autoconsumo colectivo de la energía generada en la hora h.

Para cada consumidor i participante del autoconsumo colectivo, este coeficiente tomará los valores que figuren en un acuerdo firmado por todos los consumidores participantes del

autoconsumo colectivo y notificado a la empresa distribuidora como encargada de lectura de los consumos. El valor de estos coeficientes podrá determinarse en función de la potencia a facturar de cada uno de los consumidores asociados participantes, de la aportación económica de cada uno de los consumidores para la instalación de generación, o de cualquier otro criterio siempre que exista acuerdo firmado por todos los participantes y siempre que la suma de estos coeficientes $\beta_{h,i}$ de todos los consumidores que participan en el autoconsumo colectivo sea la unidad para cada hora del periodo de facturación. El coeficiente tomará el valor de 1 para cada hora del periodo de facturación en los casos en que sólo exista un consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red.

El valor de estos coeficientes de reparto podrá ser distinto para cada hora del periodo de facturación, siempre que exista acuerdo firmado por todos los participantes y siempre que la suma de estos coeficientes β_i de todos los consumidores que participan en el autoconsumo colectivo sea la unidad para cada hora del periodo de facturación.

Ficheros.

Si los participantes del autoconsumo optan por un reparto horario variable, la información de estos coeficientes de reparto deberá remitirse a la empresa distribuidora de acuerdo a las siguientes especificaciones:

i. Los consumidores, o en su caso los comercializadores que actúen como mandatarios de los mismos, deberán remitir un fichero texto plano de extensión ".txt" que contendrá el valor de los coeficientes de los consumidores que participan en el autoconsumo con el valor de todas las horas del año en curso con independencia de si las mismas han transcurrido o no. Este fichero tendrá las siguientes características:

a) El nombre del fichero será el del Código de Autoconsumo (CAU), seguido de un guion bajo, posteriormente se añadirá el correspondiente año expresado numéricamente con cuatro dígitos, seguido de la extensión ".txt"
b) El separador de campos será el punto y coma ";"
c) El carácter decimal será la coma ",".
d) Los campos y orden que deberán contener serán los siguientes:

Campo	Información y/o unidades	Long.	Tipo	Long. fija	Ejemplo
CUPS.	Código Universal de Punto de Suministro.	22	Cadena.	No	
Hora.	Hora que tomará valores enteros desde 1 a 8760.	4	Entero.	No	523
Coeficiente.	Coeficiente que será un número.	8	Decimal.	No	0,135464

ii. Adicionalmente, los consumidores, o en su caso los comercializadores que actúen como mandatarios de los mismos, podrán remitir el valor de los coeficientes además de para el año en curso, para los siguientes años en ficheros independientes hasta un máximo de 20 años incluido el año en curso. El nombre de cada uno de los ficheros será el del Código de Autoconsumo (CAU), seguido de un guion bajo, posteriormente se añadirá el del correspondiente año expresado numéricamente con cuatro dígitos, seguido de la extensión ".txt".

iii. Si al inicio del año siguiente el distribuidor no dispusiera de los coeficientes para dicho año, este aplicará a cada hora el valor de los coeficientes del año anterior. El distribuidor pondrá este hecho en conocimiento de los comercializadores de los autoconsumidores, los cuales deberán informar a sus clientes de este hecho. Si ese año fuera bisiesto, los valores de cada una de las horas del día 29 de febrero serán los mismos que estén previstos para las horas del día 28 del mismo mes.

Si todos los participantes del autoconsumo optan por coeficientes constantes a lo largo de todo el año, los consumidores, o en su caso los comercializadores que actúen como mandatarios de los mismos, deberán remitir un fichero texto plano de extensión ".txt" que contendrá el valor de los coeficientes de los consumidores que participan en el autoconsumo con un solo valor para cada uno de ellos. Este fichero tendrá las siguientes características:

a) El nombre del fichero será el del Código de Autoconsumo (CAU), seguido de un guion bajo, posteriormente se añadirá el correspondiente año expresado numéricamente con cuatro dígitos, seguido de la extensión ".txt".

b) El separador de campos será el punto y coma ";"
c) El carácter decimal será la coma ",".
d) Los campos y orden que deberán contener serán los siguientes:

Campo	Información y/o unidades	Long.	Tipo	Long. fija	Ejemplo
CUPS.	Código Universal de Punto de Suministro.	22	Cadena.	No	
Coeficiente.	Coeficiente que será un número.	8	Decimal.	No	0,135464

Aplicación de los coeficientes de reparto y plazos de activación y de modificación.

Se entenderá que la notificación de los consumidores, o en su caso a los comercializadores que actúen como mandatarios de los mismos a la empresa distribuidora de los coeficientes es correcta cuando todos los consumidores asociados que participan en un mismo autoconsumo colectivo aporten la siguiente información:

a) El mismo fichero de los coeficientes de reparto, el cual deberá cumplir los requisitos y criterios recogidos en el presente anexo.
b) El acuerdo firmado de reparto de cada uno de los consumidores asociados de un mismo autoconsumo colectivo.

En caso de que los ficheros se ajusten a los requisitos y criterios, y no contengan errores, la empresa distribuidora comunicará los consumidores, o en su caso a los comercializadores que actúen como mandatarios, la fecha de activación del autoconsumo o, en su caso, la fecha en que se aplicarán las modificaciones de los coeficientes del mismo.

La fecha de activación o utilización de los nuevos coeficientes será desde las 0 horas del primer día del mes siguiente a aquel en que la empresa distribuidora dispone de la información correcta y completa si este hecho sucede durante los primeros 10 días del mes en curso, o desde las 0 horas del primer día del segundo mes a aquel en que se dispone de esta información correcta y completa si se dispone de ésta a partir del día 11 del mes en curso.

La empresa distribuidora como encargada de lectura deberá aplicar los coeficientes de reparto $\beta_{h,i}$ que contenga el acuerdo firmado que le haya sido notificado. En ningún caso los coeficientes se aplicarán a energía generada con anterioridad a la fecha señalada en el párrafo anterior.

Si la información no estuviera completa o resultase incorrecta la empresa distribuidora deberá solicitar la pertinente subsanación a los consumidores, o en su caso los comercializadores que actúen como mandatarios de los mismos.

Sin perjuicio de lo previsto en el artículo 8.5 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, en relación con la permanencia en la modalidad de autoconsumo elegida, el valor de los coeficientes de reparto podrá ser modificado con una periodicidad no inferior a cuatro meses, previa comunicación al encargado de la lectura correspondiente con la antelación suficiente.

2. La energía horaria autoconsumida individualizada de aquellos sujetos que realicen autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red, $Eaut_{h,i}$, de cada uno de los consumidores i se calculará como:

a) Si la energía horaria consumida individualizada del consumidor es superior en valor absoluto a la energía horaria neta generada individualizada, el autoconsumo horario individualizado será el valor de la energía horaria neta generada individualizada:

$$Eaut_{h,i} = ENG_{h,i}$$

b) Si es inferior, el autoconsumo horario individualizado, $Eaut_{h,i}$, será el valor de la energía horaria consumida individualizada de cada consumidor.

3. En su caso, para las instalaciones de autoconsumo con excedentes, en los que existan varias instalaciones de producción con un solo equipo de medida de generación neta, el reparto de la energía horaria excedentaria de generación vertida entre cada una de las instalaciones de producción k que participen en dicho autoconsumo colectivo o instalaciones próximas a través de la red será:

$$V_{h,k} = \alpha_k * (ENG_{h,k} - \sum_i Eaut_{h,i})$$

Siendo:

$V_{h,k}$:Es el vertido neto horario de la instalación k.

$ENG_{h,k}$:Es la energía neta horaria producida por la instalación k.

α_k:Es el coeficiente de reparto de la energía horaria neta generada por la instalación k que se utilizará en ausencia de definición de coeficientes de reparto por acuerdo firmado por todos los sujetos participantes del autoconsumo colectivo y notificado al distribuidor como encargado de lectura de la generación siempre que la suma de estos coeficientes de todos los consumidores que participan en el autoconsumo colectivo sea la unidad.

Estos coeficientes se calcularán de acuerdo a la siguiente formulación:

$$\alpha_k = \frac{PI_k}{\sum_j PI_j}$$

Siendo:

PI_k: la potencia instalada de la instalación k.

$\sum_j PI_j$:suma de las potencias instaladas de las instalaciones de generación.

4. En cualquier caso, la suma de la energía horaria excedentaria y la energía horaria autoconsumida de todos los consumidores asociados debe ser igual a la energía neta horaria total producida por el generador o los generadores.

ANEXO II

Estructura del registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica y de los datos que deberán ser remitidos por las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla

La estructura del registro administrativo y del fichero de intercambio de información será la siguiente:

1. Sección primera

Datos del titular del punto de suministro

Titular del punto de suministro.
NIF del titular del punto de suministro.
Dirección del titular (domicilio social).
Municipio/Código Postal del titular.
Provincia titular.
País.
Teléfono de contacto del titular.
Correo electrónico de contacto del titular.

Datos del punto de suministro

CUPS del suministro.
Potencia contratada.
Tensión del punto de conexión.
Dirección.
Municipio/Código Postal.
Provincia.
Referencia catastral de parcela/construcción.
Empresa distribuidora, o en su caso transportista, a la que está conectado.

Datos de la instalación de generación

Tecnología del generador de acuerdo con artículo 2 del RD 413/2014, de 6 de junio y, en su caso, combustible empleado.
Potencia instalada del equipo generador (KW).

Datos de la instalación de almacenamiento (solo si dispone de ella)

Potencia instalada de salida (kW).
Energía máxima almacenada (kWh)

Detalles del representante que presenta la comunicación (solo si la comunicación es presentada por un representante)

Empresa representante (si existe).
NIF de la empresa representante.
Usuario representante de la empresa o del titular.
NIF del usuario representante.
Dirección (incluyendo el código postal).
Teléfono.
Dirección de correo electrónico.

Certificado eléctrico de la Instalación de Autoconsumo

Número de identificación/expediente de la CC.AA.

Tipología de autoconsumo

Sección
Subsección
Individual/Colectivo

2. Sección segunda

Datos del titular del punto de suministro

Titular del punto de suministro.
NIF del titular del punto de suministro.
Dirección del titular (domicilio social).
Municipio/Código Postal del titular.
Provincia titular.
País.
Teléfono de contacto del titular.
Correo electrónico de contacto del titular.

Datos del punto de suministro

CUPS del suministro.
Potencia contratada.
Tensión del punto de conexión.
Dirección.
Municipio/Código Postal.
Provincia.
Referencia catastral de parcela/construcción.
Empresa distribuidora, o en su caso transportista, a la que está conectado.

Datos de la instalación de generación

Titular de la instalación de generación.
NIF del titular de la instalación de generación.

Dirección del titular (domicilio social).
Municipio/Código Postal del titular.
Provincia titular.
País.
Teléfono de contacto del titular.
Correo electrónico de contacto.

Datos de la instalación de generación

Tecnología del generador de acuerdo con artículo 2 del RD 413/2014, de 6 de junio y, en su caso, combustible empleado.
Potencia instalada del equipo generador (KW).
Número de inscripción en el registro administrativo de Instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica. (si procede)
Código CIL (si procede).

Datos de la instalación de almacenamiento (solo si dispone de ella)

Potencia instalada de salida (kW).
Energía máxima almacenable (kWh).

Detalles del representante que presenta la comunicación (solo si la comunicación es presentada por un representante)

Empresa representante (si existe).
NIF de la empresa representante.
Usuario representante de la empresa o del titular.
NIF del usuario representante.
Dirección (incluyendo el código postal).
Teléfono.
Dirección de correo electrónico.

Certificado eléctrico de la Instalación de Autoconsumo

Número de identificación/expediente de la CC.AA.

Tipología de autoconsumo

Sección
Subsección (a/b1/b2 según artículo 19)
Individual/Colectivo

§ 119

Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos

Ministerio de la Presidencia, Relaciones con las Cortes y Memoria Democrática
«BOE» núm. 328, de 17 de diciembre de 2020
Última modificación: 30 de enero de 2025
Referencia: BOE-A-2020-16350

I

Los costes de los diferentes factores de producción, incluyendo las materias primas, costes laborales, logísticos, fiscales, financieros o energéticos determinan la competitividad de los sectores productivos. Cada sector industrial tiene una estructura de costes distinta y está sujeto a una determinada intensidad comercial con los mercados globales que determinará su competitividad.

La industria electrointensiva es aquella cuyo principal factor de producción, aunque no el único, es la electricidad. Para estas industrias electrointensivas, cuando compiten en mercados globales, el coste del suministro eléctrico resulta especialmente crítico.

La Comisión Europea reconoce la sensibilidad que tienen las industrias electrointensivas a factores locales de precio. En sus directrices recoge la importancia y el impacto que tiene el coste del suministro eléctrico en la industria electrointensiva, por lo que muchos de los países de la Unión Europea están evolucionando hacia un modelo sensible al coste del suministro eléctrico en esta industria, implantando una combinación de medidas que protejan su competitividad en los componentes que forman la factura final del suministro eléctrico.

Esta especial consideración de los costes energéticos para los consumidores industriales electrointensivos en la Unión Europea se justifica aún más mientras no se logre un efectivo mercado interior de electricidad que permita precios únicos y competitivos en todo el territorio de la Unión, mediante el incremento de las interconexiones y la armonización plena de las reglas de mercado y la regulación, y mientras no se avance en un compromiso real y firme a nivel global de descarbonización.

También hay que destacar que la propuesta de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 de España (PNIEC) incluye un ambicioso objetivo de instalación de nueva generación eléctrica de energía renovable, que ejercerá a medio plazo un efecto moderador muy apreciable sobre los precios mayoristas de la electricidad, algo que ya se puede apreciar en la actualidad en las horas y días en las que la producción renovable es mayor, desplazando a las tecnologías térmicas. De los menores precios del mercado provocados por la instalación de nueva generación renovable se benefician todos los consumidores en su conjunto, pero especialmente aquellos para los que el precio de la energía (frente a otros componentes como los peajes o los cargos) supone una proporción mayor de su factura eléctrica, como es el caso de las empresas electrointensivas.

En tanto no se vaya materializando la masiva instalación de renovables prevista en el PNIEC y no se desarrolle un Estatuto Europeo de Consumidor Electrointensivo, que

garantice un marco homogéneo y de competencia para toda la industria europea, dentro de los objetivos de la política industrial es necesario definir en el ámbito nacional este tipo de consumidor y arbitrar medidas tendentes a acercar las condiciones de suministro eléctrico con otros países de nuestro entorno europeo y con ello, junto con otras medidas no energéticas que afecten al resto de factores de producción y que también redunden en la mejora de la competitividad de estas industrias, conseguir mantener y/o mejorar la competitividad de las empresas industriales electrointensivas a nivel europeo e internacional.

Con este fin, el Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España, en su artículo 4 contempla la figura del consumidor electrointensivo y da un mandato al Gobierno para que, en un plazo de seis meses, mediante real decreto, elabore y apruebe un Estatuto de los Consumidores Electrointensivos que los caracterice y establezca los mecanismos a los que se podrán acoger, encaminados a mitigar los efectos de los costes energéticos sobre la competitividad, de conformidad con la normativa de la Unión Europea, así como las obligaciones y compromisos que deberán asumir dichos consumidores en el ámbito de la eficiencia energética, sustitución de fuentes energéticas emisoras contaminantes, inversión en I+D+i y empleo, entre otros.

Este mismo objetivo ha sido recogido posteriormente en el Marco Estratégico de Energía y Clima, presentado por el Gobierno en el Consejo de Ministros del 22 de febrero de 2019, estableciendo la aprobación del Estatuto de los Consumidores Electrointensivos como una de las medidas de acompañamiento específico a los sectores estratégicos industriales previstas en la Estrategia de Transición Justa.

II

El artículo 4 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, establece los criterios básicos para caracterizar a los consumidores electrointensivos destacando sus particularidades como consumidores eléctricos con un elevado uso de la electricidad, un elevado consumo en horas de baja demanda eléctrica y una curva de consumo estable y predecible.

Por ello, en la presente norma se definen los consumidores electrointensivos, fijando los límites mínimos de consumo anual y consumo en valle que requieren estos consumidores para poder optar a esta categoría. Además, se establece un requisito mínimo en el cociente entre el consumo eléctrico y el valor añadido bruto de la empresa.

Asimismo, se establece un sistema de certificación de consumidor electrointensivo, que emitirá la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, previa comprobación del cumplimiento de los requisitos. Esta certificación, que se emitirá a solicitud del interesado, permitirá al consumidor acreditar su condición de electrointensivo. Con ello se facilita al consumidor acceder a los diferentes mecanismos aplicables a este tipo de consumidores, de tal forma que para su aplicación solo debe añadir al certificado los documentos acreditativos del cumplimiento de las obligaciones específicas que se establecen para cada mecanismo.

La Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa realizará el seguimiento de estos consumidores y facilitará a las diferentes Administraciones Públicas y, en su caso, operadores, la información de todos aquellos que tienen esta condición.

Igualmente, el artículo 4 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, establece que el Estatuto de Consumidores Electrointensivos incluirá las obligaciones y compromisos que deberán asumir dichos consumidores en el ámbito de la eficiencia energética, sustitución de fuentes energéticas emisoras y contaminantes, inversión en I+D+i y empleo, entre otros.

Para ello, como primer compromiso, con el fin de asegurar que su consumo es estable y predecible, se exige un seguimiento de la previsión de sus consumos a través del Operador del Sistema.

Adicionalmente, en el Estatuto de los Consumidores Electrointensivos se establecen una serie de obligaciones para estos consumidores relativas a la gestión de la energía en los procesos industriales de acuerdo con las mejores prácticas y la mejora de la eficiencia energética y el fomento de la contratación a plazo, lo que redundará en menores emisiones de gases de efecto invernadero y una mayor sostenibilidad en los usos energéticos industriales, permitiendo de esta manera que los sectores industriales contribuyan al

cumplimiento de los objetivos de energía y clima asumidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, incluido en el Marco Estratégico de Energía y Clima.

El proceso de transformación de la industria no puede esperar y debe incorporarse a la transición ecológica y tecnológica emprendida por la sociedad. Este Estatuto viene a facilitar dicha transición, permitiendo mitigar, en tanto se producen las innovaciones necesarias, la repercusión en los precios de la energía de los costes asociados al desarrollo de las energías renovables, de la cogeneración de alta eficiencia y del extracoste de financiación de los territorios no peninsulares. Se trata, por tanto, de un instrumento de política industrial con el que el Gobierno acompaña a la industria facilitando una transición tecnológicamente innovadora y ecológica hacia un escenario neutro en emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero, todo ello sin perjuicio de otros mecanismos de política industrial, comercial, energética, fiscal o medioambiental que estén establecidos o se establezcan en el futuro a los que puedan optar estos consumidores industriales.

Otra obligación que se contempla desde la perspectiva de esta política industrial es el mantenimiento del empleo y la actividad industrial, que debe ser una condición *sine qua non* para el despliegue y disfrute de las medidas contempladas en el Estatuto.

El artículo 5 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, se obliga a los beneficiarios de estos mecanismos de la industria electrointensiva a mantener la actividad productiva durante un periodo de tres años, a partir de la fecha de concesión de los beneficios, salvo en los supuestos de situaciones de crisis empresarial, considerándose que esta obligación se incumple si proceden de manera efectiva a reducir en más de un 85 por ciento su producción o se materializa un despido colectivo que implique una reducción de más de un 85 por ciento de toda su plantilla de trabajadores, en cuyo caso el receptor quedará obligado al reintegro de los beneficios derivados de estos mecanismos.

No obstante, también se preveía la posibilidad de excluir el reintegro en el caso de aquellas empresas que reduzcan su capacidad productiva o su plantilla en más de un 85 por ciento, pero lo hagan de forma temporal durante el proceso de búsqueda de nuevos inversores, siempre que desemboque en el reinicio de la actividad de la instalación recuperando, al menos, el 50 por ciento de su producción y de su nivel de empleo anteriores, si bien se dejaba pendiente para un posterior desarrollo reglamentario. La presente norma, por tanto, viene a desarrollar y establecer el procedimiento de exclusión del reintegro y sus condiciones.

Se aclaran además otras definiciones y conceptos del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre.

Por último, se recogen nuevos mecanismos de política industrial a los que podrán acceder los consumidores por su condición de electrointensivos y que estarán encaminados, tal como dispone el Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, a mitigar los efectos de los costes energéticos sobre la competitividad, de conformidad con la normativa de la Unión Europea.

Estos mecanismos se unen a otros ya existentes de naturaleza tributaria, como el Impuesto Especial sobre Electricidad, en el que, con el objetivo de mantener la competitividad de aquellos sectores cuyo consumo en electricidad es intensivo, se recogen determinados beneficios fiscales. En concreto, la electricidad consumida en actividades industriales cuyo coste de electricidad represente más del 50 por ciento del coste de un producto, en actividades industriales cuyas compras o consumo de electricidad representen al menos el 5 por ciento del valor de la producción, en riegos agrícolas, en procesos de reducción química, electrolíticos, mineralógicos y metalúrgicos goza de una reducción del 85 por ciento en la base imponible del citado Impuesto.

Otro mecanismo de apoyo de política industrial, ya existente, en el que están incluidos prácticamente todos los consumidores electrointensivos es la compensación de costes por emisiones indirectas de gases de efecto invernadero para empresas de determinados sectores y subsectores industriales a los que se considera expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono, conforme a lo establecido en las Directrices de la Comisión Europea mediante Comunicación de la Comisión Europea 2012/C 158/04 referida a «Directrices relativas a determinadas medidas de ayuda estatal en el contexto del régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero». Este mecanismo ya se encuentra incorporado en nuestro ordenamiento mediante el Real Decreto 1055/2014, de 12 de

diciembre, por el que se crea un mecanismo de compensación de costes de emisiones indirectas de gases de efecto invernadero para empresas de determinados sectores y subsectores industriales a los que se considera expuestos a un riesgo significativo de «fuga de carbono» y se aprueban las bases reguladoras de la concesión de las subvenciones para los ejercicios 2014 y 2015 y el Real Decreto 655/2017, de 23 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 1055/2014, de 12 de diciembre, y se prorroga su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2020. Estas compensaciones están sujetas a disponibilidad presupuestaria, previa autorización de la Comisión Europea y de acuerdo con las citadas Directrices dictadas por la misma.

El primer mecanismo de apoyo novedoso que recoge el Estatuto de los Consumidores Electrointensivos es la compensación de costes imputables a la financiación de apoyo para la electricidad procedente de fuentes renovables y repercutidas en los precios del suministro de electricidad, para empresas de determinados sectores y subsectores industriales, de acuerdo con lo establecido en la Comunicación de la Comisión Europea 2014/C 200/01, sobre «Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020». El Estatuto de los Consumidores Electrointensivos incorpora a nuestro ordenamiento el mecanismo para compensar a los consumidores electrointensivos pertenecientes a sectores cuya posición competitiva se ve afectada por los costes derivados de la financiación del apoyo a la energía procedente de fuentes renovables y, además, se incluyen las bases reguladoras de la concesión de las subvenciones. Estas compensaciones, como en el caso de la compensación de costes de emisiones indirectas de gases de efecto invernadero, están sujetas a disponibilidad presupuestaria, previa autorización de la Comisión Europea y de acuerdo con las citadas Directrices.

Asimismo, la compensación se extiende a los costes imputables a la financiación de apoyo para la electricidad procedente de las fuentes de cogeneración eficiente y a los costes imputables a la financiación del extracoste de los territorios no peninsulares que, al igual que en el caso anterior, son repercutidos en los precios del suministro de electricidad a través de los cargos.

El primero de estos costes que se repercute en los cargos a los consumidores, el relativo a la financiación de renovables, así como el correspondiente a la financiación de la cogeneración de alta eficiencia, sirve como objetivo de interés común para contribuir a la seguridad y diversificación del suministro, así como a la consecución de los objetivos medioambientales; el relativo al extracoste de los territorios no peninsulares, responde a razones de cohesión y solidaridad territorial, ya que tiene como objeto compensar los costes de producción más altos que se producen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares en comparación con los costes del territorio peninsular, un extracoste del que se repercute un 50 por ciento en los cargos que aplican a los consumidores.

La compensación de los cargos referidos se calculará a partir de los importes satisfechos por los consumidores elegibles por estos conceptos, en aplicación de los precios de los cargos que se deriven de la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, que compete aprobar al Gobierno en virtud de los previsto en el artículo 16.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Hasta la aprobación de la referida metodología de cargos y su aplicación efectiva mediante el establecimiento de unos precios para los cargos, separados de los precios de los peajes que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se regula un procedimiento transitorio de cálculo de forma implícita de los cargos soportados por los consumidores correspondientes a la financiación de las renovables, la cogeneración de alta eficiencia y el extracoste no peninsular.

De este modo, se asegura un cálculo objetivo, transparente y no discriminatorio de la compensación, así como la proporcionalidad entre el coste incurrido y la ayuda percibida de acuerdo con la referida Comunicación de la Comisión Europea 2014/C 200/01.

Estos dos mecanismos de compensación de cargos para los consumidores electrointensivos, están justificados por las mismas razones expuestas en la sección 3.7.3 de las Directrices citadas y sujetas a disponibilidad presupuestaria, previa autorización de la Comisión Europea. No obstante, en el artículo 17 se establece el ámbito temporal de dichos mecanismos en concordancia con la vigencia de las Directrices de la Comisión Europea sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía (2014/C

200/01), contemplando en la disposición final tercera la posibilidad de su adaptación a las posibles revisiones de dichas Directrices, así como la posibilidad de que el Gobierno, pueda establecer nuevos mecanismos de apoyo para los consumidores electrointensivos con objeto de cumplir lo establecido en el Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre.

Dado que el mecanismo de compensación de estos costes repercutidos en los precios del suministro de electricidad se aplica en todo el territorio nacional, y en beneficio de su efectividad y operatividad, se impone lógicamente la unidad de gestión de las ayudas, ya que no es posible establecer a priori un esquema de distribución territorial del gasto.

En efecto, se aprecia una imposibilidad de establecer criterios apriorísticos para la distribución del presupuesto para estas ayudas, lo que hace inviable un reparto previo del mismo entre las comunidades autónomas. Esto hace que el presupuesto no pueda fraccionarse, dándose el supuesto del párrafo segundo del artículo 86.1 de la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria, y justifica la competencia estatal y la gestión centralizada de este tipo de apoyos, toda vez que los mecanismos de cooperación o coordinación que pudieran establecerse con las comunidades autónomas no resolverían el problema expuesto.

Además, constituye un objetivo fundamental de esta norma la armonización de los criterios que deben guiar la concesión de estas ayudas, siguiendo las directrices establecidas por la Unión Europea, por lo que estas ayudas son compatibles con el mercado interior. La aplicación de dichos criterios, de forma común a los potenciales beneficiarios, es necesaria para garantizar la igualdad de oportunidades en el acceso a los recursos públicos destinados a compensar estos costes repercutidos en los precios del suministro de electricidad en cualquier punto del territorio nacional.

No obstante, con el objeto de tener en cuenta la jurisprudencia sentada por el Tribunal Constitucional, este real decreto ha sido sometido al parecer de las comunidades autónomas. Adicionalmente, una persona representante de las mismas formará parte de la comisión de evaluación de la concesión de las ayudas, en los términos establecidos en el artículo 27.2 de este real decreto.

Por último, el Real Decreto-ley 24/2020, de 26 de junio, de medidas sociales de reactivación del empleo y protección del trabajo autónomo y de competitividad del sector industrial, crea el Fondo Español de Reserva para Garantías de Entidades Electrointensivas (F.C.P.J.) (en adelante FERGEI), dentro de los mecanismos de apoyo a la industria electrointensiva, como un instrumento de fomento a la contratación de las entidades calificadas como consumidores electrointensivos, en particular para la adquisición de energía eléctrica procedente de instalaciones de generación renovable, con el objetivo de facilitar su acceso al mercado de energía. El FERGEI asumirá los resultados de la cobertura por cuenta del Estado de los riesgos derivados de la contratación de adquisición de energía eléctrica a medio y largo plazo de consumidores electrointensivos.

Asimismo, en el Real Decreto-ley 24/2020, de 26 de junio, se atribuye a la Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación S.A., Compañía de Seguros y Reaseguros, Sociedad Mercantil Estatal (CESCE) la condición de Agente Gestor, para que gestione como asegurador o como garante, en nombre propio y por cuenta del Estado, la cobertura del riesgo de crédito (insolvencia de hecho o de derecho) respecto del impago de un consumidor electrointensivo, en el marco de los contratos que suscriban los consumidores certificados en España como electrointensivos para la adquisición a medio y largo plazo de energía eléctrica.

Adicionalmente se establecen los criterios de remuneración por dicha gestión siguiendo las directrices establecidas por la Unión Europea, atendiendo, entre otros, a costes reales y a prácticas de mercado equivalentes y compatibles con el mercado interior.

En cumplimiento del mandato otorgado al Gobierno, mediante el presente real decreto se lleva a cabo el desarrollo reglamentario de los artículos 14.1, 15.2, y 15.8 del citado Real Decreto-ley 24/2020, de 26 de junio, de este instrumento de apoyo a la industria electrointensiva. En concreto, se desarrollan aquellas cuestiones de organización y procedimiento necesarias para que dicho Fondo pueda desenvolverse con precisión, el procedimiento por el que se efectuarán los cobros y se atenderán los pagos derivados de la actividad de cobertura de los riesgos por cuenta del Estado realizada por el Agente Gestor, la composición, funciones y organización de la Comisión de Riesgos del Mercado

Electrointensivo y el detalle pormenorizado para la determinación de la retribución del Agente Gestor, así como algunos aspectos complementarios en materia de gestión contable y presupuestaria del FERGEI.

III

La presente norma se adecua a los principios de buena regulación establecidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. A estos efectos se pone de manifiesto el cumplimiento de los principios de necesidad y eficacia dado el interés general en el que se fundamentan las medidas que se establecen, siendo el real decreto el instrumento más adecuado para garantizar su consecución. La norma es acorde con el principio de proporcionalidad al contener la regulación imprescindible para la consecución de los objetivos previamente mencionados. Igualmente, se ajusta al principio de seguridad jurídica, siendo coherente con el resto del ordenamiento jurídico, estableciéndose un marco normativo estable, integrado y claro. En cumplimiento del principio de transparencia la norma identifica claramente su propósito, ofreciéndose en este preámbulo y en la Memoria del Análisis de Impacto Normativo que la acompaña, una explicación clara de las medidas que se adoptan. Asimismo, la norma ha sido sometida a los trámites de participación pública previstos y a lo largo de la tramitación normativa se han realizado los correspondientes trámites de consulta pública previa e información pública, de acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 26 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno. Por otro lado, el proyecto ha sido sometido a audiencia de las empresas y asociaciones representantes del Consejo Consultivo de Electricidad, de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en lo sucesivo, CNMC). Por último, con respecto al principio de eficiencia, la norma genera las menores cargas administrativas para los ciudadanos, así como los menores costes indirectos, fomentando el uso racional de los recursos públicos.

El real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva para establecer las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, lo dispuesto en el presente real decreto ha sido objeto de informe por la CNMC con fecha 10 de abril de 2019, aprobado por la sala de supervisión regulatoria en su sesión celebrada el 9 de abril de 2019.

En su virtud, a propuesta de la Ministra de Industria, Comercio y Turismo y de la Vicepresidenta Cuarta del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con la aprobación previa de la Ministra de Política Territorial y Función Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación de Consejo de Ministros en su reunión del día 15 de diciembre de 2020,

DISPONGO:

TÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de este real decreto la aprobación del Estatuto de los Consumidores Electrointensivos, conforme con lo establecido en el artículo 4 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España, así como el desarrollo de lo dispuesto en el título III del Real Decreto-ley 24/2020, de 26 de junio, de medidas sociales de reactivación del empleo y protección del trabajo autónomo y de competitividad del sector industrial.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Quedan incluidos en el ámbito de aplicación del presente real decreto los consumidores eléctricos con un uso intensivo de la electricidad, un elevado consumo en horas de baja demanda eléctrica y una curva de consumo estable y predecible, que cumplan los requisitos establecidos en el título II y que obtengan la certificación de la condición de consumidor electrointensivo de acuerdo con lo dispuesto en el mismo.

TÍTULO II

Consumidores electrointensivos

CAPÍTULO I

Caracterización de los consumidores electrointensivos

Artículo 3. *Requisitos para poder optar a la categoría de consumidor electrointensivo.*

1. La categoría de consumidor electrointensivo se otorgará por punto de suministro o instalación de acuerdo con los requisitos establecidos en el artículo 76 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

2. Los consumidores de energía eléctrica que quieran optar por la categoría de consumidor electrointensivo para cada punto de suministro o instalación deberán reunir los siguientes requisitos:

a) Ser consumidores que contraten su energía en el mercado de producción de energía eléctrica por cualquiera de las modalidades previstas en la normativa.

Para los sistemas de los territorios no peninsulares, las referencias acerca del mercado eléctrico deben entenderse como la participación en el despacho técnico de energía, de acuerdo con las condiciones y requisitos del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

b) Haber consumido, durante al menos dos de los tres años anteriores un volumen anual de energía eléctrica superior a 1 GWh, y, a la vez, para esos mismos periodos, haber consumido en las horas correspondientes al periodo tarifario valle al menos el 46 por ciento de la energía.

A los efectos de aplicación del requisito de consumo en el periodo tarifario valle, los períodos tarifarios serán los establecidos en la Circular 3/2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, una vez resulte de aplicación.

El consumo anual para la caracterización del consumidor electrointensivo incorporará todo el consumo eléctrico, incluido el autoconsumo.

c) Operar en un sector o subsector que pertenezca a uno de los códigos de Clasificación Nacional de Actividades Económicas (en adelante CNAE) incluidos en la "lista de sectores en riesgo significativo" o en la "lista de sectores en riesgo" del anexo.

d) Tener un cociente durante al menos dos de los tres años anteriores entre el consumo anual y el valor añadido bruto de la instalación correspondiente al punto de suministro para el cual tenga la categoría de consumidor electrointensivo superior a 0,25 kWh/€. Este valor se revisará anualmente por resolución de la persona titular de la Secretaría General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo para adaptar su valor en función del precio medio del mercado eléctrico del año inmediatamente anterior.

Téngase en cuenta que durante el año 2025, el cociente entre consumo anual y valor añadido bruto de la instalación al que se refiere la letra d) se actualiza a 0,67 kWh/€ para poder

optar a la categoría de consumidor electrointensivo, según establecen los apartados primero y segundo de la Resolución de 27 de enero de 2025. Ref. BOE-A-2025-1711

El valor añadido bruto se referirá siempre a un año natural, es decir, de 1 de enero a 31 de diciembre, con independencia de la definición de los ejercicios fiscales del titular de la instalación.

Se considerará que se cumple este requisito para cualquiera de los tres años anteriores si el valor añadido bruto de la instalación correspondiente a ese año es igual o inferior a cero.

e) La empresa titular del punto de suministro o instalación deberá estar válidamente constituida conforme a la normativa en vigor.

3. Las instalaciones o puntos de suministro que no dispongan de datos correspondientes a los ejercicios anteriores por ser de nueva creación podrán acreditar el cumplimiento de los requisitos b) y d) anteriores con base en proyecciones, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.

4. No podrán obtener la certificación de consumidor electrointensivo aquellas instalaciones que se encuentren en una situación de incumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de la actividad establecidas en el artículo 5 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre.

5. No podrán obtener una nueva certificación de consumidor electrointensivo aquellas instalaciones para las que se haya determinado la pérdida de la certificación, de acuerdo con el procedimiento regulado en el artículo 9, hasta que haya transcurrido un año desde la notificación de dicha pérdida al interesado.

Una vez transcurrido este plazo, en los casos de pérdida por incumplimiento de las obligaciones establecidas en los artículos 11 a 13, para poder obtener una nueva certificación de consumidor electrointensivo, el titular de la instalación deberá acreditar que ha cesado el incumplimiento de las obligaciones que motivaron la pérdida de la certificación, además de la documentación requerida en el artículo 5.

CAPÍTULO II

Certificación de la condición de consumidor electrointensivo

Artículo 4. *Procedimiento electrónico.*

1. De acuerdo con lo establecido en el artículo 14.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, los solicitantes estarán obligados a relacionarse a través de medios electrónicos para la realización de los trámites necesarios en el procedimiento de certificación.

2. Asimismo, el Operador del Sistema se relacionará con la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa y con las empresas distribuidoras y, en su caso, transportistas, a través de medios electrónicos para la realización de los trámites necesarios en el procedimiento de certificación.

Artículo 5. *Inicio del procedimiento de certificación.*

1. Las solicitudes junto con la documentación requerida serán presentadas en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (https://sede.serviciosmin.gob.es).

2. Para certificar la condición de consumidor electrointensivo los interesados deberán dirigir una solicitud a la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa indicando los datos del punto de suministro o instalación para el que lo solicitan.

La documentación a presentar será la siguiente:

a) Modelo de cuestionario electrónico de solicitud, disponible en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (https://sede.serviciosmin.gob.es).

Este modelo incluirá la siguiente información:

1) Datos del solicitante: nombre, dirección, NIF y en calidad de qué representación lo solicita.

2) Datos a efectos de avisos regulados en el artículo 41 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre: email, teléfono.

3) Datos del titular de la instalación o punto de suministro para el cual se quiere obtener la certificación de consumidor electrointensivo: razón social, domicilio social y CIF.

4) Datos del punto de suministro o instalación: nombre y dirección.

5) Sector o subsector en que opera y código CNAE correspondiente al punto de suministro o instalación.

6) CUPS del punto/s de suministro o de la instalación.

7) Valor añadido bruto de la instalación correspondiente al punto de suministro o instalación en cada uno de los tres últimos años.

8) Declaración responsable sobre la veracidad de los datos aportados y de que reúne los requisitos establecidos en el artículo 3. Dicha declaración deberá presentarse en formato electrónico firmado electrónicamente por el declarante, en los términos previstos en el artículo 69 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

b) Poderes de representación de la persona firmante de la solicitud. De la obligación de acreditar representación suficiente estarán exentas las entidades, inscritas en el Registro de Entidades que solicitan ayudas del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (RESA) habilitado en el portal de ayudas, siempre que la persona firmante de la solicitud esté acreditada en dicho registro como persona representante de la entidad.

En el caso de representación mancomunada, deberá aportarse asimismo una copia digitalizada de la solicitud firmada electrónicamente por cada uno de las personas representantes mancomunadas.

c) Informe verificado por un auditor de cuentas inscrito en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas (ROAC) que certifique:

1) El cálculo correcto del valor añadido bruto de cada uno de los últimos tres años.

El valor añadido bruto, se calculará, con remisión a los conceptos del Plan General de Contabilidad, aprobado por Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el Plan General de Contabilidad, como la suma del importe neto de la cifra de negocios, la variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación, los trabajos realizados por la empresa para su activo, otros ingresos de explotación y la imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero, a lo que se restarán los aprovisionamientos y otros gastos de explotación.

Las partidas de «otros gastos de explotación» serán las correspondientes exclusivamente a los tributos que graven los productos (tributos vinculados al volumen de negocios) o la producción (no vinculados al volumen de negocios) y que no sean recuperables directamente de la Hacienda Pública, las correspondientes a los gastos por emisión de gases de efecto invernadero y las correspondientes a los servicios exteriores, excluyendo de estos últimos cuantías referidas a las cuentas de arrendamientos y la parte de servicios prestados por otras empresas que consistan esencialmente en cesión de personal.

El valor añadido bruto de la instalación de la empresa correspondiente al punto de suministro deberá verificarse mediante las cuentas anuales de la empresa. En caso de que una empresa disponga de varios puntos de suministro, el consumidor electrointensivo deberá poner a disposición del auditor de cuentas la información contable a nivel de punto de suministro.

El valor añadido bruto se calculará para el año natural, independientemente del año fiscal que haya definido la sociedad titular de la instalación. Para ello, se utilizará la mejor información contable disponible en el momento de la solicitud. Si, una vez aprobadas las cuentas anuales de la sociedad, se detectan diferencias contables con impacto significativo en el cálculo del valor añadido bruto, se pondrán en conocimiento de la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa junto con la solicitud de renovación de la certificación a la que se refiere el artículo 8, en su caso.

2) En el caso de que la instalación correspondiente al punto de suministro tenga menos de un año de existencia el consumidor remitirá declaración responsable de los datos

relativos a proyecciones del valor añadido bruto, en su caso, con el nivel de desagregación solicitado en el modelo.

En el caso de que la instalación correspondiente al punto de suministro tenga menos de un año de existencia podrán utilizarse proyecciones de datos para el primer, segundo y tercer año de funcionamiento, en los mismos términos que se establecen para la acreditación del consumo en este artículo. Una vez transcurrido el año de proyección, estos consumidores deberán presentar a la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, el cálculo correcto real del valor añadido bruto verificado por un auditor de cuentas inscrito en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas (ROAC) que certifique que cumplió el requisito.

Aquellas empresas que lleven entre 1 y 2 años en funcionamiento a la entrada en vigor del real decreto, no les será de aplicación el cálculo de las proyecciones de datos, siempre y cuando puedan acreditar el cumplimiento de los apartados 2.b) y 2.d) del artículo 3, en el periodo de tiempo que llevan operando (1 o 2 años).

Artículo 6. *Instrucción y finalización del procedimiento de certificación.*

1. La Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa es el órgano competente para instruir y resolver el procedimiento.

2. Recibida la solicitud, la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa procederá de la forma siguiente:

a) Si a la solicitud no acompaña la documentación establecida en el artículo 5, se requerirá al interesado para que, en un plazo improrrogable de diez días, acompañe los documentos preceptivos, con indicación de que, si así no lo hiciere, se le tendrá por desistido de su petición.

b) Realizadas, en su caso, las subsanaciones que se soliciten al interesado, dará traslado de la misma y de la documentación a que se refieren los puntos 2.a) y 2.b) del artículo anterior al Operador del Sistema, quien procederá de la forma siguiente:

i. Pedirá a la empresa distribuidora o al transportista, dependiendo de la red a la que esté conectada la instalación, la confirmación o denegación de que el solicitante reúne los requisitos para la consideración de punto de suministro o instalación establecidos en la normativa de aplicación.

ii. Solicitará a la empresa distribuidora la confirmación o denegación de que el solicitante está al corriente del abono de los peajes y cargos correspondientes al punto de suministro o instalación y solicitará la remisión de los cargos abonados correspondientes al punto de suministro o instalación, en cada uno de los tres años anteriores correspondientes a los consumos realizados en los mismos y desglosados a su vez por periodos tarifarios y comprobará si dichos cargos abonados se corresponden con los consumos realizados.

La empresa distribuidora, o, en su caso, el transportista, estará obligada a remitir la información requerida por el Operador del Sistema en un plazo máximo de veinte días.

iii. Elaborará un informe que remitirá en un fichero de datos firmado electrónicamente a la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa en el plazo de quince días incorporándose al expediente, en el que deberá figurar lo siguiente:

a. Que el solicitante dispone de los equipos, sistemas y comunicaciones requeridos para cumplir lo establecido en el artículo 10.2.

b. El consumo anual de energía eléctrica en los tres años anteriores al de la solicitud y el consumo en valle durante los mismos periodos, así como la comprobación del cumplimiento de los requisitos del artículo 3.2.b).

La verificación de los requisitos de consumo se realizará a partir de las medidas procedentes del concentrador principal de medidas, regulado en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

En el caso de instalaciones o puntos de suministro con menos de un año de existencia, podrán utilizarse proyecciones de datos para el primer año de funcionamiento. Los consumidores deberán presentar una declaración responsable con las proyecciones de datos en su solicitud de certificación como consumidor electrointensivo. No obstante, el

Operador del Sistema, antes del 30 de abril del año siguiente al de la fecha en la que el consumidor haya adquirido la condición de consumidor electrointensivo, comprobará el cumplimiento de los requisitos establecidos en este punto a partir de las medidas del concentrador principal de medidas. En este caso, la comprobación se realizará de forma progresiva conforme a la disponibilidad de datos. Para la comprobación que se realice durante el segundo año de existencia de la instalación o punto de suministro se tendrán en cuenta los datos correspondientes al año anterior y para la comprobación del tercer año se utilizarán los datos correspondientes a los dos años anteriores, de forma que al llegar al cuarto año se incorporarán al régimen general de comprobación.

En el informe, el Operador del Sistema aportará los datos de consumo de cada instalación o punto de suministro por periodos tarifarios, potencias contratadas por periodos tarifarios y cargos de aplicación por periodos tarifarios, todo ellos durante cada uno de los tres últimos años o las correspondientes proyecciones de consumo, potencia y cargos de aplicación para empresas de nueva creación. En el caso de instalaciones con autoconsumo se aportará además la energía autoconsumida por periodo tarifario de cada uno de los tres últimos años.

Asimismo, incluirá en el informe la confirmación o negación de la empresa distribuidora o, en su caso, del transportista establecidos en los apartados 2.b).i y 2.b).ii anteriores, declarando que la información transmitida en el informe relativa a estos apartados coincide exactamente con la remitida por la empresa distribuidora, o en su caso, transportista para ese consumidor sin que haya realizado ninguna alteración de la misma.

3. Una vez recibido el informe del Operador del Sistema, el órgano competente valorará la solicitud de certificación y comprobará el cumplimiento de los requisitos y documentación establecidos en los artículos 3 y 5; y resolverá emitiendo la certificación que otorgue la condición de consumidor electrointensivo, o denegando de forma motivada la solicitud.

4. El plazo máximo para resolver y notificar la resolución que ponga fin al procedimiento será de seis meses a contar desde la fecha de presentación de la solicitud de certificación, transcurrido el cual se podrá entender estimada la solicitud por silencio administrativo, sin perjuicio de la obligación de la Administración de resolver la solicitud de forma expresa, de acuerdo con lo establecido en el artículo 21 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre. Esta resolución no pone fin a la vía administrativa de acuerdo con lo establecido en la Ley 39/2015, de 1 de octubre. Contra la resolución que se dicte cabrá la interposición del recurso de alzada ante la persona titular de la Secretaría General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa en el plazo de un mes desde que se hubiere dictado la resolución. La interposición del recurso de alzada se realizará de forma electrónica en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

5. La Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa deberá facilitar al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y al Operador del Sistema, cuando así se lo soliciten, toda la información presentada por los consumidores electrointensivos que sea necesaria para la aplicación de los mecanismos regulados en el presente real decreto.

6. El solicitante podrá acceder, con el certificado con el que presentó la solicitud, a la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, donde podrá realizar las consultas correspondientes. A su vez, el solicitante recibirá todas las comunicaciones y notificaciones en relación con su solicitud a través de dicha sede electrónica, de acuerdo con lo previsto en el artículo 41.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

En esta misma sede electrónica, los interesados, debidamente identificados, podrán consultar las actuaciones notificadas y efectuar la presentación de la documentación adicional que pudiera ser requerida por la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa.

Artículo 7. *Modificación de los requisitos exigidos para obtener la condición de consumidor electrointensivo y mantenimiento de la certificación.*

1. Los consumidores electrointensivos deberán poner en conocimiento de la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, en el plazo de un mes desde que se produzcan, las alteraciones o modificaciones de las condiciones en que se materializan

los requisitos exigidos para otorgar su categoría y recogidas en la correspondiente certificación.

2. La Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa verificará el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa y el mantenimiento de las condiciones que sirvieron para otorgar la certificación de esta categoría. Si se acreditara por cualquier medio válido en Derecho que el consumidor incumple alguno de estos requisitos o condiciones, se iniciará el procedimiento de pérdida de la certificación de consumidor electrointensivo de acuerdo con lo establecido en el artículo 9.

Artículo 8. *Validez y renovación de la certificación de consumidor electrointensivo.*

1. La certificación de consumidor electrointensivo emitido por la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa será válido durante el año para el que se solicitó y hasta el 30 de abril del año siguiente, momento en el que deberá ser renovado de acuerdo con lo establecido en el siguiente apartado.

2. Antes del 30 de abril de cada año los titulares de las instalaciones que tengan la certificación de consumidores electrointensivos y deseen mantener su validez, deberán presentar a la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa la documentación correspondiente indicada en el artículo 5 y una declaración responsable de que se mantienen y cumplen el resto de requisitos, así como de las obligaciones recogidas en los artículos 10 a 13.

No obstante lo anterior, no será necesario presentar el informe del Operador del Sistema de que dispone de los equipos, sistemas y comunicaciones. Este informe, una vez emitido por primera vez, tendrá validez permanente salvo que el Operador del Sistema identifique un incumplimiento, en cuyo caso se pondrá en conocimiento de la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa.

Artículo 9. *Pérdida de la certificación.*

1. La pérdida de la certificación de consumidor electrointensivo será declarada de oficio. Serán motivos de pérdida de la certificación los siguientes:

a) Incumplimiento de las obligaciones recogidas en el artículo 5 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre.

b) Renuncia del interesado.

c) Incumplimiento de los requisitos establecidos en los artículos 3, 4 y 5, que motivaron el otorgamiento de la condición de consumidor electrointensivo.

d) Incumplimiento de la obligación de comunicación prevista en el artículo 7.

e) Falsedad en las declaraciones responsables o en la restante documentación presentada a la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa que sirvieron para otorgar la categoría de consumidor electrointensivo.

f) El incumplimiento durante más de dos meses de la obligación de disponibilidad de los programas de consumo horarios o de la precisión de los programas de consumo, indistintamente de la obligación incumplida, según el procedimiento que apruebe la Dirección General de Política Energética y Minas conforme establece el artículo 10.1.

A estos efectos el Operador del Sistema deberá comunicar este hecho a la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa en el plazo máximo de cinco días una vez verifique el tercer mes en el que se incumple alguna de las obligaciones en el mismo año por parte de un consumidor electrointensivo según el procedimiento a que se hace referencia en el párrafo anterior.

g) El incumplimiento de las obligaciones previstas en los artículos 10 a 13.

h) El incumplimiento de la obligación de reembolso de los importes garantizados y asegurados que conlleven una indemnización conforme al título IV con el consiguiente perjuicio al Fondo Español de Reserva para Garantías de Entidades Electrointensivas (F.C.P.J.) (en adelante FERGEI), en los términos recogidos en el artículo 15.5 del Real Decreto-ley 24/2020, de 26 de junio.

2. La pérdida de la certificación será declarada de oficio, previa instrucción de un procedimiento que garantizará, en todo caso, la audiencia al interesado. El plazo máximo para resolver este procedimiento por la Dirección General de Industria y de la Pequeña y

Mediana Empresa será de tres meses desde la fecha del acuerdo de iniciación. El vencimiento del plazo máximo sin haberse dictado y notificado resolución expresa producirá la caducidad del procedimiento, de acuerdo con lo previsto en el artículo 25.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

3. La Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa notificará al interesado la pérdida de la certificación. Esta resolución no agota la vía administrativa, de acuerdo con lo establecido en la Ley 39/2015, de 1 de octubre. Contra esta resolución cabrá interponer recurso de alzada ante la persona titular del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 121 y siguientes de la Ley 39/2015, de 1 de octubre y 61 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público. La interposición del recurso de reposición se realizará de forma electrónica en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

4. La pérdida de la certificación tendrá como efectos el cese en la condición de consumidor electrointensivo y en los beneficios a los que se hubiera acogido el consumidor, previstos en el título III, desde la fecha en que se haya notificado la pérdida de la certificación al consumidor. La pérdida de la certificación implicará asimismo el reintegro de las ayudas que hubieran sido percibidas de acuerdo con la normativa aplicable. Todo ello sin perjuicio del régimen sancionador aplicable, conforme a lo previsto en el título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, así como en el título IV de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones.

CAPÍTULO III

Obligaciones de los Consumidores Electrointensivos

Artículo 10. *Obligaciones en el ámbito del consumo.*

1. Los consumidores electrointensivos estarán obligados a tener un consumo predecible, para lo que deberán aportar al Operador del Sistema, ya sea directamente o a través de su comercializadora, su previsión de consumo mensualmente con una precisión de su programa horario de consumo superior al 75 por ciento en media mensual, según el procedimiento que apruebe la Dirección General de Política Energética y Minas, previa propuesta del Operador del Sistema y que éste publicará en su página web. La previsión horaria de consumo incluirá la energía autoconsumida.

A efectos del cómputo de la precisión, no se tendrán en cuenta las desviaciones en el programa horario sobre la previsión por la participación en el Servicio de respuesta activa de la demanda, o cualquier otro mecanismo de características similares.

El Operador del Sistema, en el plazo máximo de un mes desde la aprobación de este real decreto, deberá remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas para su tramitación y aprobación la propuesta del procedimiento.

2. Para cumplir este requisito el consumidor deberá disponer de los equipos, sistemas y comunicaciones requeridos por la normativa de aplicación. A estos efectos, el Operador del Sistema publicará en su página web las características de los mismos, así como el procedimiento y documentación necesarios para obtener la correspondiente certificación de que dispone de los mismos, según el mismo procedimiento establecido en el párrafo anterior.

Los consumidores electrointensivos deberán disponer de estos equipos, sistemas y comunicaciones en el plazo de tres meses desde la obtención de su primera certificación de consumidor electrointensivo.

3. El incumplimiento de este requisito establecido en los apartados anteriores, supondrá la anulación de la validez de la certificación antes de su fecha de caducidad y tendrá como efectos la pérdida de la condición de consumidor electrointensivo y de los beneficios previstos en el título III a los que se hubiera acogido el consumidor electrointensivo desde la fecha en que se hayan dejado de cumplir los requisitos y el reintegro de las ayudas que hubieran sido percibidas de acuerdo con la normativa aplicable.

A estos efectos, el Operador del Sistema realizará el seguimiento periódico de estos requisitos y comunicará los incumplimientos a la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa y a los consumidores que incumplan.

Artículo 11. *Obligaciones en el ámbito de la gestión de la energía, la eficiencia energética y la descarbonización.*

1. Los consumidores electrointensivos que se acojan a cualquiera de los mecanismos regulados en el presente real decreto deberán disponer, en el plazo máximo de dos años desde la obtención de su certificado de consumidor electrointensivo de un sistema de Gestión de la Energía auditado y certificado según la norma UNE-EN ISO 50001:2018 o aquella que la sustituya en el futuro.

2. Los consumidores electrointensivos que se acojan a cualquiera de los mecanismos regulados en el presente real decreto y a los que les sea de aplicación el artículo 2 del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía, deberán realizar al menos una de las siguientes actuaciones:

a) Implementar, al menos cada cuatro años y en cada de las instalaciones certificadas como consumidores electrointensivos, las actuaciones para la mejora del desempeño energético identificadas en la última auditoría energética del sistema de Gestión de la Energía al que se refiere el apartado anterior, siempre que se consideren económicamente rentables y que los costes de inversión sean proporcionados.

Se considerarán económicamente rentables aquellas actuaciones cuyo periodo de recuperación simple de la inversión no sea superior a tres años, definiéndose dicho periodo como el cociente entre el importe de la inversión eficiente elegible y el ahorro económico anual derivado de los ahorros energéticos.

Se considerará que los costes de inversión son proporcionados si no superan la cuantía total de las ayudas recibidas por la instalación en el mecanismo regulado en el Título III de este real decreto durante un periodo de tres años.

b) Invertir, al menos, el 50 por ciento de la ayuda recibida en proyectos que den lugar a reducciones sustanciales de las emisiones de gases de efecto invernadero de la instalación; cuando proceda, la inversión debería dar lugar a reducciones muy por debajo del valor de referencia pertinente utilizado para la asignación gratuita en el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE) de la Unión Europea.

c) Reducir la huella de carbono de su consumo eléctrico, de forma que al menos el 30 por ciento del consumo de electricidad de la instalación proceda de fuentes de energía renovables, excluido el mix nacional. El cumplimiento de esta obligación se justificará mediante instrumentos a plazo, directos o indirectos, por medio de garantías de origen, mediante inversiones en instalaciones para autoconsumo de origen renovable o mediante otras inversiones o actuaciones similares.

3. Durante al menos los tres años siguientes a la recepción de la ayuda o, en su caso, acogimiento al mecanismo establecido para el consumidor electrointensivo y antes del 30 de abril de cada año, dicho consumidor deberá remitir un informe detallado a la Dirección General de Política Energética y Minas y al órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma en que estuviera ubicada la instalación sobre las medidas de eficiencia energética implantadas, el detalle de los consumos de electricidad y de los distintos tipos de combustibles, así como la producción relevante y las ratios de consumo eléctrico y térmico por unidad de producto.

Este informe contendrá también las medidas implantadas para la reducción sustancial de emisiones directas de la instalación, indicando la reducción de emisiones lograda.

Asimismo, informará de las medidas implantadas en el transcurso del año anterior, de los ahorros de energía final logrados, calculados según el anexo V de la Directiva de eficiencia energética 2012/27/UE, modificada por la Directiva 2018/2002/UE, de 11 de diciembre y el CO_2 equivalente evitado. Igualmente informará sobre los proyectos de investigación, desarrollo e innovación directamente relacionados con la mejora de la eficiencia energética que hayan sido implementados durante el año anterior.

4. Mediante Orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrá establecerse de forma detallada el contenido y formatos de la comunicación e información a los que se refiere el apartado anterior.

Artículo 12. *Obligaciones en el ámbito de la contratación.*

1. Los consumidores electrointensivos que se acojan a cualquiera de los mecanismos que se regulan en este real decreto deberán acreditar que, al menos, un 10 por ciento de la energía eléctrica consumida anualmente ha sido contratada mediante instrumentos a plazo, directa o indirectamente, de electricidad de origen renovable con una duración mínima de cinco años.

A los efectos del cumplimiento de la obligación a que se refiere el párrafo anterior podrá tenerse en cuenta aquella parte de la energía de origen renovable que, de conformidad con lo establecido en Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, pueda ser calificada de energía horaria autoconsumida, siempre que se aseguren los equipos de medida necesarios para acreditar la energía producida por las instalaciones de generación asociadas a dicho autoconsumo.

Quedarán eximidas de la obligación anterior los consumidores electrointensivos que tengan la consideración de PYME, de acuerdo con la definición del anexo I del Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio de 2014, por el que se declaran determinadas categorías de ayudas compatibles con el mercado interior en aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado.

2. Esta obligación se deberá acreditar en el plazo de tres años desde la obtención de la concesión de la ayuda, de la garantía, o de cualquier otro mecanismo de apoyo a los consumidores electrointensivos que se pueda implementar. Excepcionalmente, se podrá acreditar en un plazo superior cuando así se justifique para el cumplimiento de contratos de suministro existentes antes de la entrada en vigor del presente real decreto.

Artículo 13. *Obligaciones en el ámbito del empleo y la actividad productiva.*

1. Los consumidores electrointensivos que sean beneficiarios de los mecanismos de apoyo establecidos en este real decreto deberán cumplir las obligaciones establecidas en el artículo 5 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre.

2. El incumplimiento de la obligación de mantenimiento de la actividad establecida en el artículo 5 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, determinará la pérdida de la condición de consumidor electrointensivo y el reintegro de las cantidades percibidas o eximidas, salvo cuando se reinicie la actividad productiva en, al menos, el 50 por ciento de la producción y de su nivel de empleo anteriores y se mantenga el cumplimiento de los requisitos del consumidor electrointensivo hasta completar los tres años posteriores a la concesión inicial de las ayudas.

3. Las cantidades reintegradas deberán integrarse en el Tesoro Público.

Artículo 14. *Informe de seguimiento y evaluación.*

1. Anualmente, los Ministerios de Industria, Comercio y Turismo, y para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico elaborarán y publicarán, en el ámbito de sus respectivas competencias, un informe de seguimiento y evaluación de las medidas adoptadas por los consumidores electrointensivos en cumplimiento de las obligaciones reguladas en este capítulo. En dicho informe se desglosarán los impactos generados por dichas medidas y se difundirán las mejores prácticas identificadas en cada ámbito, estableciéndose recomendaciones para su aplicación.

2. Dicho informe incluirá una evaluación de la competitividad de los consumidores electrointensivos, que tendrá en cuenta la situación y evolución de los principales factores de competitividad industrial mediante el establecimiento de una serie de indicadores relativos, entre otros, a las inversiones en eficiencia e innovación, costes energéticos por unidad de producción, costes de personal y logística y estructura de los mercados internacionales.

3. A la vista de esos informes, el Gobierno, mediante real decreto, podrá revisar la caracterización, obligaciones y mecanismos establecidos en el Estatuto de los Consumidores Electrointensivos. Asimismo, en el caso de establecerse otros mecanismos para los consumidores electrointensivos relacionados con la protección del medio ambiente y el clima, el Gobierno, mediante real decreto, podrá exigir a determinados consumidores electrointensivos la implantación de otros sistemas de gestión medioambiental adicionales, como el Sistema de Gestión Ambiental EMAS.

TÍTULO III

Mecanismo de compensación a los Consumidores Electrointensivos de los cargos por la financiación de la retribución específica a renovables y cogeneración de alta eficiencia y por la financiación adicional en los territorios no peninsulares

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 15. *Objeto y finalidad.*

1. Constituye el objeto de este título la creación de los mecanismos de compensación a los consumidores electrointensivos por la financiación de apoyo para la electricidad procedente de fuentes renovables, cogeneración de alta eficiencia o compensación del extracoste en los territorios no peninsulares incluidos en los cargos de estos consumidores.

Asimismo, se establecen las bases reguladoras de la concesión de las correspondientes subvenciones para llevar a cabo la compensación a los consumidores electrointensivos, conforme con lo establecido en la normativa de la Unión Europea.

2. Estos mecanismos de compensación tienen como finalidad compensar a los consumidores electrointensivos pertenecientes a sectores del anexo en razón de la intensidad de su uso de electricidad y su exposición al comercio internacional hasta un máximo del 85 por ciento de los costes imputables en los cargos de la retribución específica a energías renovables y cogeneración de alta eficiencia y de la retribución específica en los territorios no peninsulares repercutidos en los precios del suministro de electricidad.

De acuerdo con lo anterior, los sectores económicos a los que se destinen estas ayudas serán los establecidos en el anexo 1 de la Comunicación de la Comisión Europea 2022/C 80/01 "Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022", que se relacionan en el anexo con su correspondiente código CNAE.

En todo caso, estas ayudas requerirán la notificación a la Comisión Europea y su aprobación. A este respecto, se estará a lo dispuesto en el artículo 9.1 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

Artículo 16. *Régimen jurídico.*

En todo lo no expresamente previsto en este título, serán de aplicación la Ley 38/2003, de 17 de noviembre y su Reglamento, aprobado por el Real Decreto 887/2006, de 21 de julio (en lo sucesivo, Reglamento de la Ley General de Subvenciones), y la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria. Asimismo, será de aplicación lo dispuesto en las leyes anuales de Presupuestos Generales del Estado.

Artículo 17. *Ámbito de aplicación temporal.*

Lo dispuesto en este título será aplicable a las subvenciones que se convoquen para este fin hasta la fecha de finalización de la vigencia de las "Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022", aprobadas por la Comunicación de la Comisión Europea 2022/C 80/01, sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 3 de la disposición final tercera.

Artículo 18. *Beneficiarios.*

1. Podrán acogerse a las ayudas reguladas en este título las empresas privadas titulares de un punto de suministro o instalación, cualquiera que sea su forma jurídica, y que cumplan los siguientes requisitos:

a) Estar válidamente constituidas conforme a la normativa en vigor en el momento de presentar la solicitud.

b) Estar en posesión de la certificación de consumidor electrointensivo.

c) Realizar en cada una de las instalaciones o puntos de suministro para los que solicite la subvención una o varias actividades en los sectores enumerados en el anexo del este real decreto bajo los códigos CNAE que se explicitan en el mismo.

No obstante, en las convocatorias anuales de ayudas que puedan realizarse en aplicación de este título se fijarán siempre los códigos CNAE correspondientes a las últimas relaciones de los sectores manufactureros que haya aprobado la Comisión Europea.

d) Acreditar haber soportado los cargos en los precios del suministro de electricidad correspondientes al año anterior al de la convocatoria.

2. No podrán obtener la condición de beneficiario:

a) Las empresas que estén sujetas a una orden de recuperación pendiente tras una decisión previa de la Comisión Europea que haya declarado una ayuda ilegal e incompatible con el mercado común.

b) Las empresas que no se encuentren al corriente de pago de las obligaciones de reembolso de cualesquiera otros préstamos o anticipos anteriormente concedidos con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

3. No podrán obtener la condición de beneficiario las entidades en quienes concurra algunas de las circunstancias detalladas en el artículo 13.2, 13.3 y 13.3 bis de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

Artículo 19. *Procedimiento de concesión y criterios de acumulación de las ayudas.*

1. Las ayudas se concederán por el procedimiento de concurrencia competitiva entre todos aquellos que hayan solicitado ser beneficiarios, de acuerdo con lo establecido en el artículo 22.1 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, con observancia de los principios de publicidad, transparencia, igualdad y no discriminación y eficacia en el cumplimiento de los objetivos.

2. El importe global máximo destinado a las subvenciones en la correspondiente convocatoria se prorrateará entre todos los beneficiarios de las mismas, teniendo en cuenta la ayuda máxima correspondiente para cada beneficiario, de acuerdo con lo establecido en el artículo 21. A estos efectos la ayuda máxima se determinará según la metodología descrita en el artículo 20.

3. La percepción de las ayudas reguladas en este título será compatible con la percepción de otras subvenciones, ayudas, ingresos o recursos que tengan como objetivo la compensación de los costes relacionados con las emisiones de gases de efecto invernadero repercutidos en los precios de la electricidad, procedentes de cualesquiera otras Administraciones Públicas o de la Unión Europea.

4. Según se establece en el apartado 3.2.1.3 de las "Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022", las ayudas podrán concederse simultáneamente en el marco de varios regímenes de ayuda o acumularse con ayudas *ad hoc* o *de minimis* siempre que la cantidad total de las ayudas estatales para una actividad o proyecto no sobrepase el importe máximo de ayuda autorizado en virtud de dichas Directrices.

Artículo 20. *Determinación de los costes subvencionables e intensidad máxima de la ayuda.*

1. Los costes subvencionables de los sectores y subsectores enumerados en el anexo, en el año t en curso de la convocatoria, se determinarán tomando de la facturación anual por cargos correspondiente al año anterior n, la cuantía de la parte correspondiente a la financiación de apoyo para la electricidad procedente de fuentes renovables, cogeneración de alta eficiencia o extracoste de los territorios no peninsulares correspondientes a los consumos destinados a actividades en los sectores enumerados en el anexo que se haya fijado para dicho año por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

2. El importe máximo de la ayuda (Amaxt), en euros, por punto de suministro o instalación, para el año t, por la fabricación de productos de los sectores y subsectores

enumerados en el anexo, se calculará, en cada caso, y para cada tipo de ayuda, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Amaxt = Ai \times CSubn$$

Donde:

– CSubn: el coste subvencionable en el año n, expresado en euros, por punto de suministro o instalación, de la parte correspondiente a la financiación de apoyo para la electricidad procedente de fuentes renovables, a la cogeneración de alta eficiencia o al extracoste de los territorios no peninsulares incluidas en los cargos del año anterior n correspondientes a los consumos destinados a actividades en los sectores enumerados en el anexo, calculado de acuerdo con el apartado 1.

– Ai: la intensidad de la ayuda, que se determinará de acuerdo con el apartado 4.

3. Si una instalación fabrica productos de los sectores o subsectores subvencionables enumerados en el anexo y productos no subvencionables, el importe máximo de la ayuda que podrá abonarse para cada tipo de ayuda, a financiación de apoyo para la electricidad procedente de fuentes renovables, a la cogeneración de alta eficiencia o al extracoste de los territorios no peninsulares, se calculará únicamente sobre la base de los productos subvencionables.

4. La intensidad máxima de la ayuda (Ai) no podrá superar los siguientes valores:

a) El 85 por ciento del coste subvencionable si la instalación pertenece a un sector "en riesgo significativo" de acuerdo con el anexo.

b) El 75 por ciento del coste subvencionable si la instalación pertenece a un sector "en riesgo" de acuerdo con el anexo.

5. No obstante lo dispuesto en el apartado anterior, en cada convocatoria de ayudas se podrá aumentar la ayuda máxima de las instalaciones pertenecientes a sectores "en riesgo" hasta el 85 por ciento siempre que las instalaciones que se acojan a esta ayuda cumplan las dos obligaciones siguientes:

1.ª Acreditar que al menos el 50 por ciento del consumo de electricidad de la instalación procede de fuentes de energía renovables. El cumplimiento de esta obligación se justificará mediante instrumentos a plazo, directos o indirectos, por medio de garantías de origen, mediante inversiones en instalaciones para autoconsumo de origen renovable o mediante otras inversiones o actuaciones similares.

2.ª Acreditar que al menos el 10 por ciento del consumo eléctrico anual de la instalación ha sido contratado mediante instrumentos a plazo de electricidad de origen renovable; o, alternativamente, acreditar que al menos el 5 por ciento de su consumo eléctrico corresponde a energía autoconsumida procedente de fuentes de energía renovables.

6. A efectos de este artículo, se consideran instalaciones especialmente expuestas aquellas en las cuales la cuantía de los cargos del sistema eléctrico facturados durante el año anterior a la concesión de la ayuda es superior al 0,5 por ciento de su valor añadido bruto para el mismo año si pertenecen a sectores "en riesgo significativo", o al 1 por ciento de su valor añadido bruto para el mismo año si pertenecen a sectores "en riesgo".

Las convocatorias anuales de ayudas podrán prever que la intensidad de ayuda máxima (Ai) supere el 85 por ciento del coste subvencionable en las instalaciones especialmente expuestas de sectores "en riesgo significativo", o el 75 por ciento del coste subvencionable en las instalaciones de sectores "en riesgo".

En este caso, la ayuda máxima calculada de acuerdo con el apartado 2 de este artículo se incrementará hasta un valor máximo adicional Admaxt que se calculará sobre la base del valor añadido bruto de la instalación, de la siguiente manera:

$$Admaxt = Cgn – N \times VAB – Amaxt$$

Donde:

– Cgn: facturación anual por cargos relacionada con las actividades subvencionables de la instalación correspondiente al año anterior n.

– Admaxt: importe máximo de la ayuda adicional, en euros, por cada instalación o punto de suministro para el año t, que se añadirá a la ayuda concedida según el procedimiento general descrito en el apartado 2 de este artículo.

– Amaxt: importe de la ayuda máxima en euros, por cada instalación o punto de suministro para el año t, calculada según el apartado 2 de este artículo.

– VAB: promedio del valor añadido bruto durante los tres años anteriores al de la convocatoria relacionado con las actividades subvencionables que se realizaron en la instalación durante el año anterior n. Si el promedio del valor añadido bruto durante los tres años anteriores de estas actividades es menor que cero, VAB tomará el valor cero.

– N: coeficiente de intensidad de ayuda con respecto al valor añadido bruto de la instalación que podrá tomar los siguientes valores máximos, en tanto por uno:

Si la instalación pertenece a un sector "en riesgo significativo": 0,005.
Si la instalación pertenece a un sector "en riesgo": 0,01.

No obstante, en cada convocatoria de ayudas, se podrá determinar que las instalaciones pertenecientes a un sector "en riesgo" que acrediten el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 20.5 disfruten de la misma intensidad de ayuda que las instalaciones "en riesgo significativo", modificándose el valor del coeficiente N a 0,005 en estos casos.

Se comprobará que la suma de ayuda adicional calculada de acuerdo con esta metodología para todas las instalaciones propiedad de un grupo industrial no supera la ayuda adicional que obtendría el grupo industrial si se aplicara esta metodología teniendo en cuenta el valor añadido bruto y la facturación anual por cargos de todo el grupo.

7. La concesión de ayudas no podrá dar lugar a que ningún beneficiario soporte unos cargos del sistema eléctrico inferiores a 0,5 euros/MWh.

8. En todo caso, se excluirán del cálculo del coste subvencionable los costes relacionados con las facturas de electricidad que no hayan sido abonadas en los plazos de pago establecidos en la Ley 3/2004, de 29 de diciembre, por la que se establecen medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales.

Artículo 21. *Determinación de las ayudas concedidas.*

El importe de la ayuda concedida que podrá abonarse (ACt), en euros, por punto de suministro o instalación, para el año t, para cada tipo de ayuda, a financiación de apoyo para la electricidad procedente de fuentes renovables, a la cogeneración de alta eficiencia o al extracoste de los territorios no peninsulares, por la fabricación de productos de los sectores y subsectores enumerados en el anexo se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$ACt = [Amaxt / \Sigma (Amaxt)] \times Pt$$

Donde:

– Amaxt: Importe máximo de la ayuda, en euros, por cada instalación o punto de suministro para el año t, para los sectores y subsectores enumerados en el anexo.

– Σ [Amaxt]: Sumatorio de todos los importes máximos de ayudas, en euros por cada instalación o punto de suministro para el año t, para los sectores y subsectores enumerados en el anexo.

– Pt: Importe total consignado en la Ley de Presupuestos Generales del Estado del año t, destinado a la compensación a las industrias electrointensivas por la parte correspondiente a la financiación de apoyo para la electricidad procedente de fuentes renovables, la cogeneración de alta eficiencia o al extracoste de los territorios no peninsulares. Si Pt fuera superior a Σ(Amaxt), Pt tomará el valor máximo del total de las ayudas de cada tipo Σ(Amaxt).

CAPÍTULO II

Procedimiento de gestión de las ayudas

Artículo 22. *Órganos competentes para convocar, instruir y resolver el procedimiento de concesión y órgano responsable del seguimiento de las ayudas.*

1. El órgano competente para convocar las ayudas reguladas en este título es la persona titular del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, que lo será también para su resolución.

2. El órgano competente para ordenar e instruir el procedimiento de concesión de las ayudas será la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa.

3. A efectos de lo previsto en el artículo 88.3 del Reglamento de la Ley General de Subvenciones, el órgano encargado del seguimiento de las ayudas concedidas será el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo a través de la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa.

Artículo 23. *Convocatorias de ayudas e inicio del procedimiento.*

1. Las ayudas se articularán a través de convocatorias anuales. Estas convocatorias se podrán realizar separadamente para cada tipo de ayuda, a financiación de apoyo para la electricidad procedente de fuentes renovables, a la cogeneración de alta eficiencia o al extracoste de los territorios no peninsulares, o bien para todas ellas en la misma convocatoria.

2. El procedimiento para la concesión de dichas ayudas se iniciará de oficio mediante convocatoria aprobada por el órgano competente.

3. La convocatoria deberá publicarse en la Base de Datos Nacional de Subvenciones y un extracto de la misma en el «Boletín Oficial del Estado», de acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 20.8 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

Artículo 24. *Tramitación electrónica.*

1. De acuerdo con lo establecido en el artículo 14.2 de la Ley 39/2015 de 1 de octubre, los solicitantes estarán obligados a relacionarse a través de medios electrónicos con las Administraciones Públicas para la realización de todos los trámites del procedimiento, de forma que las solicitudes comunicaciones y demás documentación exigible relativa a los proyectos que concurran a estas ayudas serán presentadas en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

2. El solicitante podrá acceder, con el certificado con el que presentó la solicitud, a la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, donde podrá consultar los documentos presentados. Asimismo, el solicitante recibirá todas las comunicaciones y notificaciones de la tramitación del expediente electrónico a través de dicha sede electrónica, de acuerdo con lo previsto en el artículo 41.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre. En esta misma sede electrónica, los interesados, debidamente identificados, podrán consultar los actos del procedimiento que les sean notificados y efectuar la presentación de la documentación adicional que pudiera ser requerida por el órgano actuante.

3. La publicación de las propuestas de resolución, así como la publicación de las resoluciones de desestimación, de concesión y sus posibles modificaciones y demás actos del procedimiento, tendrá lugar en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (https://sede.serviciosmin.gob.es), y surtirá todos los efectos de la notificación según lo dispuesto en el artículo 45.1.b de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

4. En aquellos casos en los que tuviera lugar un procedimiento de reintegro, las notificaciones relacionadas con dicho procedimiento se realizarán de forma electrónica mediante comparecencia en la sede electrónica, en los términos establecidos en el artículo 43 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

5. Los formularios, las declaraciones responsables y los demás documentos electrónicos a cumplimentar en las diferentes fases del procedimiento estarán disponibles en el mencionado Portal de Ayudas y deberán ser obligatoriamente utilizados cuando proceda.

6. En aquellas fases del procedimiento en las que, en aras de la simplificación administrativa, se permita la presentación de declaraciones responsables en lugar de

determinada documentación, dichas declaraciones deberán presentarse en formato electrónico firmado electrónicamente por el declarante, en los términos previstos en el artículo 69 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

7. Los solicitantes no estarán obligados a presentar los documentos que hayan sido aportados anteriormente por el interesado a cualquier Administración, de conformidad con lo previsto por el artículo 28.3 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, debiéndose indicar en el cuestionario de solicitud el número del expediente que le fue comunicado en aquella ocasión, siempre y cuando no hayan transcurrido más de cinco años desde la finalización del procedimiento al que correspondan. En los supuestos de imposibilidad material de obtener el documento, el órgano competente requerirá al solicitante su presentación, o, en su defecto, la acreditación por otros medios de los requisitos a que se refiere el documento.

Artículo 25. *Representación.*

1. Las personas físicas que realicen la firma o la presentación electrónica de documentos en representación de las entidades solicitantes o beneficiarias de las ayudas deberán ostentar la representación necesaria para cada actuación, en los términos establecidos en el artículo 5 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

2. La persona firmante de la solicitud de ayuda deberá acreditar que, en el momento de la presentación de la solicitud, tiene representación suficiente para el acto. El incumplimiento de esta obligación, de no subsanarse, dará lugar a que se le tenga por desistido en su solicitud, de acuerdo con lo establecido en el 68.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

De la obligación de acreditar representación suficiente estarán exentas las entidades inscritas en el Registro de Entidades que solicitan ayudas del Ministerio, habilitado en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, siempre que la persona firmante de la solicitud esté acreditada en dicho registro como persona representante de la entidad. Igualmente estarán exentas de acreditar la representación las personas en quienes concurran las circunstancias previstas en el artículo 24.7.

3. El órgano instructor podrá requerir en cualquier momento a las personas firmantes de las distintas documentaciones que se presenten, la acreditación de la representación que ostentan. La falta de representación suficiente determinará que el documento en cuestión se tenga por no presentado, con los efectos que de ello se deriven para la continuación del procedimiento.

4. Cuando la persona firmante sea la persona titular del órgano de representación de la entidad reconocido en sus estatutos, podrá acreditar la representación aportando una copia electrónica de dichos estatutos y una declaración responsable firmada electrónicamente por el secretario de la entidad en la que se identifique al titular del órgano de representación. Cuando el nombramiento sea público podrá aportarse una copia electrónica de la publicación del nombramiento en el diario oficial, en lugar de declaración responsable.

Artículo 26. *Plazo de presentación de solicitudes.*

1. El plazo de presentación de solicitudes y de la correspondiente documentación será de veinte días hábiles, contados a partir del día siguiente al de la publicación del extracto de la convocatoria en el "Boletín Oficial del Estado", salvo que la misma posponga sus efectos a una fecha posterior.

2. La presentación de las solicitudes fuera del plazo establecido dará lugar a su inadmisión.

Artículo 27. *Formalización y presentación de solicitudes.*

1. Las solicitudes de las ayudas y el resto de documentación a aportar seguirán el modelo establecido en la correspondiente convocatoria. Los respectivos modelos estarán disponibles, desde la publicación de la convocatoria, en el Portal de Ayudas alojado en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, donde se dispondrán los medios electrónicos de ayuda necesarios.

2. La documentación a presentar consta de los siguientes elementos:

a) Cuestionario electrónico de solicitud: Fichero generado desde los medios electrónicos especificados en la convocatoria correspondiente que incluirá, entre otros, el nombre del

solicitante, NIF, razón social, CIF e instalación para la que se solicita la ayuda, así como el sector en que opera, el código CNAE correspondiente así como el importe de la parte de la facturación anual por cargos, correspondientes al año anterior n, correspondiente a la financiación de apoyo para la electricidad procedente de fuentes renovables, a la financiación de apoyo para la electricidad procedente de la cogeneración de alta eficiencia, o al extracoste de los territorios no peninsulares dependiendo de los tipos de ayuda que incluya la convocatoria, por los consumos destinados a actividades en los sectores enumerados en el anexo, y declaración responsable sobre la veracidad de los datos aportados.

b) Acreditación válida del poder de la persona firmante de la solicitud.

c) Acreditación del cumplimiento de las obligaciones tributarias y frente a la Seguridad Social, en la forma prevista en el apartado 4 de este artículo.

d) Declaración responsable de no tener deudas por reintegro de ayudas o préstamos con la Administración, ni estar sujeta a una orden de recuperación pendiente tras una Decisión previa de la Comisión Europea que haya declarado una ayuda ilegal e incompatible con el mercado interior.

e) Declaración responsable de estar al corriente de pago de las obligaciones de reembolso de cualesquiera otros préstamos o anticipos concedidos anteriormente con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

f) Declaración responsable de no estar incurso en las restantes prohibiciones a las que se refiere el artículo 13.2 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 26 y 27 del Reglamento de la Ley General de Subvenciones.

g) Declaración responsable de la empresa de estar válidamente constituida.

h) La convocatoria podrá exigir, si así se considera, un informe verificado por una entidad debidamente acreditada que certifique la parte de los consumos destinados a actividades en los sectores enumerados en el anexo correspondiente al año anterior n.

i) Declaración responsable del cumplimiento del resto de las condiciones exigidas para el acceso a esta subvención.

j) Acreditación del cumplimiento de los requisitos del artículo 13.3 bis de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones.

k) Acreditación del cumplimiento de las obligaciones que permiten a los beneficiarios de sectores "en riesgo" acceder a una mayor intensidad de ayuda, establecidas en el artículo 20.5, en caso de que solicite dicha intensidad de ayuda.

l) Si el interesado solicita la ayuda adicional a la que se refiere el artículo 20.6, deberá aportar, asimismo:

1.º El valor añadido bruto correspondiente a las actividades subvencionables realizadas en la instalación, así como el correspondiente a la empresa o al grupo industrial al que pertenece la instalación, en su caso, durante los tres años anteriores al de la solicitud. Si la empresa propietaria de la instalación no forma parte de un grupo industrial, se indicará el valor añadido bruto de la empresa.

2.º Informe de un auditor de cuentas inscrito en el ROAC que certifique los cálculos de las magnitudes a las que se refiere el punto anterior.

3. Los interesados presentarán la solicitud de ayuda y el resto de la documentación en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, con firma electrónica de la persona que tenga poder suficiente.

4. La presentación de la solicitud conllevará la autorización del solicitante para que el órgano concedente obtenga de forma directa la acreditación de las circunstancias previstas en los artículos 18 y 19 del Reglamento de la Ley General de Subvenciones, aprobado por Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, a través de certificados telemáticos, en cuyo caso el solicitante no deberá aportar la correspondiente certificación.

No obstante, el solicitante podrá denegar expresamente el consentimiento, debiendo aportar entonces la certificación en los términos previstos en el artículo 22 del citado Reglamento

5. Si la documentación aportada no reuniera los requisitos exigidos, se requerirá al interesado para que, en el plazo de diez días hábiles, desde el siguiente al de la notificación del requerimiento, subsane la falta o acompañe los documentos preceptivos, con advertencia

de que, si no lo hiciese, se le tendrá por desistido de su solicitud, de acuerdo con lo establecido en el artículo 68.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

Artículo 28. *Comisión de evaluación.*

1. La comisión de evaluación de las solicitudes admitidas emitirá informe en el que se concrete el resultado de la evaluación efectuada, según lo establecido en el artículo 24.4 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

2. Dicha comisión de evaluación estará presidida por la persona titular de la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa. Su composición se completará con las siguientes vocalías:

a) La persona titular de la Subdirección General de Políticas Sectoriales Industriales y la persona titular de la Subdirección General de Áreas y Programas Industriales de la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa.

b) Una persona representante que ocupe un puesto con rango al menos de Subdirección General o asimilada, por cada uno de los siguientes órganos:

1) La Subsecretaría del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

2) La Secretaría General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

3) La Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

4) La Secretaría de Estado de Economía y Apoyo a la Empresa del Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital.

c) La persona representante de las comunidades autónomas al que, en el momento de la evaluación de las solicitudes le corresponda la representación del resto de las comunidades autónomas conforme a lo establecido en los acuerdos entre la Administración General del Estado y las comunidades autónomas para el seguimiento de los asuntos europeos en el área de medio ambiente.

d) En la Secretaría de la comisión de evaluación actuará, con voz, pero sin voto, un funcionario de la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa designado por la persona titular de esa Dirección General.

3. El régimen jurídico de la comisión de evaluación será el establecido en la sección 3.ª del capítulo II del título preliminar de la Ley 40/2015, de 1 de octubre.

4. La comisión de evaluación contará para su funcionamiento con los medios personales y materiales existentes en la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa.

Artículo 29. *Instrucción del procedimiento.*

1. El órgano instructor realizará, de oficio, cuantas actuaciones estime necesarias para la determinación, conocimiento y comprobación de los datos en virtud de los cuales debe formularse la propuesta de resolución, de acuerdo con lo establecido en el artículo 24 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

2. El órgano instructor del procedimiento procederá a la admisión de las solicitudes que cumplan con los requisitos exigidos en los artículos 18 y 27.

3. El órgano instructor dará traslado de las solicitudes admitidas a la comisión de evaluación, la cual, procederá a la evaluación y cuantificación de las ayudas a los solicitantes, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 20 y 21. Para ello, la comisión de evaluación podrá contar con la asistencia técnica que considere necesaria. Una vez efectuadas la evaluación y la cuantificación de las solicitudes, por la comisión de evaluación se elaborará el informe correspondiente que enviará al órgano instructor.

4. El órgano instructor, a la vista del informe de la comisión de evaluación y del correspondiente expediente formulará la propuesta de resolución provisional debidamente motivada, según lo establecido en el artículo 24.4 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, que constará de la relación de las solicitudes estimadas y cuantía de las ayudas y de la relación de solicitudes desestimadas. Dicha propuesta será publicada en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo a los efectos de notificación a todos los

interesados, y se concederá un plazo de diez días hábiles contados a partir del siguiente a la publicación para presentar alegaciones.

5. Transcurrido dicho plazo, examinadas las alegaciones aducidas en su caso por los interesados, y, previa comprobación en ese momento del requisito de estar certificados como consumidores electrointensivos, el órgano instructor realizará la propuesta de resolución definitiva que deberá señalar la relación de solicitantes para los que se propone la concesión de las ayudas y su cuantía, especificando su evaluación y los criterios de valoración seguidos.

6. De acuerdo con el artículo 24.5 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, la propuesta de resolución definitiva se publicará en la sede electrónica del Ministerio de Industria Comercio y Turismo, para que, en el plazo de diez días hábiles contados a partir del siguiente al de su notificación, los interesados que hayan sido propuestos como beneficiarios comuniquen su aceptación y acrediten el cumplimiento de las condiciones siguientes:

a) Cumplimiento de sus obligaciones tributarias y frente a la Seguridad Social.

b) No tener deudas por reembolso de ayudas con la Administración.

c) Estar al corriente de pago de las obligaciones de rembolso de cualesquiera otros préstamos o anticipos concedidos anteriormente con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

d) No estar incurso en ninguna de las prohibiciones a las que se refiere el artículo 13.2 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

e) Declaración responsable de ayudas obtenidas o que se hayan solicitado para los mismos costes elegibles, a instituciones nacionales o comunitarias. Dicha declaración deberá ser actualizada en cualquier momento del procedimiento, comunicando al órgano instructor la obtención de las mismas, a efectos del cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 19.3.

La acreditación del cumplimiento de las condiciones a que hacen referencia los párrafos b), c), y d) anteriores podrá sustituirse por una declaración responsable del solicitante.

7. Se entiende que desisten de su solicitud aquellas empresas que no hayan comunicado la aceptación expresa, así como aquellas que no hayan presentado declaración responsable o no acrediten el cumplimiento de las condiciones exigidas en dicho plazo de diez días hábiles según lo previsto en el apartado 6 de este artículo.

Si el cumplimiento de estas condiciones ya le constara al órgano instructor, no habría que acreditarlas de nuevo.

8. Las propuestas de resolución provisional y definitiva no crean derecho alguno a favor del beneficiario propuesto frente a la Administración, mientras no se le haya notificado la resolución de concesión.

Artículo 30. *Resolución.*

1. Una vez aprobada la propuesta de resolución definitiva, el órgano competente resolverá el procedimiento.

2. De acuerdo con el artículo 26 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, la resolución recaída en el procedimiento se publicará a través de la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

3. La resolución, que será motivada, pone fin a la vía administrativa y será publicada en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, en el plazo máximo de seis meses contados desde la publicación del extracto de la convocatoria en el «Boletín Oficial del Estado», salvo que la misma posponga sus efectos a una fecha posterior. El vencimiento del plazo sin que se haya dictado y notificado resolución expresa, legitima a los interesados para entender desestimada la solicitud de concesión de la ayuda, conforme a lo establecido en el artículo 25.5 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

Artículo 31. *Recursos.*

1. La resolución del procedimiento podrá ser recurrida potestativamente en reposición en el plazo de un mes contado desde el día siguiente a la fecha de su notificación ante el mismo órgano que la dictó, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 124 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre. Sin perjuicio de lo anterior, contra dicha resolución, en el plazo de dos meses a

contar desde el día siguiente a la fecha de notificación de la misma, cabe interponer recurso contencioso-administrativo ante la Sala de lo Contencioso-administrativo de la Audiencia Nacional.

2. La interposición del recurso de reposición se realizará de forma electrónica en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

Artículo 32. *Financiación.*

Las ayudas destinadas a compensar parte de los cargos a las empresas de carácter electrointensivo, conforme al objeto del presente título, se concederán con cargo a los créditos presupuestarios de la Secretaría General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa existentes en cada ejercicio presupuestario y estarán condicionadas a que exista disponibilidad presupuestaria.

Las cuantías correspondientes a los Presupuestos Generales del Estado de cada uno de los años en curso se destinarán a compensar los costes imputables a la financiación de apoyo citados correspondientes al año anterior.

Artículo 33. *Garantías y pago.*

1. No se exigirá la constitución de garantías a los beneficiarios.

2. Se ordenará el pago de las ayudas, una vez dictada la resolución de concesión y siempre que el régimen de concesión haya sido autorizado por la Comisión Europea.

Artículo 34. *Publicidad.*

1. La publicidad de las ayudas concedidas se llevará a cabo según lo dispuesto en el artículo 18 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y el artículo 30 del Reglamento de la Ley General de Subvenciones.

2. En las publicaciones, actividades de difusión, páginas web y otros medios de la instalación subvencionada, deberá mencionarse al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo como entidad financiadora.

3. El incumplimiento de esta obligación se considerará infracción leve de acuerdo con el artículo 56.c) de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y se sancionará con una multa fija en los términos previstos en el artículo 59 de la misma ley. Asimismo, si se persiste en dicho incumplimiento, tras el procedimiento sancionador, podrá ser causa de reintegro de acuerdo con lo establecido en el artículo 37.1.d) de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y el artículo 93 de su Reglamento.

Artículo 35. *Comprobación y control.*

1. Con el fin de comprobar el cumplimiento de las obligaciones de los beneficiarios de estas ayudas, durante el primer semestre de los tres años posteriores a la concesión de la ayuda, el órgano instructor y de seguimiento requerirá a los beneficiarios que presenten, en un plazo de veinte días hábiles, la documentación que se relaciona a continuación:

a) Declaración responsable del cumplimiento de las obligaciones previstas en los artículos 10 a 13 del presente real decreto.

b) El último informe en vigor de auditoria del sistema de Gestión de la Energía certificado según la norma UNE-EN ISO 50001:2018 o aquella que la sustituya en el futuro.

c) Asimismo, aquellos beneficiarios sujetos a las obligaciones del artículo 11.2, deberán presentar adicionalmente:

1.º El informe detallado al que se refiere el artículo 11.3.

2.º Si el beneficiario ha elegido realizar las actuaciones a las que se refiere el artículo 11.2.a), deberá aportar la última auditoria energética realizada para la instalación y un informe de auditor de cuentas inscrito en el ROAC, en el que se certifiquen las inversiones recomendadas en la auditoría energética que se han llevado a cabo durante el último año.

3.º Si el beneficiario ha elegido realizar las actuaciones a las que se refiere el artículo 11.2.b), deberá aportar los siguientes documentos:

i) Informe de un auditor de cuentas inscrito en el ROAC en el que se certifique el importe de las inversiones realizadas para la reducción de las emisiones directas en la instalación.

ii) Justificación verificada de las emisiones directas de gases de efecto invernadero de la instalación una vez finalizados los proyectos de reducción de estas emisiones, elaborada por un verificador acreditado en el ámbito del sistema de comercio de derechos de emisión por la Entidad Nacional de Acreditación (ENAC) o cualquier otro Organismo Nacional de Acreditación designado de acuerdo con lo establecido en el Reglamento (CE) n.º 765/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de julio de 2008, por el que se establecen los requisitos de acreditación y vigilancia del mercado relativos a la comercialización de los productos y por el que se deroga el Reglamento (CEE) n.º 339/93.

Este documento solo será exigible a aquellas instalaciones incluidas en el régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea.

4.º Si el beneficiario ha elegido realizar las actuaciones a las que se refiere el artículo 11.2.c), deberá aportar un documento oficial o informe verificado por una entidad acreditada en el comercio de derechos de emisión que acredite el porcentaje del consumo anual de electricidad de la instalación a partir de fuentes de energía renovables, en el que se detallará la procedencia y forma de contratación de este consumo.

d) Sin perjuicio de los requisitos de documentación anteriores, aquellos beneficiarios de sectores "en riesgo" que se hayan acogido a los apartados 5 o 6 del artículo 20 para acceder a una intensidad de ayuda superior al 75 por ciento deberán, en todo caso, aportar el informe verificado al que se refiere el apartado 1.c).3.º de este artículo.

2. Estos documentos se presentarán en una aplicación habilitada al efecto en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

3. En todo caso, el beneficiario estará sometido a las actuaciones de comprobación que determine en su caso el órgano concedente de las subvenciones, así como al control financiero de la Intervención General del Estado y al control fiscalizador del Tribunal de Cuentas y a cualquier otra normativa aplicable.

Artículo 36. *Reintegros e incumplimientos.*

1. Procederá el reintegro de las cantidades percibidas y la exigencia del interés de demora desde el momento del pago de la subvención, en los casos y en los términos previstos por el artículo 37 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

2. El incumplimiento de los requisitos establecidos en este título, específicamente lo dispuesto en los apartados anteriores, en la orden de convocatoria y en las demás normas aplicables, dará lugar, mediante el procedimiento de reintegro, a la obligación de devolver total o parcialmente las ayudas percibidas y los intereses de demora correspondientes, conforme a lo dispuesto en el capítulo I del título II de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y en el título III del Reglamento de la Ley General de Subvenciones.

3. En todo caso, el reintegro será de la totalidad de la ayuda percibida más los intereses de demora en los siguientes casos:

a) El falseamiento, la inexactitud o la omisión en los datos suministrados por el beneficiario que hayan servido de base para la concesión.

b) La resistencia, excusa, obstrucción o negativa a las actuaciones de comprobación de cualquier extremo contenido en la documentación que aporte el beneficiario.

c) El incumplimiento de las obligaciones relativas al mantenimiento de la actividad productiva a las que se refiere el artículo 5 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre.

d) El incumplimiento del consumidor electrointensivo de los deberes y obligaciones que se deriven de los contratos a medio y largo plazo, celebrados entre consumidores electrointensivos y oferentes de energía eléctrica cuya cobertura de riesgos derivados de la adquisición de energía eléctrica se realice por cuenta del Estado, conforme establece el artículo 15.5 del Real Decreto-ley 24/2020, de 26 de junio.

Artículo 37. *Sanciones.*

Será de aplicación lo previsto en el título IV de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, si concurriesen los supuestos tipificados como infracciones administrativas en materia de subvenciones y ayudas públicas.

TÍTULO IV

Mecanismo de cobertura de riesgos derivados de la adquisición a medio y largo plazo de energía eléctrica por consumidores electrointensivos

Artículo 38. *Objeto y finalidad.*

Constituye el objeto de este título el desarrollo del mecanismo de cobertura por cuenta del Estado, a través del Agente Gestor que será desempeñada por la Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación, S.A. (CESCE) de los riesgos derivados de la adquisición a medio y largo plazo de energía eléctrica por consumidores electrointensivos, de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto-ley 24/2020, de 26 de junio.

Artículo 39. *Modalidades de cobertura.*

La cobertura de los riesgos derivados de la adquisición a medio y largo plazo de energía eléctrica por consumidores electrointensivos podrá revestir la forma de seguro de crédito y de garantía.

Las modalidades de seguro para estos riesgos por cuenta del Estado y sus condicionados generales serán objeto de autorización por la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo.

El Agente Gestor establecerá las condiciones especiales y particulares que sean necesarias para adecuar la cobertura a las características concretas de cada operación.

Artículo 40. *Responsabilidad del Estado.*

El Agente Gestor designado con carácter exclusivo, gestionará como asegurador o como garante, en nombre propio y por cuenta del Estado, la cobertura de los riesgos que sean asumidos por este, sobre cualquiera de los riesgos de insolvencia de hecho o de derecho en el marco de los contratos que suscriban los consumidores electrointensivos para la adquisición a medio y largo plazo de energía eléctrica.

El Estado, a través del FERGEI, asumirá los resultados de la cobertura de los riesgos derivados de la contratación de adquisición de energía eléctrica a medio y largo plazo de consumidores electrointensivos, conforme a las estipulaciones generales que se establezcan en cada modalidad de cobertura y en el correspondiente contrato de cobertura, de acuerdo con lo establecido en el artículo 12.4 del Real Decreto-ley 24/2020, de 26 de junio.

En la formalización del contrato de cobertura, el Agente Gestor hará constar que actúa por cuenta del Estado.

Artículo 41. *Exclusión general de responsabilidad indemnizatoria. Exclusión del riesgo legal y documental.*

En los contratos de seguro, el Agente Gestor no asume el riesgo legal de la operación ni de la documentación suscrita por el Asegurado.

En su condición de asegurador, el Agente Gestor quedará eximido de la obligación de indemnizar en el caso de que: (i) las pérdidas producidas se deban directa o indirectamente a una acción u omisión del propio Asegurado; o (ii) se haya instrumentado o documentado incorrectamente el Crédito, sus medios de pago o sus garantías y se determine la falta de validez o inexigibilidad de los mismos, de forma que quedará eximido de la obligación de indemnizar en el caso de que las pérdidas producidas se deban directa o indirectamente a una acción u omisión del propio asegurado, en la que se acredite la falta de validez o inexigibilidad del crédito derivada de su instrumentación, o la de sus medios de pago o garantías.

Artículo 42. *Obligación de confidencialidad.*

1. El Agente Gestor deberá guardar la más estricta confidencialidad sobre la información que le sea suministrada por los asegurados, solicitantes del seguro y por aquellas otras entidades implicadas en el estudio de una operación susceptible de cobertura.

2. Se entiende como información confidencial aquella que le sea suministrada al Agente Gestor siempre que la misma no fuese de dominio público o previamente conocida por el Agente Gestor.

3. El Agente Gestor se obliga respecto de la información confidencial a: (a) no publicarla o divulgarla, directa o indirectamente; (b) a adoptar las medidas adecuadas de protección de la misma, de igual forma en que proteja su propia información confidencial; (c) a no suministrarla a terceras partes distintas de: (i) la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo; (ii) el Tribunal de Cuentas; (iii) cualquier otra autoridad gubernamental o entidad administrativa en cumplimiento de las obligaciones de información a las que se encuentra sometido el Agente Gestor; o (iv) cualquier autoridad judicial o administrativa competente que requiera la información confidencial al Agente Gestor.

Artículo 43. *Indemnización y subrogación en los créditos indemnizados.*

1. El pago de la indemnización se efectuará en los plazos previstos en el contrato de cobertura, siempre que se hayan cumplido las condiciones allí previstas y se acredite, durante la correspondiente tramitación del siniestro, la existencia de un derecho legítimo a la indemnización.

2. La indemnización se efectuará con carácter provisional y a cuenta de su liquidación definitiva.

3. Sin perjuicio de un eventual reajuste posterior al elevar la indemnización a definitiva, el pago de la indemnización provisional al asegurado o beneficiario producirá la subrogación automática del Agente Gestor en los derechos económicos del crédito indemnizado, incluyendo intereses, garantías y cualquier otro derecho derivado del mismo, ejerciendo los derechos que al Estado correspondan sobre el crédito.

4. Con el abono de la indemnización, el Agente Gestor devendrá representante del Asegurado en la cuota no amparada por el seguro. Los convenios que en uso de la representación que precede suscriba el Agente Gestor serán plenamente oponibles a sus asegurados, y vinculantes para estos últimos por la totalidad de los créditos incluidos en tales convenios sin perjuicio de la titularidad dominical de los asegurados sobre el porcentaje del crédito no asegurado, ni del derecho de estos últimos a percibir las indemnizaciones que procedan en términos del contrato de seguro suscrito.

5. La liquidación definitiva se producirá una vez agotadas todas las gestiones de recobro o resarcimiento, una vez se hubiera determinado legalmente la insolvencia definitiva del deudor, o si el Agente Gestor acordase que el crédito resulta incobrable.

6. Adicionalmente a lo dispuesto en el apartado anterior, una vez efectuada la indemnización, el Agente Gestor podrá en cualquier momento optar por subrogarse formalmente en la titularidad del crédito indemnizado.

7. En todo caso, el Agente Gestor ostentará la dirección de las gestiones de cobro y del procedimiento y el Asegurado deberá seguir cuantas instrucciones le dé el Asegurador al respecto.

Artículo 44. *Procedimiento de elaboración, formulación y aprobación de cuentas del Fondo de Reserva para Garantías de Entidades Electrointensivas y de la contabilidad del Agente Gestor por cuenta del Estado.*

1. La contabilidad de las operaciones del FERGEI y la preparación de sus cuentas anuales corresponde al Consorcio de Compensación de Seguros (en adelante Consorcio) como entidad gestora y administradora del mismo, y su formulación y aprobación a la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo a propuesta de su Presidencia.

2. La rendición de las cuentas anuales del FERGEI se realizará de acuerdo con lo previsto en los artículos 137 y 139 bis de la Ley 47/2003, de 26 de noviembre.

3. El Agente Gestor deberá aportar a la entidad gestora y administradora del Fondo los resultados de todas las operaciones relativas a los riesgos derivados de consumidores

electrointensivos que el Agente Gestor suscriba por cuenta del Estado y los estados contables agregados, en la forma y con el alcance y la periodicidad que se establezcan para la incorporación a la contabilidad del FERGEI. Asimismo, deberá aportar la información adicional que aquélla requiera para la preparación de las cuentas anuales del FERGEI.

4. El Agente Gestor deberá registrar las operaciones que suscriba relativas a los riesgos derivados de consumidores electrointensivos en una contabilidad separada e independiente de la contabilidad utilizada para cualquier otra actividad que realice por cuenta propia o por cuenta del Estado. Esta contabilidad deberá elaborarse de acuerdo con las normas y criterios contables previstos en el Plan de Contabilidad de las Entidades Aseguradoras.

Artículo 45. *Supervisión de la gestión de la cobertura por cuenta del Estado de los riesgos derivados de la contratación de adquisición de energía eléctrica, a medio y largo plazo, de consumidores electrointensivos.*

1. La Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo será el órgano de control, seguimiento y participación de la Administración General del Estado en la gestión que realice el Agente Gestor en su actividad para la cobertura por cuenta del Estado de los riesgos derivados de la adquisición a medio y largo plazo de energía eléctrica por consumidores electrointensivos. A tales efectos, actuará como órgano de relación y coordinación entre la Administración General del Estado y el Agente Gestor.

2. La Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo estará formada por un máximo de doce vocalías, formado por personas que ocupen un puesto con rango al menos de Subdirección General o asimilado, que pertenecerán a los siguientes órganos:

a) Uno a la Secretaría de Estado de Comercio.
b) Dos a la Secretaría General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa.
c) Tres a la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa.
d) Uno a la Dirección General de Política Económica.
e) Uno al Consorcio de Compensación de Seguros.
f) Uno al Ministerio de Hacienda.
g) Tres a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

3. Ocupará la Presidencia de la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo la persona titular de la Secretaría General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa.

Actuará como secretario de la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo un funcionario destinado en el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, que será designado por la Comisión a propuesta de la Presidencia, y que actuará con voz, pero sin voto.

4. La Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo se reunirá con la periodicidad y en la forma que se establezca por la misma atendiendo a las necesidades de las operaciones que sean propuestas por los servicios del Agente Gestor. Será convocada por su Presidencia, por decisión propia o a solicitud de la Presidencia del Agente Gestor.

5. La Presidencia de la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo, en atención a las materias a tratar en las reuniones, requerirá, por propia iniciativa o a solicitud de la Presidencia del Agente Gestor, la asistencia del personal de los servicios del Agente Gestor que, por sus conocimientos técnicos, se considere procedente. En todo caso, a las reuniones deberá asistir de forma permanente la Presidencia del Agente Gestor, o la persona en quien delegue, así como el personal del Agente Gestor que sea necesario para el análisis de las operaciones. Las personas representantes del Agente Gestor asistirán a las reuniones de la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo con voz, pero sin voto. Igualmente, la Presidencia de la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo podrá invitar a participar en las reuniones a expertos independientes cuando la naturaleza de los asuntos a tratar así lo aconseje.

Artículo 46. *Funciones de la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo.*

Corresponderán a la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo las siguientes funciones:

a) El control y seguimiento de la gestión que realice el Agente Gestor en las operaciones de cobertura de riesgos derivados de la adquisición a medio y largo plazo de energía eléctrica por consumidores electrointensivos que asuma por cuenta del Estado.

b) Decidir sobre las propuestas en materia de cobertura de riesgos derivados de la adquisición a medio y largo plazo de energía eléctrica por consumidores electrointensivos y respecto a la gestión de los mismos que realice el Agente Gestor.

c) Tomar decisiones sobre reestructuración o refinanciación de créditos asegurados, incluidas aquellas que impliquen quitas, remisiones y/o aplazamientos de deuda, pudiendo delegar de forma genérica en el Agente Gestor la toma de dichas decisiones hasta un límite concreto por operación o límite global que se estime en cada momento por la Comisión.

d) Aprobar las tarifas que se apliquen a las operaciones aseguradas.

e) Autorizar las modalidades de cobertura, bien en forma de póliza de seguro o de garantía, en virtud de las cuales se dará cobertura a los riesgos derivados de la adquisición a medio y largo plazo de energía eléctrica por consumidores electrointensivos por cuenta del Estado, así como las Condiciones Generales de las pólizas de seguro de las modalidades que se autoricen.

f) Aprobar, dentro de los límites que se establezcan, el nivel de atribuciones que se autorice al Agente Gestor, así como la supervisión que se ejercerá por la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo, en relación con las tareas necesarias para la gestión de los riesgos derivados de consumidores electrointensivos, por cuenta del Estado, durante toda la duración de los mismos.

g) Solicitar al Agente Gestor que recabe y aporte la información necesaria para valorar los riesgos que asume el Estado en relación a este mercado, y controlar la gestión eficiente por parte de aquél.

h) Determinar la información económico-financiera que de forma específica o periódica deba ser remitida al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo sobre la actividad de CESCE como Agente Gestor de la cobertura de riesgos por cuenta del Estado de los riesgos derivados de la contratación de adquisición de energía eléctrica, a medio y largo plazo, de consumidores electrointensivos.

i) En general, ejercitar las competencias relacionadas con las decisiones sobre gestión de estos riesgos por cuenta del Estado que no estén legalmente atribuidas a otro órgano de la Administración General del Estado y que no sean propias del Agente Gestor.

j) Colaborar con el Agente Gestor para asegurar que éste puede adquirir y destinar los medios materiales y humanos adecuados a la gestión de las coberturas por cuenta del Estado de los riesgos derivados de la contratación de adquisición de energía eléctrica, a medio y largo plazo, de consumidores electrointensivos, así como instruir al Agente Gestor para que tome las medidas oportunas para asegurar una correcta gestión y maximizar su productividad.

k) Valorar las operaciones de titulización o de cualquier otra índole destinadas a la disminución del riesgo contraído o la mejora en la rentabilidad o calidad de la cartera de riesgo gestionada por el Agente Gestor en relación a estas coberturas.

l) Cualquier otra que se le atribuya legal o reglamentariamente.

Artículo 47. *Convenio.*

De conformidad con el artículo 15.3 del Real Decreto-ley 24/2020, de 26 de junio, el Agente Gestor suscribirá con la persona titular del Ministerio de Industria Comercio y Turismo un Convenio donde se establezcan los derechos, obligaciones y tareas a desarrollar por el Agente Gestor.

El Convenio detallará los términos y condiciones para el ejercicio de las funciones para las que se habilita al Agente Gestor, entre los que necesariamente figurarán los siguientes:

a) El sometimiento a las instrucciones recibidas de la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo y la colaboración con ésta en el cumplimiento de las funciones que tiene atribuidas.

b) El régimen de responsabilidad derivado del incumplimiento de las instrucciones recibidas, incluidas las causas de resolución del Convenio.

c) El compromiso de separación estricta entre las operaciones de cobertura de riesgo de crédito por cuenta propia y por cuenta del Estado, así como de la actividad por cuenta del Estado de cobertura de los riesgos de la internacionalización.

d) La obligación del Agente Gestor de informar al Estado a iniciativa del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo o de la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo, facilitando, con la periodicidad que sea acordada, cuanta información sea requerida sobre los riesgos derivados de la adquisición a medio y largo plazo de energía eléctrica por consumidores electrointensivos asumidos por cuenta del Estado.

e) La retribución al Agente Gestor por la gestión, administración y control de la cobertura de los riesgos derivados de la adquisición a medio y largo plazo de energía eléctrica por consumidores electrointensivos que se asumen por cuenta del Estado.

f) Cualesquiera otras disposiciones que se entiendan necesarias para la mejor prestación de servicios del Agente Gestor.

Artículo 48. *Retribución del Agente Gestor.*

De conformidad con lo previsto en el artículo 15.8 del Real Decreto-ley 24/2020, de 26 de junio, y en el apartado e) del artículo 47 del presente real decreto el Agente Gestor percibirá una retribución por los servicios de gestión, administración, y control de los riesgos que se asumen por cuenta del Estado.

Dicha retribución se estipulará entre las partes respetando las directrices establecidas por la Unión Europea, y atendiendo, entre otros criterios, a los costes de gestión y a las prácticas equivalentes del mercado asegurador, compatibles con el mercado interior. Dicha remuneración no podrá superar el 20 por ciento de las primas netas, y se calculará como el resultado de la agregación de los siguientes componentes:

1. Un importe neto de impuestos indirectos, anulaciones y extornos, resultante de un porcentaje del 15 por ciento a deducir del importe de las primas efectivamente percibidas que deban abonarse en cada operación. Este importe será percibido por el Agente Gestor de los tomadores de las pólizas, o de los beneficiarios de las garantías emitidas por cuenta del Estado, sin que la Administración General del Estado asuma ninguna obligación respecto de la efectiva percepción del mismo.

2. Un tramo variable, ligado al resultado para el FERGEI de las operaciones de aseguramiento o garantía, aprobadas por la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo y gestionadas por el Agente Gestor, de un importe neto de impuestos indirectos, anulaciones y extornos resultante de incrementar o deducir la remuneración hasta un 5 por ciento del importe de las primas efectivamente percibidas.

Corresponderá a la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo la verificación anual del desempeño del Agente Gestor atendiendo a los resultados de las coberturas y a su impacto en el FERGEI.

El porcentaje de retribución variable que se aplicará en el ejercicio será la suma de los que se reconozcan en aplicación de cada uno de los criterios anteriores.

El Agente Gestor retendrá y deducirá la retribución que le corresponde y transferirá a la cuenta bancaria titularidad del FERGEI el importe restante de las cantidades efectivamente percibidas en concepto de primas de los tomadores del seguro o de los beneficiarios de las coberturas.

La retribución pactada será objeto de revisión a los tres años de la emisión de la primera cobertura por parte del Agente Gestor a fin de establecer conforme a la experiencia adquirida y el resto de criterios de ponderación la suficiencia de la misma, para atender la administración gestión y control de los riesgos.

El Agente Gestor podrá repercutir a los solicitantes de coberturas y garantías como requisito para llevar a cabo el análisis de las solicitudes de cobertura, un importe en concepto de gastos de estudio. La determinación de ese importe será aprobada por la Comisión de Riesgos del Mercado Electrointensivo a propuesta del Agente Gestor y los ingresos que perciba el Agente Gestor por este concepto serán transferidos al FERGEI como parte de los recursos generados por el sistema.

Disposición adicional primera. *Compatibilidad con las normas de ayudas de Estado.*

La ejecución de las medidas de apoyo a los consumidores electrointensivos que se recogen en el presente real decreto estará sujeta a disponibilidad presupuestaria, previa autorización de la Comisión Europea y de acuerdo con las normas reguladoras de ayudas de Estado.

Disposición adicional segunda. *Procedimiento de exclusión del reintegro de las ayudas establecido en el artículo 5 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre.*

1. A efectos de lo dispuesto en el artículo 5 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, se definen los siguientes conceptos:

– «Capacidad productiva» o «capacidad de producción»: se refiere a toda la actividad productiva por todos los procesos o productos de las instalaciones industriales usadas. Se podrá utilizar como referencia la media del nivel de actividad de la instalación durante los últimos ejercicios, estuviera esta actividad ligada o no, completa o en parte, a la ayuda en cuestión concedida a la instalación por alguno de los mecanismos definidos.

– «Plantilla»: se refiere al número total de trabajadores que se encuentren ocupados en las instalaciones en toda su actividad productiva, independientemente de que su actividad esté dirigida hacia procesos productivos o productos que guarden o no relación con las ayudas en cuestión concedidas a la instalación por alguno de los mecanismos definidos.

– «Forma temporal»: en relación al punto 4 del artículo 5, del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, se entenderá que una empresa industrial ha reducido su capacidad productiva o su plantilla en más de un 85 por ciento de «forma temporal» durante el proceso de búsqueda de nuevos inversores cuando el proceso de búsqueda de nuevos inversores no excede los 12 meses. A estos efectos antes de los 6 meses contados a partir de la fecha en que se produzca el incumplimiento del requisito de mantenimiento de la actividad productiva o de la plantilla, la empresa deberá acreditar su interés de vender mediante la presentación de un documento de venta puesto a disposición de los inversores interesados o de los documentos que acrediten la existencia de un proceso de solicitud de ofertas no vinculantes o similares. En caso contrario, se podrán dictar las órdenes de reintegro de las subvenciones por los órganos pertinentes sin llegar a agotar los 12 meses de plazo máximo.

Superados los 12 meses desde el inicio del incumplimiento de los requisitos del mantenimiento de la actividad productiva o plantilla y no habiéndose recuperado la actividad, según se describe en la definición de «Reinicio de la actividad productiva de la instalación», se considerará que la reducción es de carácter definitivo.

– «Proceso de búsqueda de nuevos inversores»: es la búsqueda de un comprador de las instalaciones industriales que vaya a reiniciar la actividad productiva, o bien de un nuevo inversor que participe en el capital de la anterior empresa de forma que permita relanzar la actividad.

– «Reinicio de la actividad productiva de la instalación»: se considerará que se reinicia la actividad en la instalación cuando esta sea capaz de generar, al menos, el 50 por ciento del nivel de empleo y producción anteriores. La nueva actividad industrial no requerirá ser exactamente la que venía desarrollando la empresa con anterioridad, si bien tendrá que ser también una actividad industrial, manufacturera, del mismo sector industrial, como evolución, adaptación o diversificación razonable tecnológicamente de la anterior y de sus instalaciones.

2. Condiciones de la exclusión del reintegro.

La anterior empresa, o la nueva adquiriente que se haya subrogado en todas las obligaciones y derechos de la anterior, no tendrá que reintegrar ninguna de las ayudas recibidas si se reinicia la actividad en la instalación en los términos recogidos en el apartado anterior.

Esta exclusión del reintegro implica la exención de penalización económica y/o exigencia de intereses de demora a la empresa que pudieran derivarse del tiempo empleado en el proceso de búsqueda de nuevos inversores.

Así mismo, esta exclusión de reintegro habilita a la nueva empresa o anterior con nuevo inversor a ser beneficiario de las ayudas de alguno de los mecanismos definidos, siempre sujeto al cumplimiento de lo dispuesto en el Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre.

La exclusión no exime a la nueva empresa o a los nuevos compradores o inversores del cumplimiento de la obligación de mantener los nuevos niveles de producción y de empleo –al menos el 50 por ciento del nivel anterior– por el tiempo restante hasta completar los 3 años posteriores a la concesión inicial de las ayudas. En caso de incumplimiento, se exigirá el reintegro a la nueva empresa o inversores que hayan asumido los derechos y obligaciones de la empresa originalmente receptora de la subvención.

En el caso de que la exclusión del reintegro finalmente no se produjera, se exigirá, en base a lo dispuesto en el artículo 37.1 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, el interés de demora correspondiente desde el momento del pago de la subvención hasta la fecha en que se acuerde la procedencia del reintegro mediante orden del órgano competente, o bien la fecha en que el deudor ingrese el reintegro si es anterior a ésta.

Disposición adicional tercera. *Compensación de costes indirectos por emisiones de gases de efecto invernadero.*

1. Siempre que exista disponibilidad presupuestaria, se procederá a la convocatoria de ayudas destinadas a compensar los costes indirectos imputables a las emisiones de gases de efecto invernadero repercutidas en los precios de la electricidad a instalaciones pertenecientes a sectores expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono, de acuerdo con el procedimiento legalmente establecido.

2. Hasta el 31 de diciembre de 2020, el mecanismo de compensación de costes de emisiones indirectas de gases de efecto invernadero se regirá por lo establecido en el Real Decreto 1055/2014, de 12 de diciembre, por el que se crea un mecanismo de compensación de costes de emisiones indirectas de gases de efecto invernadero para empresas de determinados sectores y subsectores industriales a los que se considera expuestos a un riesgo significativo de «fuga de carbono» y se aprueban las bases reguladoras de la concesión de las subvenciones para los ejercicios 2014 y 2015.

Disposición adicional cuarta. *Revisión de requisitos para poder optar a la categoría de consumidor electrointensivo.*

La Secretaría General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa podrá evaluar periódicamente el requisito para poder optar a la categoría de consumidor electrointensivo establecido en el artículo 3.2.b). En función de los resultados obtenidos sobre su aplicación en los diferentes sectores, por resolución de la persona titular de la Secretaría General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa se podrá modificar su valor, previa consulta a la Secretaría de Estado de Energía.

A estos efectos, los consumidores electrointensivos deberán remitir anualmente a la Secretaría General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, información sobre sus datos energéticos, económicos, financieros y de empleo de acuerdo con el modelo que establezca.

Disposición adicional quinta. *Información para la emisión del informe del operador del sistema, la verificación de requisitos y las obligaciones de consumo.*

En orden a facilitar la elaboración del Operador del Sistema, previsto en el artículo 6.2.b).iii, la verificación de lo dispuesto en el artículo 10, apartados 1 y 3, y el seguimiento de los requisitos y obligaciones de consumo establecidos en este real decreto:

1. Los encargados de la lectura deberán remitir al concentrador principal, gestionado por el Operador del Sistema, las medidas horarias de los consumidores electrointensivos y de los consumidores que soliciten el inicio del proceso de certificación.

2. Asimismo, los encargados de lectura deberán remitir al concentrador principal de medidas, gestionado por el Operador del Sistema, la información de la energía autoconsumida de aquellos consumidores a los que sea de aplicación esta obligación. Para ello deberán disponer de los equipos de medida adicionales que permiten obtener la medida del autoconsumo, en aplicación del artículo 12.2 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril,

por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Disposición transitoria primera. *Período transitorio para la aplicación del mecanismo de compensación por la financiación de apoyo para la electricidad procedente de fuentes renovables, cogeneración de alta eficiencia y compensación del extracoste en los territorios no peninsulares.*

Hasta que el Gobierno, mediante real decreto, apruebe los cargos de acuerdo con la metodología prevista en el artículo 16.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los costes subvencionables que se regulan en el artículo 20 de este real decreto, para la aplicación de los mecanismos de compensación a los consumidores electrointensivos por la financiación de apoyo para la electricidad procedente de fuentes renovables, cogeneración de alta eficiencia y compensación del extracoste en los territorios no peninsulares, se calcularán a partir de los cargos implícitos que resulten de la diferencia entre los precios anuales de los peajes de acceso vigentes y los precios de los peajes de acceso destinados a cubrir únicamente la retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica que resulten de aplicar en el año correspondiente a la compensación la metodología recogida en la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, para cada nivel de tensión tarifario de la referida circular.

Durante este periodo, la acreditación por parte de los interesados, a la que hacen referencia los artículos 6.2, 18.1.d) y 27.2.a), de los cargos abonados durante este periodo se entenderá referida al abono de los peajes de acceso que estuvieran en vigor para el año anterior n.

Disposición transitoria segunda. *Periodo transitorio para el cumplimiento de las obligaciones del consumidor electrointensivo en el ámbito del consumo.*

1. Los consumidores electrointensivos dispondrán de un plazo máximo de tres meses a partir de la aprobación del procedimiento al que se refiere el artículo 10.1 para instalar los equipos, sistemas y comunicaciones exigidos.

2. Una vez instalados los referidos equipos, sistemas y comunicaciones, el consumidor lo comunicará en el plazo máximo de dos días al Operador del Sistema. El Operador del Sistema dispondrá de un plazo de tres meses para verificar el cumplimiento de los requisitos y, en su caso, emitir el informe a que se refiere el artículo 6.

3. Durante este periodo los consumidores podrán obtener la certificación de consumidores electrointensivos condicionado al cumplimiento de lo dispuesto en los apartados anteriores. Asimismo, durante este período quedaran exentos de la obligación establecida en el artículo 10. A partir del día 1 del mes siguiente a la fecha en que se otorgue la certificación prevista en el artículo 6.4 se iniciará el cómputo del plazo para el cumplimiento de dicha obligación.

4. Transcurrido el plazo máximo de tres meses sin que el consumidor hubiera instalado los equipos, sistemas y comunicaciones requeridos, se procederá a la baja automática de la condición de consumidor electrointensivo desde la fecha en que le fue otorgada dicha certificación, con las repercusiones establecidas en la normativa aplicable.

Disposición transitoria tercera. *Instalación de equipos adicionales para la energía autoconsumida de los consumidores electrointensivos.*

Los consumidores electrointensivos acogidos a una de las modalidades de suministro con autoconsumo deberán disponer de los equipos adicionales indicados en el apartado 2 de la disposición adicional quinta antes de 6 meses tras la fecha de obtención de la condición de consumidores electrointensivos. Hasta este momento, dichos consumidores podrán enviar como programa de consumo, el programa de toma de energía de la red, de forma que incorporen en dicho programa la energía autoconsumida.

Disposición transitoria cuarta. *Suspensión temporal del requisito de haber consumido al menos el 46 por ciento de la electricidad en periodo tarifario valle.*

Excepcionalmente, a efectos de la comprobación del cumplimiento del requisito del artículo 3.2.b) del presente real decreto no se exigirá haber consumido al menos el 46 por ciento de la energía en las horas correspondientes al periodo tarifario valle durante la vigencia del mecanismo excepcional de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista previsto en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista. A estos efectos, se considerará que todos los solicitantes de nueva certificación o de renovación de una certificación vigente cumplen este requisito en los años en los cuales haya estado en vigor el citado mecanismo excepcional.

Cuando finalice la vigencia de este mecanismo excepcional, mediante resolución del Secretario General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, se establecerá el umbral mínimo para este requisito durante el año natural en que finalice la misma, que se aplicará en la evaluación de las solicitudes de certificación o renovación a partir del año siguiente. El cálculo de este umbral se basará en un prorrateo de la exigencia de consumo mínimo en periodo valle entre el número de días del año en que haya estado vigente el mecanismo excepcional y el número total de días del año.

En todo caso, independientemente de lo previsto en los dos párrafos anteriores, se exigirá el cumplimiento del resto de los requisitos del artículo 3 durante el periodo de tres años anteriores a la solicitud, incluido el consumo mínimo exigido por el artículo 3.2.b).

Disposición transitoria quinta. *Cumplimiento de las obligaciones de contratación a plazo mientras no se puedan realizar varias contrataciones para un mismo punto de suministro.*

Hasta que se desarrolle reglamentariamente la opción de realizar diversas contrataciones para un mismo punto de suministro, los consumidores electrointensivos podrán acreditar el cumplimiento de la obligación de contratación a plazo del artículo 12.1 teniendo en cuenta el consumo de energía eléctrica del conjunto de puntos de suministro certificados como consumidores electrointensivos pertenecientes al mismo grupo empresarial.

Disposición final primera. *Modificación del Reglamento de Ordenación y Supervisión de Seguros Privados, aprobado por el Real Decreto 2486/1998, de 20 de noviembre.*

El Reglamento de Ordenación y Supervisión de los Seguros Privados, aprobado por el Real Decreto 2486/1998, de 20 de noviembre, queda modificado como sigue:

Uno. Se añade un apartado k) al artículo 29.2 con el siguiente contenido:

> «k) De gestión de los riesgos derivados de la adquisición por los consumidores electrointensivos de energía eléctrica en los contratos a medio y largo plazo del título III del RD-ley 24/2020 de 26 de junio.»

Dos. Se añade el artículo 48 ter con la siguiente redacción:

> **«Artículo 48 ter.** *Provisión de gestión de riesgos derivados de la adquisición por consumidores electrointensivos de energía eléctrica en los contratos a medio y largo plazo asegurados por cuenta del Estado.*
>
> 1. El Agente Gestor de la cobertura por cuenta del Estado de los riesgos derivados de la adquisición por consumidores electrointensivos de energía eléctrica en los contratos a medio y largo plazo, deberá dotar la provisión para gestión de los riesgos derivados de la adquisición por consumidores electrointensivos de energía eléctrica en los contratos a medio y largo plazo asegurados por cuenta del Estado.
>
> 2. El importe de esta provisión estará constituido por la parte de la retribución para la gestión correspondiente a los riesgos en curso imputable a periodos futuros, calculada según la distribución temporal de los costes incurridos y esperados, más el valor actual de los gastos esperados necesarios para la total liquidación de siniestros

y la recuperación de los impagos, refinanciados y no refinanciados, en cumplimiento de las obligaciones asumidas por el Agente Gestor, derivadas de los contratos de seguro y garantías suscritos y del correspondiente convenio suscrito con el Estado.»

Disposición final segunda. *Títulos competenciales.*

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1. 13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva para establecer las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético.

Disposición final tercera. *Establecimiento de nuevos mecanismos de apoyo para los consumidores electrointensivos.*

1. El Gobierno, mediante real decreto y previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá establecer nuevos mecanismos de apoyo para los consumidores electrointensivos, así como, en su caso, las obligaciones que les sean exigibles, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre.

2. A partir del 1 de enero de 2021, conforme a lo previsto en la disposición adicional sexta de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, el Gobierno mediante real decreto establecerá el mecanismo de compensación de costes de emisiones indirectas de gases de efecto invernadero en los términos y para los sectores que establezca la normativa de la Unión Europea.

3. A partir de la fecha de modificación de las "Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía 2022", aprobadas por Comunicación de la Comisión Europea 2022/C 80/01, el Gobierno, mediante real decreto, adaptará los mecanismos de compensación a los consumidores electrointensivos por la financiación de apoyo para la electricidad procedente de fuentes renovables, cogeneración de alta eficiencia o compensación del extracoste en los territorios no peninsulares, en los términos y para los sectores que establezca la normativa de la Unión Europea.

Disposición final cuarta. *Habilitación para el desarrollo reglamentario y aplicación.*

Se autoriza a la Ministra de Industria, Comercio y Turismo y a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a dictar, en el ámbito de sus respectivas competencias, cuantas disposiciones generales y resoluciones sean necesarias para el desarrollo y aplicación de lo establecido en este real decreto.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

Este real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

1. Listado de Sectores "en riesgo significativo"

Código CNAE	Descripción
0710	Extracción de minerales de hierro.
0729	Extracción de otros minerales metálicos no férreos.
0811	Extracción de piedra ornamental y para la construcción, piedra caliza, yeso, creta y pizarra.
0891	Extracción de minerales para productos químicos y fertilizantes.
0893	Extracción de sal.
0899	Otras industrias extractivas n.c.o.p.
1021	Procesado de pescados, crustáceos y moluscos.
1022	Fabricación de conservas de pescado.
1031	Procesado y conservación de patatas.
1032	Elaboración de zumos de frutas y hortalizas.
1039	Otro procesado y conservación de frutas y hortalizas.
1043	Fabricación de aceite de oliva.
1044	Fabricación de otros aceites y grasas.

Código CNAE	Descripción
1062	Fabricación de almidones y productos amiláceos.
1081	Fabricación de azúcar.
1086	Elaboración de preparados alimenticios homogeneizados y alimentos dietéticos.
1104	Elaboración de otras bebidas no destiladas, procedentes de la fermentación.
1106	Fabricación de malta.
1310	Preparación e hilado de fibras textiles.
1320	Fabricación de tejidos textiles.
1330	Acabado de textiles.
1391	Fabricación de tejidos de punto.
1393	Fabricación de alfombras y moquetas.
1394	Fabricación de cuerdas, cordeles, bramantes y redes.
1395	Fabricación de telas no tejidas y artículos confeccionados con ellas, excepto prendas de vestir.
1396	Fabricación de otros productos textiles de uso técnico e industrial.
1411	Confección de prendas de cuero.
1431	Confección de calcetería.
1511	Preparación, curtido y acabado del cuero; preparación y teñido de pieles.
1610	Aserrado y cepillado de la madera.
1621	Fabricación de chapas y tableros de madera.
1622	Fabricación de suelos de madera ensamblados.
1629	Fabricación de otros productos de madera; artículos de corcho, cestería y espartería.
1711	Fabricación de pasta papelera.
1712	Fabricación de papel y cartón.
1722	Fabricación de artículos de papel y cartón para uso doméstico, sanitario e higiénico.
1724	Fabricación de papeles pintados.
1920	Refino de petróleo.
2011	Fabricación de gases industriales.
2012	Fabricación de colorantes y pigmentos.
2013	Fabricación de otros productos básicos de química inorgánica.
2014	Fabricación de otros productos básicos de química orgánica.
2015	Fabricación de fertilizantes y compuestos nitrogenados.
2016	Fabricación de plásticos en formas primarias.
2017	Fabricación de caucho sintético en formas primarias.
2059	Fabricación de otros productos químicos n.c.o.p.
2060	Fabricación de fibras artificiales y sintéticas.
2110	Fabricación de productos farmacéuticos de base.
2211	Fabricación de neumáticos y cámaras de caucho; reconstrucción y recauchutado de neumáticos.
2219	Fabricación de otros productos de caucho.
2221	Fabricación de placas, hojas, tubos y perfiles de plástico.
2222	Fabricación de envases y embalajes de plástico.
2229	Fabricación de otros productos de plástico.
2311	Fabricación de vidrio plano.
2312	Manipulado y transformación de vidrio plano.
2313	Fabricación de vidrio hueco.
2314	Fabricación de fibra de vidrio.
2319	Fabricación y manipulado de otro vidrio, incluido el vidrio técnico.
2320	Fabricación de productos cerámicos refractarios.
2331	Fabricación de azulejos y baldosas de cerámica.
2342	Fabricación de aparatos sanitarios cerámicos.
2343	Fabricación de aisladores y piezas aislantes de material cerámico.
2344	Fabricación de otros productos cerámicos de uso técnico.
2349	Fabricación de otros productos cerámicos.
2351	Fabricación de cemento.
2391	Fabricación de productos abrasivos.
2399	Fabricación de otros productos minerales no metálicos n.c.o.p.
2410	Fabricación de productos básicos de hierro, acero y ferroaleaciones.
2420	Fabricación de tubos, tuberías, perfiles huecos y sus accesorios, de acero.
2431	Estirado en frío.
2432	Laminación en frío.
2434	Trefilado en frío.
2442	Producción de aluminio.
2443	Producción de plomo, cinc y estaño.
2444	Producción de cobre.
2445	Producción de otros metales no férreos.
2446	Procesamiento de combustibles nucleares.
2451	Fundición de hierro.
2550	Forja, estampación y embutición de metales; metalurgia de polvos.
2561	Tratamiento y revestimiento de metales.
2571	Fabricación de artículos de cuchillería y cubertería.
2593	Fabricación de productos de alambre, cadenas y muelles.
2594	Fabricación de pernos y productos de tornillería.
2611	Fabricación de componentes electrónicos.
2720	Fabricación de pilas y acumuladores eléctricos.
2731	Fabricación de cables de fibra óptica.
2732	Fabricación de otros hilos y cables electrónicos y eléctricos.
2790	Fabricación de otro material y equipo eléctrico.
2815	Fabricación de cojinetes, engranajes y órganos mecánicos de transmisión.
3091	Fabricación de motocicletas.

Código CNAE	Descripción
3099	Fabricación de otro material de transporte n.c.o.p.

2. Listado de Sectores "en riesgo"

Código CNAE	Descripción
1011	Procesado y conservación de carne.
1012	Procesado y conservación de volatería.
1042	Fabricación de margarina y grasas comestibles similares.
1053	Fabricación de quesos.
1054	Preparación de leche y otros productos lácteos.
1061	Fabricación de productos de molinería.
1072	Fabricación de galletas y productos de panadería y pastelería de larga duración.
1073	Fabricación de pastas alimenticias, cuscús y productos similares.
1082	Fabricación de cacao, chocolate y productos de confitería.
1085	Elaboración de platos y comidas preparados.
1089	Elaboración de otros productos alimenticios n.c.o.p.
1091	Fabricación de productos para la alimentación de animales de granja.
1092	Fabricación de productos para la alimentación de animales de compañía.
1107	Fabricación de bebidas no alcohólicas; producción de aguas minerales y otras aguas embotelladas.
1723	Fabricación de artículos de papelería.
1729	Fabricación de otros artículos de papel y cartón.
2051	Fabricación de explosivos.
2052	Fabricación de colas.
2332	Fabricación de ladrillos, tejas y productos de tierras cocidas para la construcción.
2352	Fabricación de cal y yeso.
2365	Fabricación de fibrocemento.
2452	Fundición de acero.
2453	Fundición de metales ligeros.
2591	Fabricación de bidones y toneles de hierro o acero.
2592	Fabricación de envases y embalajes metálicos ligeros.
2932	Fabricación de otros componentes, piezas y accesorios para vehículos de motor.

§ 120

Real Decreto 184/2022, de 8 de marzo, por el que se regula la actividad de prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 67, de 19 de marzo de 2022
Última modificación: 29 de junio de 2023
Referencia: BOE-A-2022-4361

I

Las sociedades actuales se encuentran inmersas en un profundo proceso de «descarbonización» de sus economías, en cuyo centro se encuentra la transformación energética. La drástica reducción de emisiones de gases de efecto invernadero constituye uno de los grandes objetivos cuya consecución requiere de esfuerzos tanto a nivel regional, nacional, como internacional.

Al mismo tiempo, dicha «descarbonización» se sitúa como uno de los principales retos a los que se enfrentan los Estados, y su éxito dependerá, en gran medida, del esfuerzo coordinado de todos los países. En este sentido, el Acuerdo de París, alcanzado en 2015, representa la principal respuesta internacional de lucha contra el cambio climático.

En el ámbito de la Unión Europea, cabe destacar el denominado «paquete de invierno» Energía Limpia para todos los europeos (COM2016 860 final) presentado en 2016 por la Comisión Europea y que ha supuesto la concreción de los grandes objetivos de «descarbonización» en propuestas legislativas en materia de eficiencia energética, energías renovables, diseño del mercado eléctrico, seguridad de suministro y reglas de gobernanza para la Unión de la Energía, todo ello con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, aumentar la proporción de renovables en el sistema energético y mejorar la eficiencia energética en la Unión en el horizonte 2030.

Dentro de dicho «paquete de invierno» de la UE, el Reglamento de Gobernanza establece un procedimiento de planificación necesario para cumplir con los objetivos y metas de la Unión Europea. En este contexto, el Reino de España ha elaborado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) que, además de fijar los objetivos a alcanzar para el año 2030, detalla la relación de medidas concretas en materia de «descarbonización» que incluyen, entre otros, actuaciones en el ámbito de la movilidad sostenible y el vehículo eléctrico, de tal forma que se consiga una reducción drástica de las emisiones de CO_2 en uno de los principales sectores responsables de dichos gases de efecto invernadero.

Este impulso hacia la electrificación del parque de vehículos se encuentra igualmente plasmado en otros marcos de actuación recientemente aprobados, tanto en el ámbito nacional como en el europeo.

Así, el denominado «Pacto Verde Europeo» recalca la necesidad de acelerar la transición hacia una movilidad sostenible e inteligente, en el que la producción y utilización de combustibles alternativos –entre los que se encuentra la electricidad– despeñarán un rol decisivo.

Mención especial debe hacerse al paquete «Fit for 55», aprobado en julio de 2021, que incluye importantes medidas en materia de emisiones de CO_2 para turismos y furgonetas al objeto de hacer frente al aumento de las emisiones en el transporte por carretera. Asimismo, cabe destacar que este paquete incluye una revisión de la Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos.

También, la recientemente aprobada «Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo: 2050», elaborada en el marco del nuevo modelo de Gobernanza de la Unión de la Energía, insiste en la necesidad de consolidar y reforzar la senda de neutralidad climática asociada al sector del transporte, fomentando la utilización de combustibles alternativos bajos en emisiones, en cuyo centro se encuentra la electricidad.

Finalmente, la aprobación de este real decreto da cumplimiento a una de las medidas facilitadoras, en este caso de carácter normativo, del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica de desarrollo de un ecosistema para la fabricación del Vehículo Eléctrico y Conectado, aprobado mediante acuerdo del Consejo de Ministros de fecha 13 de julio de 2021, tal y como se recoge en el punto 6.4.e) de su memoria descriptiva.

Todo este marco de actuación nacional e internacional pone de relieve la urgencia de avanzar hacia un nuevo modelo de transporte sostenible, pero no ignora los retos asociados a dicha transición, entre los que se encuentra el necesario despliegue de la infraestructura de puntos de recarga de vehículos eléctricos, imprescindible para aspirar a una verdadera electrificación del parque de vehículos en España.

Este despliegue supone no solo promover y afianzar la dotación de puntos de recarga en todos los ámbitos existentes (residencial, urbano e interurbano…) del territorio nacional, sino que requiere fijar y consolidar las bases de la ordenación de los modelos de actividad ligados a la prestación de dicho servicio de recarga energética de vehículos.

Así, actualmente ya se están articulando diferentes instrumentos para promover el despliegue de la infraestructura de puntos de recarga en el territorio nacional, y en cuyo centro se sitúa el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, aprobado por el Gobierno el 7 de octubre de 2020, que incluye el impulso de la movilidad eléctrica dentro de la política palanca de agenda urbana y rural y lucha contra la despoblación,

Además, a nivel normativo debe destacarse el Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables. Dicha disposición normativa incluye, entre otras medidas y al objeto de promover el despliegue de puntos de recarga, la sustitución de licencias o autorizaciones previas de obras por declaraciones responsables; nuevas exigencias relativas a la dotación de puntos de recarga en edificios existentes de uso distinto al residencial privado; facilidades en el régimen de autorizaciones de puntos de recarga en el entorno de las principales vías de comunicación incluyendo las carreteras del Estado; creación de bonificaciones en los tributos locales y refuerzo del régimen sancionador para evitar posibles incumplimientos de plazos por parte de la distribuidora en relación con instalaciones de consumo que correspondan con una infraestructura de puntos de recarga y posibles incumplimientos por parte de los titulares de estaciones de servicio de instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos de sus obligaciones de instalación de puntos de recarga eléctrica.

En este contexto de cambio normativo y de previsible despliegue de dichas infraestructuras, resulta crucial elaborar un marco regulatorio que acompañe a la prestación de servicios asociados a dichas instalaciones. Por ello, es objeto de este real decreto concretar los aspectos vinculados a la actividad de prestación del servicio de recarga energética de vehículos.

II

La actual redacción del artículo 48 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, dada por la modificación introducida en el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, que eliminó la figura del gestor de cargas, establece en su apartado primero que el servicio de recarga energética tendrá como función principal la entrega de energía a título gratuito u oneroso a través de servicios de carga de vehículos eléctricos en unas condiciones que permitan la carga de forma eficiente y a mínimo coste para el propio usuario y para el sistema eléctrico.

Asimismo, continúa su apartado segundo estableciendo que los servicios de recarga energética podrán ser prestados por cualquier consumidor, debiendo cumplir para ello los requisitos que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno. La prestación de servicios de recarga en una o varias ubicaciones podrá realizarse directamente o a través de un tercero, de manera agregada por un titular o por varios titulares a través de acuerdos de interoperabilidad. Por tanto, la ley habilita al Gobierno para establecer, mediante reglamento, los requisitos que deberán cumplir los consumidores que presten dichos servicios (en este sentido hay que destacar que, tal y como establece el artículo 6 de la misma ley, aquellos que lleven a cabo la prestación de servicios de recarga energética de vehículos tendrán la consideración de consumidores, que a tal efecto adquieren la energía para el posterior ejercicio de la actividad).

Además, en materia normativa, cabe destacar la Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, parcialmente transpuesta al ordenamiento jurídico nacional mediante Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, por el que se establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos. Dicho real decreto, en su artículo 4, establece determinadas obligaciones de cumplimiento por parte de los titulares de puntos de recarga, entre los que pueden destacarse la normativa de seguridad industrial aplicable para instalaciones en baja tensión y la obligación para los puntos de recarga accesibles al público de permitir la recarga puntual a usuarios de vehículos eléctricos, sin necesidad de que medie contrato con el comercializador de electricidad o con el gestor de que se trate.

Asimismo, puede citarse la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, que recoge en su artículo 15 la obligación, entre otras, de remisión electrónica por parte de los prestadores del servicio de recarga energética de información sobre el precio de venta al público de electricidad o del servicio de recarga.

Estos preceptos deben, por un lado, verse reforzados en la presente regulación y, por otro, deben verse complementados con otros, al objeto de contribuir al desarrollo e implantación de puntos de recarga para la prestación de servicios de recarga energética, todo ello al amparo del referido artículo 48 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, antes mencionado.

Así, la presente norma aclara la relación de sujetos participantes en la prestación del servicio, entre los que destaca la figura del operador del punto de recarga –CPO, por sus siglas en inglés-, que se constituye como el sujeto titular de los derechos de explotación de la infraestructura del punto de recarga, y la empresa proveedora de servicios para la movilidad eléctrica –EMSP–, una suerte de «operador virtual» que puede actuar como tercero prestando servicios de valor añadido al usuario de vehículos eléctricos. Unos y otros se encuentran sujetos a los derechos y obligaciones que reconoce este real decreto.

De esta forma, el operador del punto de recarga ha de asumir determinadas obligaciones que tienen como última ratio garantizar la operatividad del mismo, siendo responsable de la instalación y la operación del punto de recarga y de la infraestructura eléctrica, al objeto de permitir la prestación de un servicio de recarga en condiciones de mínimo coste y eficiencia del que puedan beneficiarse los usuarios de vehículo eléctrico. Asimismo, cuando además de cumplir las funciones exclusivas de operación y mantenimiento del punto de recarga incorpore funciones prestacionales, deberá tener en cuenta determinados aspectos tales como la presentación de precios del suministro de forma clara y transparente, o la obligación de constitución de un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio de recarga energética, que en última instancia refuerzan la protección de

los usuarios de vehículos eléctricos como receptores de este servicio, mejorando la experiencia del usuario en su interacción con estas infraestructuras.

En similares términos se regula la figura del prestador de servicios para la movilidad eléctrica, en los supuestos en los que estos actúen como intermediario entre el usuario del vehículo eléctrico y la infraestructura eléctrica de puntos de recarga. En estas condiciones, deberá existir un acuerdo de interoperabilidad que asegure la efectiva comunicación entre el operador del punto de recarga y el prestador de servicios para la movilidad eléctrica.

III

Por otro lado, se destaca que por medio de este real decreto se da cumplimiento a uno de los hitos comprendidos dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), aprobado por el Gobierno el 7 de octubre de 2020. Así, el PRTR incluye como reforma en el componente 1 el plan de despliegue de la infraestructura de recarga y de impulso del vehículo eléctrico, concebido como un paquete integral de medidas que permita un nuevo marco normativo y estratégico de apoyo al despliegue de la infraestructura de recarga para el impulso del vehículo eléctrico.

De esta forma, este real decreto se constituye como parte del marco normativo previsto en el hito 2 de la medida C1 R1: «un Real Decreto que regule los servicios públicos de recarga, incluida la relación de quienes participan en la prestación del servicio (operadores de puntos de recarga y prestadores de servicios para la movilidad eléctrica), y que establezca sus derechos y obligaciones.»

Por ello, esta norma da cumplimiento al objetivo CID n.º 2 apartado iii) del PRTR.

Teniendo en cuenta lo anterior, desde el punto de vista de las obligaciones medioambientales previstas en el PRTR, todas las actuaciones que se lleven a cabo conforme a este real decreto en ejecución del mismo, deberán respetar, tal y como establece el propio PRTR, el denominado principio de no causar un perjuicio significativo al medioambiente (principio DNSH por sus siglas en inglés, «Do No Significant Harm»), pues tal y como recoge el Reglamento (UE) 2021/241 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de febrero de 2021, por el que se establece el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, los Estados miembros deben garantizar que las medidas incluidas en sus planes de recuperación y resiliencia cumplan con el principio de «no causar un perjuicio significativo», así como lo requerido en la Decisión de Ejecución del Consejo relativa a la aprobación de la evaluación del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España (CID) y su documento anexo.

IV

Además, esta norma regula algunos aspectos de política energética que refuerzan la protección de los consumidores de energía eléctrica.

Así, siguiendo la recomendación realizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su último Informe de Supervisión del Mercado Minorista de Electricidad (IS/DE/027/20), a través de este real decreto se elimina la obligación de los comercializadores de referencia de realizar ofertas alternativas al precio voluntario para el pequeño consumidor a precio fijo en los términos establecidos en el título IV del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, y se otorga al consumidor acogido a dicha modalidad de contratación un plazo equivalente a un periodo de facturación a contar desde la remisión de la primera factura emitida tras la entrada en vigor del real decreto (o de la inmediatamente posterior, en el caso de que no haya un mínimo de quince días hábiles entre la fecha de entrada en vigor y la emisión de la primera factura), para contratar otra oferta en libre mercado o para pasar a ser suministrado al precio voluntario para el pequeño consumidor, siendo rescindido en dicho plazo sin coste alguno adicional su contrato a oferta alternativa a precio fijo anual.

En coherencia con lo anterior, la disposición derogatoria única deroga el título IV del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, relativo a la oferta alternativa al precio voluntario para el pequeño consumidor a precio fijo, y se suprimen las referencias a dicha oferta existentes en la normativa.

V

Este real decreto ha sido elaborado teniendo en cuenta los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia, y eficiencia que conforman los principios de buena regulación a que se refiere el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

La aprobación de este real decreto cumple con el principio de seguridad jurídica, puesto que supone el desarrollo de la previsión contenida en el artículo 48 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, generando un marco normativo estable, claro y de certidumbre, que facilite su conocimiento y comprensión a los sujetos a los que afecta.

Igualmente, cumple con el principio de necesidad, dado que completa el marco normativo que hasta la fecha de aprobación de este real decreto adolecía de un vacío normativo que impedía sentar las bases de ordenación de la actividad de prestación de servicios energéticos de vehículos eléctricos, favoreciendo su despliegue.

Asimismo, cumple con el principio de eficacia porque a través de esta disposición normativa se consiguen concretar los derechos y obligaciones relativos a los sujetos participantes en la prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos, dando cumplimiento al mandato normativo establecido en el artículo 48.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Se adecúa, asimismo, al principio de proporcionalidad, dado que la norma contiene la regulación imprescindible para atender la necesidad a cubrir, sin que existan otras medidas menos restrictivas de derechos o que impongan menos obligaciones a los destinatarios para la consecución de los fines previstos en la misma.

En aplicación del principio de transparencia, el Ministerio ha posibilitado la participación de todos los sujetos afectados en los distintos hitos de la tramitación. Así, tal y como establece el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, este real decreto ha sido sometido a audiencia e información pública en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Por último, es coherente con el principio de eficiencia, dado que esta norma no impone cargas administrativas innecesarias o accesorias.

Además, esta norma se encuentra incluida en el Plan Anual Normativo de la Administración General del Estado para 2022.

El real decreto ha sido objeto de informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobado por el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha 17 de junio de 2021, para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Electricidad, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Se ha recabado informe favorable del Ministerio de Política Territorial sobre incidencia en la distribución de competencias, de acuerdo con lo previsto en el artículo 26.5 párrafo sexto de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre.

El real decreto se adecua al orden de distribución de competencias regulado en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético.

En su virtud, a propuesta de la Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 8 de marzo 2022,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Este real decreto tiene por objeto establecer, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 48 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, los requisitos para la prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

El real decreto resulta de aplicación a los prestadores de servicios de recarga energética en infraestructuras de puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público, en los términos establecidos en esta norma.

Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos de este real decreto, se entiende por:

a) Vehículo eléctrico: Vehículo de motor equipado de un grupo de propulsión con al menos un mecanismo eléctrico no periférico que funciona como convertidor de energía y está dotado de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica recargable, que puede recargarse desde el exterior.

b) Servicio de recarga energética de vehículos eléctricos: Servicio de recarga energética que tiene como función principal la entrega de energía a título gratuito u oneroso a través de servicios de carga de vehículos en unas condiciones que permitan la carga de forma eficiente y a mínimo coste para el propio usuario y para el sistema eléctrico.

c) Infraestructura de puntos recarga de vehículos eléctricos: Conjunto de dispositivos físicos y lógicos, destinados a la recarga de vehículos eléctricos que cumplan los requisitos de seguridad y disponibilidad previstos para cada caso, con capacidad para prestar servicio de recarga de forma completa e integral. Una infraestructura de puntos recarga de vehículos eléctricos incluye las estaciones de recarga, que a su vez están formadas por uno o más puntos de recarga, el sistema de control, canalizaciones eléctricas, los cuadros eléctricos de mando y protección y los equipos de medida, cuando éstos sean exclusivos para la recarga del vehículo eléctrico, así como los protocolos de comunicación e interoperabilidad y un sistema de pago para el que no se necesite ningún tipo de contrato, cuando éstos sean de acceso público.

d) Infraestructura de puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público: Infraestructura de puntos de recarga de vehículos eléctricos que se encuentre en vía pública o que, no encontrándose en vía pública, sea accesible por todos los usuarios de vehículos eléctricos, tales como parkings públicos y privados, estaciones de servicio o centros comerciales.

e) Operador del punto de recarga: Operador, persona física o jurídica, titular de los derechos de explotación de las estaciones de recarga de vehículos eléctricos.

El operador del punto de recarga se constituye, con carácter general, como el consumidor de energía eléctrica, de conformidad con lo establecido en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Alternativamente, el consumidor podrá ceder o transmitir, total o parcialmente, a los efectos de este real decreto, los derechos de explotación de la infraestructura de puntos de recarga de vehículos eléctricos a terceros, que asumirán los derechos y obligaciones del operador del punto de recarga de conformidad con lo establecido en este real decreto.

f) Empresa proveedora de servicios para la movilidad eléctrica: Empresa que participa, como tercero, en la prestación de servicios de recarga energética, sin ser titular de una infraestructura de puntos de recarga de vehículos eléctricos ni de sus derechos de explotación, con la que el usuario del vehículo eléctrico contrata todos los servicios relacionados con la recarga energética del vehículo eléctrico.

CAPÍTULO II

Servicio de recarga energética

Sección I. Principios generales del servicio de recarga energética

Artículo 4. *Principios generales del servicio de recarga energética.*

1. El servicio de recarga energética tiene como función principal la entrega de energía a título gratuito u oneroso a través de servicios de carga de vehículos eléctricos en unas condiciones que permitan la carga de forma eficiente y a mínimo coste para el propio usuario y para el sistema eléctrico.

2. El servicio de recarga energética puede ser prestado por cualquier consumidor, debiendo cumplir para ello los preceptos establecidos en este real decreto.

3. La prestación de servicios de recarga en una o varias ubicaciones puede realizarse directamente o a través de un tercero, de manera agregada por un titular o por varios titulares a través de acuerdos de interoperabilidad.

4. Las empresas proveedoras de servicios para la movilidad eléctrica desarrollarán su actividad en condiciones de mercado justas y no discriminatorias. Los operadores de puntos de recarga no concederán trato preferente a las mismas mediante la aplicación de una diferencia de precios no justificada que pueda obstaculizar la competencia y, en última instancia, dar lugar a precios más elevados para los consumidores o cualquier otra práctica que suponga un trato preferente indebido.

5. El prestador de servicios de recarga energética de vehículos a través de puntos de recarga de acceso público debe garantizar que los precios cobrados sean razonables, fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios.

Sin perjuicio de lo anterior, se podrán aplicar descuentos, ofertas especiales y promociones a los usuarios de los servicios de recarga, siempre que estos no contravengan los principios mencionados en el párrafo anterior, en especial la garantía de trato no discriminatorio en relación con los precios cobrados.

6. El gestor de redes de distribución debe cooperar sobre una base de no discriminación con el prestador de servicios de recarga energética de vehículos en puntos de recarga de acceso al público.

7. El servicio de recarga debe ser prestado en unas condiciones tales que se garantice la accesibilidad universal de las infraestructuras de puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público, de conformidad con lo establecido en el artículo 2.k) del Texto Refundido de la Ley General de derechos de las personas con discapacidad y de su inclusión social, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2013, de 29 de noviembre.

Artículo 5. *Modalidades de prestación del servicio de recarga energética.*

El servicio de recarga energética puede ser prestado mediante alguna de las siguientes modalidades:

a) Mediante recarga puntual por el operador del punto de recarga, cuando no exista un contrato previo celebrado entre el operador del punto de recarga y el usuario del vehículo eléctrico con anterioridad a la efectiva prestación del servicio. Esta modalidad de contratación podrá incluir métodos de pago tanto físicos como electrónicos y deberá salvaguardar el carácter puntual de la recarga asociada a esta modalidad de contratación.

b) Mediante la celebración de un contrato entre el operador del punto de recarga y el usuario del vehículo eléctrico, existente con anterioridad a la efectiva entrega de la energía.

c) A través de una empresa proveedora de servicios para la movilidad eléctrica.

En este caso, el operador del punto de recarga debe contar con un acuerdo de interoperabilidad suscrito con una empresa proveedora de servicios para la movilidad eléctrica.

Sección II. Derechos y obligaciones de los prestadores del servicio de recarga energética

Artículo 6. *Derechos y obligaciones del operador del punto de recarga.*

1. El operador del punto de recarga se constituye, con carácter general, como el consumidor de energía eléctrica y, como tal, cuenta con los mismos derechos y obligaciones establecidos en el artículo 44 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, por el que se establecen los derechos y obligaciones de los consumidores en relación con el suministro, así como en lo establecido en su normativa de desarrollo.

Cuando el consumidor ceda o transmita, total o parcialmente, a los efectos de este real decreto, los derechos de explotación de la infraestructura de puntos de recarga a un tercero, se habrán de establecer entre estos los pactos que, de conformidad con el ordenamiento jurídico, resulten necesarios para asegurar el cumplimiento de los restantes derechos y obligaciones establecidos en este artículo. En este caso, el tercero asumirá la posición del operador del punto de recarga.

2. En ningún caso se verá alterada la titularidad del contrato de suministro como consecuencia de la cesión o transmisión de los derechos de explotación a la que se refiere el apartado anterior.

3. Además de lo establecido en el apartado primero, el operador del punto de recarga tiene lo siguientes derechos:

a) Ser propietario de una o varias infraestructuras de puntos de recarga de vehículos eléctricos o, en su caso, de los derechos de explotación de dichas infraestructuras.

b) Entregar la energía a título gratuito u oneroso a través de servicios de recarga de vehículos eléctricos, mediante alguna de las modalidades de prestación del servicio establecidas en el artículo 6.

c) Suscribir acuerdos de interoperabilidad con empresas proveedoras de servicios para la movilidad eléctrica, que permitan la efectiva prestación del servicio de recarga energética.

4. El operador del punto de recarga, además de lo establecido en el apartado primero, tiene las siguientes obligaciones:

a) Asegurar la entrega de energía eléctrica en el proceso de recarga de forma eficiente, accesible y a mínimo coste para el usuario y para el sistema eléctrico, procurando un uso racional de la energía.

b) Cumplir con la normativa en materia de calidad, seguridad industrial y metrología que resulte de aplicación.

En concreto, la infraestructura del punto de recarga que se encuentre conectada a la red de baja tensión debe cumplir lo establecido en el Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos», del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo, sin perjuicio de lo establecido en la disposición final novena de dicho Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre.

c) Preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones Públicas.

d) Informar a los usuarios de vehículos eléctricos, cuando la prestación del servicio se realice mediante la modalidad de carga puntual o mediante contrato duradero entre este y el usuario del vehículo eléctrico, acerca del origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas, en base a la información sobre el origen de la energía suministrada de que disponga en virtud de su respectiva modalidad de contrato de suministro.

e) Disponer de un servicio de atención al cliente en tiempo real, que permita dar soporte a los usuarios y gestionar las quejas, reclamaciones e incidencias producidas como consecuencia de la prestación del servicio de recarga energética.

El servicio de atención que se establezca debe adecuarse, en todo caso, a los parámetros mínimos de calidad establecidos en la legislación de defensa de los consumidores y usuarios.

f) Presentar, de manera clara y transparente, el precio de la energía entregada en la prestación del servicio de recarga energética, así como la energía efectivamente suministrada.

g) Dotarse de los medios necesarios que permita la facturación acorde a la energía efectivamente suministrada en el punto de recarga al usuario del vehículo eléctrico, sin perjuicio de otras condiciones y fórmulas de facturación que puedan establecerse cuando estas sean aceptadas por el usuario de vehículos eléctricos.

Cuando la prestación del servicio se realice a través de una empresa proveedora de servicios para la movilidad eléctrica, el operador del punto de recarga deberá remitir la información correspondiente al párrafo anterior a dicha empresa.

h) Proporcionar en cualquier caso la posibilidad de recarga mediante la modalidad de carga puntual a los usuarios de vehículos eléctricos, sin que se puedan establecer obstáculos de tipo técnico o de naturaleza contractual a dicha carga.

i) Cumplir con las obligaciones de remisión de información a que hace referencia el artículo 10.

j) Cumplir con las obligaciones de mantenimiento y operación que se impongan, en su caso, en las convocatorias de ayuda como requisito para ser beneficiario de las mismas.

Artículo 7. *Derechos y obligaciones de la empresa proveedora de servicios para la movilidad eléctrica.*

1. La empresa proveedora de servicios para la movilidad eléctrica tiene los siguientes derechos:

a) Participar en la prestación de servicios de recarga energética de vehículos, situándose como intermediario entre el operador del punto de recarga y el usuario del vehículo eléctrico.

b) Establecer acuerdos de interoperabilidad con operadores de puntos de recarga.

2. La empresa proveedora de servicios para la movilidad eléctrica tiene las siguientes obligaciones:

a) Preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las administraciones públicas.

b) Informar a sus clientes acerca del origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas. Esta información será proporcionada por el operador del punto de recarga, en base a la información sobre el origen de la energía suministrada de que disponga en virtud de su respectiva modalidad de contrato de suministro.

c) A presentar, de manera clara y transparente, el precio de la energía entregada en la prestación del servicio de recarga energética, así como la energía efectivamente suministrada.

La información correspondiente a la energía efectivamente suministrada será proporcionada por el operador del punto de recarga, en base a la información sobre la energía efectivamente suministrada de que disponga en virtud de su respectiva modalidad de contrato de suministro.

d) Disponer de un servicio de atención al cliente en tiempo real, que permita dar soporte a los usuarios y gestionar las quejas, reclamaciones e incidencias producidas como consecuencia de la prestación del servicio de recarga energética.

El servicio de atención que se establezca debe adecuarse, en todo caso, a los parámetros mínimos de calidad establecidos en la legislación de defensa de los consumidores y usuarios.

e) Cumplir con las obligaciones de remisión de información a que hace referencia el artículo 10.

Artículo 8. *Acuerdos de interoperabilidad.*

1. El operador del punto de recarga y la empresa proveedora de servicios para la movilidad eléctrica podrán suscribir libremente acuerdos de interoperabilidad que permitan la prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos de forma eficiente y a mínimo coste para el propio usuario y para el sistema eléctrico.

2. Estos acuerdos de interoperabilidad se suscribirán sobre la base de la transparencia y no discriminación entre los sujetos participantes en la prestación de servicios de recarga energética de vehículos.

Asimismo, incluirán, al menos, la información necesaria para el cumplimiento de las obligaciones de las empresas proveedoras de servicios para la movilidad eléctrica a que hacen referencia el artículo 7 de este real decreto.

Artículo 9. *Obligaciones de la empresa de distribución de energía eléctrica.*

1. La empresa de distribución de energía eléctrica debe cooperar sobre la base de no discriminación con el operador del punto de recarga en el despliegue de las infraestructuras eléctricas de las estaciones de recarga puntos de vehículos eléctricos.

2. A tal efecto, y ante la solicitud de acceso a la red de distribución por parte del promotor de una infraestructura eléctrica de estaciones de recarga de vehículos eléctricos, el distribuidor deberá, teniendo en cuenta criterios de desarrollo y de operación al mínimo coste de conformidad con lo establecido en el artículo 21 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica y en la restante normativa de aplicación, ofrecer la información correspondiente a la capacidad de acceso de la red de distribución para acoger la potencia correspondiente a la estación de puntos de recarga proyectada, así como aquellos aspectos que puedan contribuir a una reducción de los costes de inversión por parte del sujeto promotor de la infraestructura.

Artículo 10. *Obligaciones de remisión de información.*

1. En virtud del artículo 15.1 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, se pondrá a disposición del público la información de los puntos de recarga eléctrica para vehículos de acceso público, a través del Punto de Acceso Nacional de información de tráfico en tiempo real gestionado por el organismo autónomo Jefatura Central de Tráfico.

Asimismo, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico proporcionará al Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana información de los puntos de recarga eléctrica para vehículos de acceso público, para su publicación a través del Punto de Acceso Nacional de Transporte Multimodal.

Para ello, con carácter previo, los prestadores del servicio de recarga eléctrica deberán remitir por medios electrónicos al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico información actualizada de la localización, características, disponibilidad de dichas instalaciones, así como del precio de venta al público de la electricidad o del servicio de recarga.

2. Mediante Orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se establecerá la regulación del contenido y forma de remisión de la información de los puntos de recarga al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico por parte de los prestadores del servicio de recarga.

En todo caso, la obligación de remisión de información contenida en el apartado primero resultará de aplicación tanto para el operador del punto de recarga, como para la empresa proveedora de servicios para la movilidad eléctrica, en los términos establecidos en la referida orden.

Sección III. Régimen de autorizaciones para infraestructuras eléctricas de puntos de recarga de vehículos eléctricos de potencia superior a 3.000 kW y régimen sancionador

Artículo 11. *Régimen de autorización de las infraestructuras eléctricas de puntos de recarga de vehículos eléctricos de potencia superior a 3.000 kW.*

1. Las infraestructuras eléctricas de las estaciones de recarga de vehículos eléctricos de potencia superior a 3.000 kW quedan sometidas al procedimiento de autorización que resulte de aplicación, de conformidad con el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

2. Cuando la competencia de la autorización de las instalaciones referidas corresponda a la Administración General del Estado, se estará a lo establecido en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Artículo 12. *Régimen sancionador.*

El incumplimiento de las obligaciones establecidas en este real decreto se sancionará de acuerdo con lo previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Disposición adicional primera. *Convocatorias de ayudas destinadas a infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos.*

Las convocatorias de ayudas, entre cuyas entidades beneficiarias o destinatarios últimos de las ayudas se encuentren los operadores de puntos de recarga, podrán requerir, de forma motivada, además del cumplimiento de los requisitos exigidos en la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, el mantenimiento y funcionamiento de las infraestructuras eléctricas de puntos de recarga durante un plazo determinado asociado a la recepción de la ayuda.

Disposición adicional segunda. *Evolución del despliegue de la infraestructura de recarga.*

Al objeto de conocer y evaluar el alcance del despliegue de las infraestructuras de puntos de recarga de vehículos eléctricos en el territorio nacional, anualmente, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico elaborará, publicará y elevará a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos un informe que contenga los aspectos más relevantes asociados a dicho despliegue, entre los que se incluirá, la distribución territorial de dichos puntos de recarga, modalidades predominantes de la prestación de servicios de recarga energética de vehículos, tipologías y potencias de recarga, así como cualesquiera otras características que contribuyan a un mejor conocimiento del estado y evolución de dichas infraestructuras.

Disposición adicional tercera. *Eliminación de la obligación de realizar ofertas alternativas de los comercializadores de referencia a precio fijo.*

1. A partir de la entrada en vigor de este real decreto y de acuerdo con lo dispuesto en la disposición derogatoria única, se elimina la obligación de que los comercializadores de referencia realicen una oferta alternativa al precio voluntario para el pequeño consumidor a los consumidores con derecho a dicho precio voluntario en la que se establezca un precio fijo del suministro para un periodo de un año, en los términos regulados en el título IV del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

2. Adicionalmente, desde la entrada en vigor del real decreto los consumidores que tengan contratada una oferta alternativa a precio fijo anual de acuerdo con lo dispuesto en el referido título IV del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, dispondrán de un plazo según lo estipulado en los apartados tercero, cuarto y quinto para contratar otra oferta en libre mercado o el precio voluntario para el pequeño consumidor.

3. A estos efectos, junto a la primera factura que se remita al consumidor acogido a la oferta alternativa al precio voluntario para el pequeño consumidor a precio fijo anual desde la entrada en vigor del real decreto, siempre que dicha factura se emita transcurridos como mínimo quince días hábiles desde la fecha de entrada en vigor, el comercializador de

referencia remitirá al consumidor un escrito informativo de acuerdo con el modelo recogido en el anexo I, para comunicarle la desaparición de la oferta alternativa al precio voluntario para el pequeño consumidor a precio fijo y la posibilidad de contratar otra oferta con una comercializadora en libre mercado o el PVPC con un comercializador de referencia.

4. En caso de que, atendiendo al ciclo de facturación del consumidor, no transcurran un mínimo de quince días hábiles desde la entrada en vigor del real decreto hasta la emisión de la primera factura, el escrito informativo referido en el apartado 3 se enviará junto a la factura inmediatamente posterior.

5. Si el consumidor no ha procedido a contratar una oferta con una comercializadora en libre mercado, o el PVPC con un comercializador de referencia, en la factura inmediatamente posterior a la referida en el apartado 3 o, en su caso, en el apartado 4, el comercializador de referencia remitirá al consumidor un nuevo escrito informativo de acuerdo con el modelo recogido en el anexo II para comunicarle que su contrato a oferta alternativa al precio voluntario al pequeño consumidor a precio fijo será rescindido sin coste alguno adicional.

6. Si antes de la emisión de la siguiente factura a aquella que se recibe junto con el escrito informativo del modelo recogido en el anexo II, el consumidor no ha formalizado un contrato en libre mercado o un contrato con otro comercializador de referencia, en la siguiente factura a aquella que se recibe junto con el escrito del anexo II le será de aplicación el precio voluntario para el pequeño consumidor por el mismo comercializador de referencia con el que tiene contratada la oferta alternativa a precio fijo anual, y manteniendo las mismas condiciones técnicas estipuladas en la modalidad contractual a oferta alternativa a precio fijo anual.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

1. Queda derogado el título IV del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

2. Adicionalmente, se entienden suprimidas todas las referencias a la oferta alternativa al precio voluntario para el pequeño consumidor a precio fijo contenidas en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico.*

La disposición adicional cuarta del Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, queda redactada en los siguientes términos:

> **«Disposición adicional cuarta.** *Consumos propios de las instalaciones de distribución y de transporte.*
>
> 1. A partir de la entrada en vigor de este real decreto se exime a los titulares de instalaciones de distribución y de transporte, de la obligación de suscribir el contrato de acceso de terceros a la red y el contrato de suministro por la energía consumida para sus consumos propios.
>
> 2. Los contratos vigentes se entenderán extinguidos en la fecha en que resulten de aplicación las metodologías de peajes de transporte y distribución y de cargos, de acuerdo con la disposición final octava, sin perjuicio de que las partes deban hacer frente a las responsabilidades de pagos y cobros pendientes que de ellos se deriven.»

Disposición final segunda. *Carácter básico y título competencial.*

Este decreto tiene carácter básico y se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13 y 25 de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final tercera. *Habilitación para el desarrollo y ejecución.*

Se habilita a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y ejecución de lo previsto en este real decreto.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Modelo de primera nota informativa a remitir por los comercializadores de referencia a los consumidores acogidos a la oferta alternativa al precio voluntario para el pequeño consumidor al precio fijo anual

Información sobre cambio en la modalidad de contratación

Usted tiene contratada actualmente con (NOMBRE DE LA ACTUAL COR QUE SUMINISTRA ACTUALMENTE AL CONSUMIDOR) la oferta alternativa al precio voluntario para el pequeño consumidor a precio fijo[1].

[1] Las condiciones de esta oferta se encuentran reguladas en el título IV del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

Desde la entrada en vigor del Real Decreto 184/2022, de 8 de marzo, por el que se regula la actividad de prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos, el Gobierno ha eliminado la obligación de las comercializadoras de referencia (COR) de realizar esta oferta, y ha otorgado un plazo a los consumidores acogidos a ella para suscribir otro contrato en libre mercado o un contrato a precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) con una COR.

Por lo anterior, le informamos de que puede usted proceder sin cargo alguno adicional a contratar otra oferta con una comercializadora en libre mercado o el PVPC con una COR.

El listado de comercializadoras de libre mercado se encuentra disponible en la página web de la CNMC, en la dirección siguiente: https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/2.

Además, también en la página de la CNMC dispone del listado de COR con las que puede contratar el PVPC y, en caso de cumplir los requisitos, solicitar el bono social[2]: https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/10.

[2] Los requisitos para percibir el bono social se encuentran recogidos en el artículo 3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica. Puede obtener más información en el siguiente enlace: https:\\www.bonosocial.gob.es.

Adicionalmente, en el siguiente enlace puede encontrar el comparador de ofertas de energía de la CNMC que permite consultar las ofertas de electricidad para consumidores en baja tensión, con y sin discriminación horaria: https://comparador.cnmc.gob.es/.

Para cualquier duda en relación con su contratación o facturación puede consultar con nuestro número de servicio de atención al cliente (INDICAR EL NÚMERO DE TELÉFONO DEL SERVICIO AL QUE HACE REFERENCIA EL ARTÍCULO 46.1.o) DE LA LEY 24/2013, DE 26 DE DICIEMBRE, DEL SECTOR ELÉCTRICO).

ANEXO II

Modelo de segunda nota informativa a remitir por los comercializadores de referencia a los consumidores acogidos a la oferta alternativa al precio voluntario para el pequeño consumidor al precio fijo anual

Información sobre cambio en la modalidad de contratación

Usted tiene contratada actualmente con (NOMBRE DE LA ACTUAL COR QUE SUMINISTRA ACTUALMENTE AL CONSUMIDOR) la oferta alternativa al precio voluntario para el pequeño consumidor a precio fijo[3].

[3] Las condiciones de esta oferta se encuentran reguladas en el título IV del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

Desde la entrada en vigor del Real Decreto 184/2022, de 8 de marzo, por el que se regula la actividad de prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos, el Gobierno ha eliminado la obligación de las comercializadoras de referencia (COR) de realizar esta oferta, y ha otorgado un plazo a los consumidores acogidos a ella para suscribir otro contrato en libre mercado o un contrato a precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) con una COR.

Por lo anterior, le informamos de que, antes de que emitamos su próxima factura, puede usted proceder sin cargo alguno adicional a contratar otra oferta con una comercializadora en libre mercado o el PVPC con una COR.

El listado de comercializadoras de libre mercado se encuentra disponible en la página web de la CNMC, en la dirección siguiente: https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/2.

Además, también en la página de la CNMC dispone del listado de COR con las que puede contratar el PVPC y, en caso de cumplir los requisitos, solicitar el bono social[4]: https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/10.

[4] Los requisitos para percibir el bono social se encuentran recogidos en el artículo 3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica. Puede obtener más información en el siguiente enlace: https:\\www.bonosocial.gob.es.

Adicionalmente, en el siguiente enlace puede encontrar el comparador de ofertas de energía de la CNMC que permite consultar las ofertas de electricidad para consumidores en baja tensión, con y sin discriminación horaria: https://comparador.cnmc.gob.es/.

En caso de que no formalice un nuevo contrato, a partir de su próxima factura, (NOMBRE DE LA ACTUAL COR QUE SUMINISTRA ACTUALMENTE AL CONSUMIDOR) procederá a aplicar el PVPC, manteniéndose las mismas condiciones técnicas estipuladas en la modalidad contractual a precio fijo anual actualmente vigentes.

Para cualquier duda en relación con su contratación o facturación puede consultar con nuestro número de servicio de atención al cliente (INDICAR EL NÚMERO DE TELÉFONO DEL SERVICIO AL QUE HACE REFERENCIA EL ARTÍCULO 46.1.o) DE LA LEY 24/2013, DE 26 DE DICIEMBRE, DEL SECTOR ELÉCTRICO).

§ 121

Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica

Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital
«BOE» núm. 243, de 9 de octubre de 2017
Última modificación: 19 de octubre de 2022
Referencia: BOE-A-2017-11532

Con fecha 23 de diciembre de 2016 se aprobó el Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre, por el que se regula el mecanismo de financiación del coste del bono social y otras medidas de protección al consumidor vulnerable de energía eléctrica, cuya finalidad ha sido aumentar las medidas de protección de los consumidores vulnerables y establecer un nuevo mecanismo de financiación del bono social.

La disposición final segunda del citado real decreto-ley instaba al Gobierno al desarrollo de lo dispuesto en su artículo 1 por el que se modifica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, mediante real decreto.

Atendiendo a lo anterior, ha sido aprobado el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.

En el referido real decreto se define la figura del consumidor vulnerable asociado a un determinado umbral de renta referenciado al Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM), que tiene en cuenta, en su caso, el número de miembros que compongan la unidad familiar, y que puede verse incrementado si se acreditan determinadas circunstancias especiales en las que pueda encontrarse el consumidor o uno de los miembros de la unidad familiar. Adicionalmente, se contemplan determinados colectivos con derecho a la percepción del bono social, con independencia de su nivel de renta.

Asimismo, dentro de los consumidores vulnerables se establece un bono social de mayor cuantía para los consumidores vulnerables severos, definidos a partir de unos umbrales de renta más bajos que los umbrales generales y además, dentro de los consumidores vulnerables severos, se crea la nueva categoría de consumidores en riesgo de exclusión social, que serán aquellos que, cumpliendo los umbrales de renta previstos, por sus especiales características, estén siendo atendido por los servicios sociales de una administración autonómica o local en los términos previstos en el real decreto. Para tales consumidores, cuando el coste de su factura eléctrica sea cofinanciado por la Administración Pública correspondiente y por las matrices de los grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica, o las propias sociedades que así lo hagan si no forman parte de ningún grupo societario, el real decreto recoge la imposibilidad de que su suministro sea suspendido, en determinadas condiciones.

Además de lo anterior, el mencionado real decreto establece el procedimiento para que el consumidor pueda solicitar el bono social y el comercializador de referencia (COR) compruebe el cumplimiento de los requisitos para ser consumidor vulnerable, lo que realizará a través de la correspondiente aplicación telemática disponible en la sede electrónica del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

Se recogen así los aspectos relativos a la aplicación del bono social, las condiciones para su renovación y la obligación de que el consumidor comunique cualquier cambio en las condiciones que dan derecho a su percepción.

El artículo 7 del real decreto habilita al Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital a detallar por orden, los términos en que los consumidores titulares de los puntos de suministro podrán solicitar la aplicación del bono social, y en particular, a establecer el modelo de solicitud de aplicación de bono social, la documentación acreditativa del cumplimiento de los requisitos, los criterios de cómputo del requisito de renta y los mecanismos con los que se comprobarán los requisitos establecidos en el real decreto para ser consumidor vulnerable y vulnerable severo y percibir el bono social.

Asimismo, el real decreto otorga un plazo de seis meses desde la entrada en vigor de la presente orden para que los consumidores que a día de hoy perciben el bono social, sigan percibiéndolo en las mismas condiciones, sin perjuicio de que durante ese periodo puedan solicitar su renovación bajo las nuevas condiciones establecidas.

De conformidad con el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, el trámite de audiencia de esta orden ha sido evacuado mediante consulta a los representantes del Consejo Consultivo de Electricidad, de acuerdo a lo previsto en la disposición transitoria décima de la citada Ley 3/2013, de 4 de junio y, por otra parte, esta orden ha sido sometida a información pública, en el portal web del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2 a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, lo dispuesto en la presente orden ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Asimismo, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 37 h) de la Ley Orgánica, de 13 de diciembre, de Protección de datos de Carácter Personal, y 5 b) del Estatuto de la Agencia, aprobado por Real Decreto 428/1993, de 26 de marzo, la presente orden ha sido informada por la Agencia Española de Protección de Datos.

En su virtud, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

1. El objeto de la presente orden es desarrollar el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.

2. En particular, en la orden se regulan los aspectos siguientes:

a) Los modelos de solicitud de aplicación del bono social.

b) La documentación acreditativa del cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 3 del real decreto que, en su caso, deba acompañar dicha solicitud.

c) Los criterios de cómputo del requisito de renta.

d) Los mecanismos con los que se comprobarán los requisitos establecidos en dicho real decreto para ser consumidor vulnerable y vulnerable severo y percibir el bono social.

Artículo 2. *Solicitud del bono social y documentación acreditativa.*

1. El modelo de solicitud del bono social al que hace referencia el artículo 7 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica se recoge en el apéndice I del anexo I. En el apéndice II se recoge el modelo de solicitud para la comprobación del bono social cuando el comercializador de referencia tenga que comprobar los requisitos a partir de declaraciones de renta y certificados de imputaciones.

2. La solicitud del bono social podrá realizarse a través de los siguientes medios, acompañada de la documentación acreditativa:

a. Por teléfono, a través del número disponible en la página web del comercializador de referencia (COR). Este número será publicado también en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En este caso, el consumidor deberá remitir la información justificativa posteriormente por alguno de los medios recogidos en este apartado.

b. En las oficinas del COR, cuando éstas existan.

c. Por fax o a través de la dirección de correo electrónico que comunique el COR en su página web y en su factura.

d. Por correo postal en la dirección que comunique el COR en su página web y en su factura.

e. A través de la página web del comercializador de referencia.

3. El formulario de solicitud deberá estar disponible en la página web del COR, así como en sus oficinas de atención presencial al consumidor, cuando éstas existan.

4. El COR deberá mantener actualizada la información relativa a los medios puestos a disposición para solicitar el bono social en su página web y en su factura, la dirección de correo electrónico, la dirección postal y el teléfono.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia dispondrá también de dicha información actualizada.

5. El COR deberá hacer entrega al consumidor del documento que justifique la presentación de la solicitud, cuando ésta tenga lugar en sus oficinas presenciales.

Asimismo, el COR deberá remitir correo electrónico de confirmación de la recepción de la solicitud cuando ésta se realice por correo electrónico.

6. Para el caso en que el solicitante forme parte de una unidad de convivencia, en la solicitud se identificarán los miembros que componen la unidad de convivencia, conforme a la definición dada en el artículo 3.2.a) del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, con expresión del NIF o NIE de cada uno de los miembros para los que dicho documento sea obligatorio y, en su caso, el NIF o NIE de los menores de 14 años de edad de la unidad de convivencia que dispongan de él.

7. La solicitud se acompañará de la documentación siguiente:

– Fotocopia del NIF o NIE del titular del punto de suministro o, en su caso, de todos los miembros de la unidad de convivencia según lo dispuesto en el apartado 6.

– Certificado de empadronamiento en vigor, individual o conjunto, del titular de punto de suministro o de todos los miembros de la unidad de convivencia. El certificado de empadronamiento tendrá que hacer referencia a la dirección del punto de suministro sobre el que se solicita el bono social.

– En el caso de las unidades de convivencia, libro/s de familia y/o certificado/s de nacimiento y/o certificados/s de matrimonio expedido por el Registro Civil que acredite/n la relación de filiación y parentesco de las personas que conforman la unidad de convivencia. Asimismo, cuando corresponda, certificado que acredite la inscripción como pareja de hecho y/o resolución judicial o administrativa que acredite el acogimiento. En su caso, declaración responsable relativa al estado civil del solicitante, de conformidad con el modelo que figura como anexo III de esta Orden.

– En el caso de familias numerosas, deberá aportarse copia del título de familia numerosa en vigor.

– En caso de que aplique alguna de las circunstancias especiales que se recogen en los apartados a), b), c) y d) del artículo 3.3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, certificado o documento acreditativo expedido por los servicios sociales del órgano competente regulado en el artículo 3.

Artículo 3. *Acreditación de las circunstancias especiales.*

1. Para la acreditación de las circunstancias especiales que se recogen en los apartados a), b), c) y d) del artículo 3.3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, el solicitante podrá dirigirse a los servicios sociales del órgano competente o al órgano que designe la Comunidad Autónoma, para que éstos expidan el certificado u otro documento acreditativo de que cumple alguna de las circunstancias especiales a que hacen referencia los apartados a), b), c) y d) del citado artículo 3.3. Dicho documento no reflejará de manera expresa en cuál de las circunstancias concretas se encuentra el solicitante o alguno de los integrantes de la unidad de convivencia ni, en su caso, qué miembro concreto de la misma es el que se encuentra en tal circunstancia.

El certificado o documento acreditativo emitido por los servicios sociales del órgano competente o el órgano que designe la Comunidad Autónoma podrá seguir el modelo del anexo II.

2. Para su expedición, el solicitante deberá aportar a los servicios sociales del órgano competente o al órgano que designe la Comunidad Autónoma la documentación siguiente:

a) En caso de que el solicitante o alguno de los miembros de la unidad de convivencia tenga discapacidad reconocida igual o superior al 33 % se aportará certificado o resolución, expedido por el Instituto de Migraciones y Servicios Sociales (IMSERSO) o por el órgano competente de las Comunidades Autónomas, con el grado de discapacidad reconocido.

b) En caso de que el solicitante o alguno de los miembros de la unidad de convivencia tenga la condición de víctima de violencia de género, se aportará uno de los documentos siguientes:

− Sentencia definitiva y firme que condene a la persona agresora.

− Resolución judicial por la que concluye el procedimiento penal de la que se deduzca que la persona solicitante ha sido víctima de violencia de género.

− Orden de protección vigente, o Informe del Ministerio Fiscal que indique la existencia de indicios de que la persona solicitante es víctima de violencia de género hasta tanto se dicte la orden de protección.

− Resolución judicial que hubiere acordado medidas cautelares penales, siempre que éstas estén en vigor.

− Certificación o informe de los servicios sociales de la Administración Pública autonómica o local.

− También quedará acreditada la condición de víctima de violencia de género mediante certificado emitido por una institución pública competente en el que conste que la persona interesada está siendo atendida dentro de un programa de atención a las víctimas, subvencionado por una Administración Pública concreta.

c) En caso de que el solicitante o alguno de los miembros de la unidad de convivencia tenga la condición de víctima de terrorismo, se aportará resolución emitida conforme a la Ley 29/2011, de 22 de septiembre, de Reconocimiento y Protección Integral a las Víctimas del Terrorismo por el Ministerio del Interior.

d) En caso de que el solicitante o alguno de los miembros de la unidad de convivencia se encuentre en situación de dependencia reconocida de grado II o III, reconocimiento de situación de dependencia por el órgano competente de la Comunidad Autónoma.

3. La acreditación de la circunstancia especial que se recoge en el artículo 3.3.e) del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, se realizará a través del libro de familia o, en su caso, certificación de la hoja individual del Registro Civil correspondiente y el certificado de empadronamiento.

4. La concurrencia de las referidas circunstancias especiales debe acreditarse en el momento de la solicitud del bono social, y, salvo que la persona titular del punto de suministro comunique expresamente la pérdida de alguna de las condiciones, se entenderá que siguen resultando de aplicación en cada prórroga del bono social.

Artículo 4. *Cálculo de las rentas.*

1. A los efectos de comprobación del requisito de renta previsto en el artículo 3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, se considerará la cuantía de la base imponible general y del ahorro, reguladas en los artículos 48 y 49, respectivamente, de la Ley 35/2006, de 28 de noviembre, del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas, relativa al último período impositivo del que tenga constancia la Agencia Estatal de la Administración Tributaria, o en el caso del País Vasco y Navarra, las Agencias Forales correspondientes, de acuerdo con la normativa reguladora del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas de cada territorio foral, todo ello, en el momento de la solicitud del bono social.

A estos efectos, se sumarán, en su caso, las cuantías correspondientes a todos los miembros de la unidad familiar.

2. Si el solicitante o cualquiera de los integrantes de la unidad no hubieran presentado declaración por no estar obligados a ello conforme a la normativa aplicable, se partirá de los datos que consten en la Agencia correspondiente.

A estos efectos se considerarán los rendimientos del trabajo, del capital o de actividades económicas y ganancias y pérdidas patrimoniales, de acuerdo con el concepto establecido para dichas rentas en la normativa reguladora del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas de cada territorio.

3. En aquellos casos en los que no conste en la Agencia correspondiente que el solicitante o cualquiera de los integrantes de la unidad familiar hubieran presentado declaración de la renta teniendo la obligación de hacerlo conforme a la normativa relativa al Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas en cada territorio, no se podrá proceder a la comprobación de los datos relativos a la renta y, en consecuencia, no podrá ser beneficiario del bono social. En estos casos el comercializador de referencia rechazará la solicitud así deducida e indicará expresamente en su comunicación al interesado este motivo de rechazo.

Artículo 5. *Acceso del comercializador de referencia a la aplicación telemática para la comprobación de los requisitos establecidos para ser consumidor vulnerable.*

El acceso del COR a la aplicación del artículo 6, se realizará con certificado electrónico a través de la sede electrónica del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

Artículo 6. *Mecanismo de comprobación de los requisitos para ser consumidor vulnerable.*

1. Una vez recibida la solicitud completa del consumidor acompañada de la documentación acreditativa según lo dispuesto en el artículo 2.7, el COR, en el plazo máximo de 5 días hábiles, introducirá en la aplicación telemática disponible en la sede electrónica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, los datos correspondientes al consumidor y, en su caso, a los miembros de la unidad de convivencia declarados por el mismo.

En el caso de que la solicitud fuera incompleta el comercializador en el plazo máximo de 15 días hábiles desde la recepción se dirigirá al consumidor indicándole la parte de solicitud incompleta o la documentación acreditativa que le faltase.

Transcurrido este plazo de subsanación sin que se hubiera procedido a la misma, en el caso de que no exista un consentimiento expreso por parte del titular o, en su caso, de todos los miembros de la unidad de convivencia mayores de 14 años y con capacidad de obrar declarados por el solicitante, no se podrá tramitar dicha solicitud. En este caso se le pondrá de manifiesto al solicitante la inadmisión de su solicitud.

Transcurrido este plazo de subsanación sin que se hubiera procedido a la misma, en el caso de que existan discrepancias entre la información declarada en la solicitud y los datos que figuran en el/los libro/s de familia y/o o certificado/s de nacimiento y/o certificados/s de matrimonio y/o certificado que acredite la inscripción como pareja de hecho y/o resolución judicial o administrativa que acredite el acogimiento aportado por el solicitante y en el certificado de empadronamiento, el COR rechazará la solicitud e indicará expresamente en su comunicación al interesado el motivo de dicho rechazo.

Transcurrido este plazo de subsanación sin que se hubiera procedido a la misma, en el caso de que existan discrepancias entre la solicitud y la documentación acreditativa en el resto de casos, siempre que no impidan la aplicación del bono social aun en otras modalidades distintas o con otros umbrales de renta, el COR tramitará dicha solicitud poniéndole de manifiesto al solicitante la modalidad de bono social aplicada y el requisito no subsanado.

En caso de que existan discrepancias tanto en la acreditación de los requisitos como en la aplicación del bono social, los consumidores podrán reclamar ante los servicios de consumo correspondientes, en los términos que establezca la normativa de defensa de los consumidores.

2. Para el caso de las familias numerosas, lo dispuesto en el apartado 1 se llevará a cabo solo en el caso de comprobación de los requisitos para ser vulnerable severo.

3. Asimismo, en el caso de que se haya declarado en la solicitud y, en su caso, aportado el certificado u otro documento válido que así lo acredite, que se cumple alguna de las circunstancias especiales que se determinan en el artículo 3.3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, el COR indicará este hecho en los espacios habilitados en la aplicación a tal efecto.

4. A través de la aplicación telemática implementada, en el plazo máximo de 5 días hábiles, el COR visualizará el resultado de las comprobaciones realizadas por la misma, tanto para la condición de consumidor vulnerable como para la de vulnerable severo, que se materializará en un campo que indique "CUMPLE LOS REQUISITOS PARA SER CONSIDERADO CONSUMIDOR VULNERABLE/VULNERABLE SEVERO» o «NO CUMPLE LOS REQUISITOS PARA SER CONSIDERADO CONSUMIDOR VULNERABLE/ VULNERABLE SEVERO".

La aplicación indicará, en su caso, la imposibilidad de realizar dicha comprobación. En este caso, el COR rechazará la solicitud e indicará expresamente en su comunicación al interesado el motivo de dicho rechazo devuelto por la aplicación.

5. Una vez comprobado por el COR que el consumidor cumple los requisitos para la aplicación del bono social, lo comunicará al interesado indicando la fecha a partir de la cual procederá a su aplicación.

Disposición adicional única. *Utilización de la aplicación telemática.*

1. La aplicación telemática que permita al COR comprobar que el solicitante del bono social cumple los requisitos recogidos en el artículo 3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica para ser considerado consumidor vulnerable, será de aplicación a partir de la fecha que se establezca por Resolución del Secretario de Estado de Energía, que se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

2. La resolución podrá determinar el ámbito geográfico en que vaya a ser utilizada.

Disposición transitoria primera. *Comprobación de los requisitos de renta hasta la publicación de la aplicación telemática.*

1. Hasta que la aplicación telemática referida en la disposición adicional única de la presente orden, resulte de aplicación, el COR comprobará el cumplimiento del requisito de renta mediante la comprobación de la declaración o declaraciones de cada uno de los miembros de la unidad familiar presentadas por el solicitante, relativas al último período impositivo con plazo de presentación vencido, en el momento de la solicitud, o en su defecto, del certificado de imputaciones expedido por la Agencia Estatal de la Administración Tributaria, o en el caso del País Vasco o Navarra, por el organismo correspondiente.

Desde la entrada en vigor de la presente orden y hasta la fecha antedicha, las COR prestarán su colaboración al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital para identificar aquellos aspectos que sea necesario contemplar en la aplicación para asegurar su correcto funcionamiento.

2. En el caso de la presentación de la renta, el comercializador de referencia considerará la cuantía reflejada en la casilla relativa a la base imponible general y del ahorro, de las declaraciones de la renta que, en su caso, cubran a todos los miembros de la unidad familiar.

En el caso de presentación del certificado de imputaciones o asimilado, éste deberá recoger los ingresos relativos a los rendimientos del trabajo, del capital o de actividades económicas y ganancias y pérdidas patrimoniales, de acuerdo con el concepto establecido para dichas rentas en el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas.

A estos efectos, el COR deberá comprobar que las declaraciones de la renta presentadas y los certificados de imputaciones cubren, en su caso, a todos los miembros de la unidad familiar, debiendo rechazar la solicitud en caso contrario.

Disposición transitoria segunda. *Plazo para la introducción de datos en la aplicación telemática y para la visualización de las comprobaciones.*

1. Durante los primeros tres meses desde la entrada en vigor de esta orden, el plazo máximo de 5 días hábiles al que hace referencia el artículo 6.1 para la introducción de los datos correspondientes al consumidor o a los miembros de la unidad familiar declarados por el titular por parte de la comercializadora de referencia en la sede electrónica del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital será de 10 días hábiles.

2. Durante los primeros tres meses desde la entrada en vigor de esta orden, el plazo máximo de 5 días hábiles a que hace referencia el artículo 6.4 para que el COR visualice el resultado de las comprobaciones realizadas en la aplicación telemática, será de 10 días hábiles.

3. El plazo de tres meses a que hacen referencia los apartados 1 y 2 podrá ser modificado por resolución del Secretario de Estado de Energía.

Disposición final primera. *Título competencial.*

La presente orden se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1. 13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Solicitud del bono social

Datos de la empresa comercializadora de referencia	Espacio reservado para el registro de entrada de la solicitud en la empresa comercializadora de referencia

DATOS DEL TITULAR DEL SUMINISTRO

Apellidos y nombre:

NIF o NIE:

DATOS DEL PUNTO DE SUMINISTRO

Dirección del punto de suministro:

Municipio: Código Postal:

Provincia:

Código Universal de Punto de Suministro, CUPS (dato que figura en la factura o que puede ser solicitado al distribuidor):

E	S																				

DATOS DE CONTACTO A EFECTOS DE NOTIFICACION

Dirección postal a efectos de notificación:

(completar sólo si es distinta a la dirección del punto de suministro)

Municipio: Código Postal:

Provincia:

Teléfonos de contacto: / / /

Alternativamente, dirección de correo electrónico a efectos de notificación:

SOLICITA:

La aplicación del bono social al suministro del Código Universal de Punto de Suministro citado.

A TAL EFECTO DECLARA:

- Que el suministro para el que solicita bono social está destinado a la vivienda habitual del titular.
- Que el titular es persona física.
- Que el titular está acogido al precio voluntario para el pequeño consumidor[1] (PVPC) o, en caso de no estarlo, que acepta la formalización de un contrato con la comercializadora de referencia acogido a PVPC.

Marque, en su caso, SOLO UNA DE LAS DOS OPCIONES SIGUIENTES:

☐ Que la persona solicitante NO forma parte de una unidad de convivencia y, por tanto, se trata de un BENEFICIARIO INDIVIDUAL.

☐ Que la persona solicitante SÍ forma parte de una UNIDAD DE CONVIVENCIA integrada por los siguientes miembros (nombre y NIF o NIE de cada uno de los miembros para los que dicho documento sea obligatorio, es decir, los mayores de 14 años y, en su caso, de los menores de 14 años que dispongan de él).

DATOS DE LOS MIEMBROS DE LA UNIDAD DE CONVIVENCIA (Espacio reservado para nombre y NIF o NIE del titular o de los miembros de la unidad de convivencia). Nombre y apellidos del solicitante: Nombre, apellidos y relación con el solicitante: Nombre, apellidos y relación con el solicitante:
Se entiende por UNIDAD DE CONVIVENCIA, a los solos efectos de la aplicación del bono social en la factura de energía eléctrica, la constituida por todas las personas que residan en un mismo domicilio y que estén unidas entre sí por vínculo matrimonial o como pareja de hecho en los términos del artículo 221.2 del texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social, o por vínculo hasta el segundo grado[2] de consanguinidad, afinidad, adopción, y otras personas con las que conviva en virtud de guarda con fines de adopción o acogimiento familiar permanente. En ningún caso, una misma persona podrá formar parte de dos o más unidades de convivencia.

[1] La aplicación del bono social conlleva tener un contrato de suministro con el comercializador de referencia a PVPC. El PVPC está regulado en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

[2] INFORMACION ADICIONAL: Primer grado: hijos, cónyuge, padres, suegros, yernos y nueras. Segundo grado: abuelos, hermanos, nietos y cuñados.

Marque lo que proceda:

FAMILIA NUMEROSA

☐ Que está en disposición del título de familia numerosa vigente.

PENSIONISTAS

☐ Que el solicitante, o todos los miembros que tienen ingresos en la unidad de convivencia, son pensionistas del Sistema de la Seguridad Social por jubilación o incapacidad permanente, y perciben por ello la cuantía mínima vigente en cada momento para dichas clases de pensiones y no perciben otros ingresos cuya cuantía agregada anual supere los 500 euros.

PERCEPTORES DEL INGRESO MÍNIMO VITAL

☐ Que el solicitante, o algún miembro de la unidad de convivencia, es perceptor del ingreso mínimo vital.

CIRCUNSTANCIAS ESPECIALES

☐ Que se cumple alguna de las circunstancias especiales que se recogen en el artículo 3.3 del Real Decreto por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica (**discapacidad mayor o igual al 33%/ víctima de violencia de género/víctima de terrorismo/dependencia reconocida grado II o III/familias monoparentales).**

PARA ACREDITAR EL CUMPLIMIENTO DE LOS REQUISITOS, APORTA:

- DOCUMENTO DE IDENTIDAD: Fotocopia del NIF o NIE del titular punto de suministro, y de cada uno de los miembros de la unidad de convivencia para los que dicho documento sea obligatorio, es decir, mayores de 14 años y, en su caso, de los menores de 14 años que dispongan de él.
- LIBRO DE FAMILIA: libro/s de familia y/o certificado/s de nacimiento y/o certificados/s de matrimonio expedido por el Registro Civil que acredite/n la filiación de las personas que forman la unidad de convivencia. Cuando proceda, resolución judicial o administrativa que acredite el acogimiento. En su caso, hoja individual del Registro Civil o cualquier documento expedido por la autoridad competente que acredite de manera fehaciente el estado civil del solicitante.

- PAREJAS DE HECHO: La existencia de pareja de hecho se acreditará mediante certificación de la inscripción en alguno de los registros específicos existentes en las comunidades autónomas o ayuntamientos del lugar de residencia o documento público en el que conste la constitución de dicha pareja.
- CERTIFICADO DE EMPADRONAMIENTO en vigor del titular y de todos los miembros de la unidad de convivencia.
- FAMILIA NUMEROSA: Si se ha marcado la casilla correspondiente de **familia numerosa**, aporta Fotocopia del título de familia numerosa en vigor.
- CIRCUNSTANCIAS ESPECIALES: Si se ha marcado la casilla correspondiente al cumplimiento de alguna de las **circunstancias especiales** recogidas en los apartados a), b), c) y d) del artículo 3.3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, aporta el Certificado u otro documento acreditativo válido de los servicios sociales del órgano competente o del órgano designado por la Comunidad Autónoma.

AUTORIZACIONES

A efectos de tramitar la solicitud de bono social y durante la vigencia del mismo:

☐ El titular y todos los miembros de la unidad de convivencia autorizan:

- a la comercializadora de referencia a introducir, a través de la aplicación implementada al efecto en la sede electrónica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, la información, incluyendo los datos personales de los solicitantes del bono social y de los miembros de su unidad de convivencia, que les hayan sido proporcionados mediante la solicitud y documentos adjuntos, así como a realizar los demás tratamientos de datos personales previstos en la normativa reguladora del bono social, a los efectos de la aplicación del bono social y demás consecuencias previstas en dicha normativa, a los efectos de hacer constar en sus sistemas informáticos y de gestión la información necesaria para la aplicación y mantenimiento del bono social, y las demás consecuencias, mientras se mantengan las condiciones que han dado lugar a su otorgamiento;
- a la comercializadora de referencia a remitir a los órganos competentes de las comunidades autónomas información relativa a la suspensión de suministro de electricidad por impago.
- a que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a través de la aplicación implementada a tal efecto, tenga acceso a las correspondientes bases de la Agencia Estatal de la Administración Tributaria, o en el caso del País Vasco y Navarra, del órgano de gestión de la Hacienda Foral correspondiente, que contengan información sobre rentas;
- a la comercializadora de referencia a recabar información de las administraciones autonómicas o locales cuyos servicios sociales estén atendiendo o vayan a atender al consumidor que cumpla los requisitos para ser vulnerable severo. En ningún caso implicará la autorización para comprobar los requisitos ligados a la comprobación de las circunstancias especiales que, en su caso, pudieran aplicar.

☐ El titular y todos los miembros de la unidad de convivencia autorizan:

- a que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a través de la aplicación telemática correspondiente, tenga acceso a las correspondientes bases de datos de la Seguridad Social que contengan información sobre pensiones por jubilación o incapacidad permanente.

  En el caso en el que los criterios de pensión mínima no se cumplan, si ha marcado también la primera autorización se llevará a cabo también la comprobación del cumplimiento del requisito de renta a través de la aplicación implementada al efecto en la sede electrónica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

☐ El titular y todos los miembros de la unidad de convivencia autorizan:

- a que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a través de la aplicación telemática correspondiente, tenga acceso a las correspondientes bases de datos que contengan información sobre beneficiarios del ingreso mínimo vital.

FIRMA DE LAS AUTORIZACIONES (Espacio reservado para nombre, NIF o NIE y firma del titular y de todos los miembros de la unidad de convivencia mayores de 14 años con capacidad para obrar). NOMBRE Y APELLIDOS NIF/NIE FIRMA

Esta autorización se extenderá durante el periodo en que resulte de aplicación el bono social incluida, en su caso, la renovación del mismo, sin perjuicio de que el consumidor o cualquiera de los miembros de su unidad de convivencia, puedan retirar el consentimiento en cualquier momento, en cuyo caso, dejará de resultar de aplicación el bono social.

En el caso de familia numerosa la autorización anterior se entenderá otorgada durante el periodo de vigencia del título de familia numerosa.

INFORMACIÓN SOBRE PROTECCIÓN DE DATOS DE CARÁCTER PERSONAL

La presente solicitud contiene datos de carácter personal. De conformidad con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre, de Protección de Datos Personales y garantía de los derechos digitales, le informamos de que todos los datos facilitados tendrán carácter confidencial. Los datos recogidos se utilizarán con la finalidad de aplicar el bono social.

ESPACIO PARA LA CLAUSULA INFORMATIVA DE PROTECCION DE DATOS DE LA EMPRESA COMERCIALIZADORA
(LA EMPRESA COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA INCLUIRÁ SU POLÍTICA DE PROTECCION DE DATOS CONFORME A LOS TÉRMINOS DEL REGLAMENTO (UE) 2016/679 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, DE 27 DE ABRIL DE 2016 (RGPD), RELATIVO A LA PROTECCIÓN DE LAS PERSONAS FÍSICAS EN LO QUE RESPECTA AL TRATAMIENTO DE DATOS PERSONALES Y A LA LIBRE CIRCULACIÓN DE ESTOS DATOS Y POR EL QUE SE DEROGA LA DIRECTIVA 95/46/CE, Y CONFORME A LEY ORGÁNICA 3/2018, DE 5 DE DICIEMBRE, DE PROTECCIÓN DE DATOS PERSONALES Y GARANTÍA DE LOS DERECHOS DIGITALES)

En ..... a ..... de ..... de 20...

Firma del titular del suministro

ANEXO II

Modelo de certificado o documento acreditativo de las circunstancias especiales para la solicitud del bono social

Certificado [o documento acreditativo] de los servicios sociales del órgano competente o del órgano designado por la Comunidad Autónoma El [órgano competente, servicios sociales u órgano designado por la Comunidad Autónoma] de la [Municipio/Comunidad Autónoma] CERTIFICA [o ACREDITA], a los solos efectos de la aplicación del bono social en la factura eléctrica:

– Que el titular del contrato o alguno de los miembros de su unidad familiar[5] se encuentra en una de las circunstancias especiales recogidas en el apartado 3 del artículo 3 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.

[5] Se entiende por unidad familiar, a los solos efectos de la aplicación del bono social en la factura de energía eléctrica, la constituida conforme a lo dispuesto en la Ley 35/2006, de 28 de noviembre, del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y de modificación parcial de las leyes de los Impuestos sobre Sociedades, sobre la Renta de no Residentes y sobre el Patrimonio, cualquiera de las siguientes modalidades.

1.ª La integrada por los cónyuges no separados legalmente y, si los hubiera:

a) Los hijos menores, con excepción de los que, con el consentimiento de los padres, vivan independientes de éstos.

b) Los hijos mayores de edad incapacitados judicialmente sujetos a patria potestad prorrogada o rehabilitada.

2.ª En los casos de separación legal, o cuando no existiera vínculo matrimonial, la formada por el padre o la madre y todos los hijos que convivan con uno u otro y que reúnan los requisitos a que se refiere la regla 1.ª

Nadie podrá formar parte de dos unidades familiares al mismo tiempo.

– Que estas circunstancias especiales se han acreditado conforme al artículo 3 de la orden por la que se desarrolla el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.

Firma/sello

Lugar y fecha

ANEXO III

Modelo de declaración responsable sobre el estado civil del solicitante

---

DATOS DEL TITULAR DEL SUMINISTRO

Apellidos y nombre: NIF o NIE:
Dirección del punto de suministro:
Municipio: Código Postal: Provincia:
Teléfonos de contacto: / Dirección de correo electrónico a efectos de notificación:
Código Universal de Punto de Suministro, CUPS (dato que figura en la factura o que puede ser solicitado al distribuidor):

A efectos de lo establecido por el párrafo tercero del artículo 2.7 de la Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica,

DECLARA BAJO SU RESPONSABILIDAD:
Que en el día de la fecha su estado civil es (1):

	Soltero/a
	Viudo/a
	Divorciado/a

Lo que manifiesta con el conocimiento de las responsabilidades penales, civiles y/o administrativas a que hubiera lugar, en caso de inexactitud, falsedad u omisión, de carácter esencial, de cualquier dato o información de la presente declaración o en caso de no presentación de la documentación que le fuera requerida para acreditar el cumplimiento de lo declarado. Y para que así conste y surta los efectos oportunos.

En_____ a, _____ de _____de 20___

Firmado: _____

(1) Marque el estado civil con una cruz la columna de la izquierda".

§ 122

Resolución de 28 de abril de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad a utilizar por los comercializadores de referencia

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 103, de 30 de abril de 2021
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2021-7120

El Real Decreto ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, ha dado lugar a una nueva distribución de competencias entre el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), en virtud de la cual corresponde a la CNMC aprobar la metodología, estructura y valores de los peajes de transporte y distribución, mientras que es el Gobierno el que aprueba la estructura de los cargos, su metodología y sus valores.

En atención a lo anterior, ha sido aprobada la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, y, más recientemente, el Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico.

En este contexto, teniendo en cuenta que el artículo 16.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que «las empresas comercializadoras deberán desglosar en sus facturas a los consumidores finales la cuantía correspondiente a los peajes y cargos» se observa la necesidad de actualizar el contenido de la factura recogido en la Resolución de 23 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad.

Siguen resultando de aplicación los preceptos que regulan aspectos relativos a la factura de los consumidores finales de energía eléctrica recogidos en normativa nacional, que contempla, entre otras, las previsiones comunitarias recogidas en la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

Así, el artículo 17.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, determina que deben desglosarse en la facturación al usuario los diferentes conceptos en la forma que reglamentariamente se determine, así como en su normativa de desarrollo, en particular, en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, en el Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el

que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión, en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación y en el Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW.

En la disposición adicional tercera del Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas a establecer por resolución, y con la suficiente antelación, por un lado, el contenido mínimo de las facturas y, por otro lado, el modelo de la factura de electricidad a utilizar por los comercializadores de referencia que desglose los peajes de transporte y distribución y los cargos.

Teniendo en cuenta todo lo anteriormente señalado, la Dirección General de Política Energética y Minas, en aplicación de la competencia otorgada por la disposición adicional tercera del Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, resuelve:

Primero. *Objeto.*

1. Constituye el objeto de esta resolución el establecimiento del formato tipo de la factura que deben remitir las comercializadores de referencia (COR) a los siguientes consumidores:

a) Los consumidores acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) definidos en el artículo 4.1.a) del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

b) Los consumidores que tengan la condición de vulnerables y a los que resulte de aplicación el bono social, definidos en el artículo 4.1.c) del Real Decreto 216/0214, de 28 de marzo.

c) Los consumidores que, sin tener derecho al PVPC, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en libre mercado, según se definen en el artículo 4.1.d) del Real Decreto 216/0214, de 28 de marzo.

2. Asimismo, se establece el contenido mínimo obligatorio a incluir en la factura emitida para los consumidores siguientes:

a) Los consumidores con derecho a PVPC acogidos a la oferta a precio fijo anual, definidos en el artículo 4.1.b) del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

b) Los consumidores con contrato en libre mercado cuyo suministro se realice en baja tensión hasta 15 kW de potencia contratada.

Segundo. *Formatos de facturas.*

1. Se determinan los siguientes formatos para las facturas emitidas por la COR:

a) El modelo de factura para los consumidores del apartado primero.1.a) se establece en anexo I.

b) El modelo de factura para los consumidores del apartado primero.1.b) se establece en anexo II.

c) El modelo de factura para los consumidores del apartado primero.1.c) con potencia contratada superior 10 kW y hasta 15 kW se establece en el anexo III.

d) El modelo de factura para los consumidores del apartado primero.1.c) con potencia contratada superior a 15kW se establece en el anexo IV.

2. La COR debe respetar el título, número de páginas, disposición y contenido del modelo recogido en el anexo que corresponda al suministro, teniendo en cuenta lo establecido en el apartado tercero. El tipo y tamaño de letra deberá aproximarse en la medida de lo posible al recogido en el modelo del anexo que corresponda, al objeto de respetar la distribución de la información recogida en el mismo.

3. El formato de fechas atenderá a lo indicado en los modelos de los anexos: día del mes y año en formato numérico, mes escrito con letras sin abreviaturas.

Tercero. *Contenido de la factura para consumidores acogidos al PVPC y para consumidores que sin tener PVPC transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en libre mercado.*

Los modelos de factura de electricidad que deben aplicar la COR a los consumidores del apartado Primero.1, constan de los siguientes apartados, cada uno de los cuales contiene la información indicada en el anexo que corresponda al suministro.

1. Apartados que figuran en el anverso de la hoja (tamaño A4).

a) Logotipo, denominación, NIF y domicilio social de la COR.

b) Datos de la factura de electricidad.–Importe total de la factura expresado en euros, número de factura y fecha de emisión, periodo de consumo y fecha de cargo, en caso de estar domiciliada la factura, o fecha límite de pago, en caso de no estarlo.

c) Resumen de la factura.–En todo caso, importe correspondiente a la potencia contratada, a la energía consumida, a la compensación de excedentes, al impuesto de electricidad, al alquiler del contador, al impuesto aplicado y al total de la factura. Cuando corresponda, se incluirá también el descuento por bono social y otros conceptos regulados que pudieran resultar de aplicación.

La partida de compensación de excedentes reflejará un importe de 0€ en caso de que al consumidor no le sea de aplicación la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes acogida a compensación.

Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de consumidores que, sin tener PVPC, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en libre mercado, la partida de compensación de excedentes no aplicará, y, por tanto, no deberá figurar en la factura.

d) Nombre y dirección a efectos de comunicación del titular del contrato.–Podrá incluirse un código de barras, si fuera necesario para la correcta gestión por parte de la COR.

e) Datos del contrato:

– Nombre y NIF o NIE de la persona titular del contrato de suministro.
– Dirección del suministro.
– Código Unificado de Punto de Suministro (CUPS).
– Tipo o modalidad de contrato.
– Peaje de acceso de transporte y distribución, y segmento tarifario de cargos.
– Potencia contratada en cada periodo horario. Este dato debe aparecer en color rojo o en otro color de libre elección por la COR que permita resaltar este dato de forma clara.
– Referencia del contrato de suministro, poniendo entre paréntesis el nombre de la empresa comercializadora de referencia.
– Referencia del contrato de acceso, poniendo entre paréntesis el nombre de la empresa distribuidora a la que esté conectada el punto de suministro.
– Fecha final del contrato. Debe incluirse que el contrato se renovará anualmente de manera automática, salvo manifestación en contra expresa del consumidor.
– Fecha de fin de validez del bono social, cuando proceda.
– Número de contador.

f) Información de consumo eléctrico:

1.º El consumo que aparece en este apartado es el calculado por diferencia de los consumos correspondientes a las dos últimas lecturas disponibles realizadas por el encargado de la lectura.

2.º Bajo la línea donde aparece el consumo del periodo facturado se informará al consumidor de que puede consultar su consumo horario el portal web de la compañía distribuidora y se indicará la dirección correspondiente.

3.º Adicionalmente, se incluye un texto informativo sobre el consumo medio diario en el periodo facturado en euros, el consumo medio diario de los últimos 14 meses en euros, el consumo acumulado del último año en kWh, las potencias máximas demandadas en el último año en cada uno de los periodos horarios y la energía excedentaria compensada, que reflejará un valor de 0 kWh en caso de que al consumidor no le sea de aplicación la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes acogida a compensación. Solo en el caso de consumidores que, sin tener derecho al PVPC, transitoriamente carezcan de

un contrato de suministro en libre mercado, la energía excedentaria compensada no figurará en la factura.

Asimismo, cuando proceda, se informará sobre el consumo al que se aplica el descuento del bono social y el consumo que queda fuera de dicha bonificación.

4.º Se deberá indicar si la lectura es real o estimada, la fecha de la misma, la última lectura de cada periodo y el consumo correspondiente a cada periodo.

5.º Se reserva un espacio para incluir un gráfico de barras representativo de la evolución del consumo, de acuerdo con las pautas siguientes:

– El gráfico contiene los meses en el eje de abscisas y kWh en el eje de ordenadas.

El formato en el que se indican los meses en el eje de las abscisas es «mes-XX», donde mes es el nombre del mes, que puede aparecer abreviado, y XX son las dos últimas cifras del año correspondiente.

– Debe incluirse como mínimo la información relativa al consumo de los últimos 14 meses.

En el caso de que no se disponga de información histórica de consumos suficiente por tratarse de un nuevo cliente, se mostrará el periodo de consumo que esté disponible.

Si la facturación es bimestral, deben aparecer en el eje de abscisas meses alternativos del periodo elegido por la COR (mínimo 14 meses).

Si la facturación es mensual, aparecen en el eje de abscisas todos los meses consecutivos que comprendan el periodo elegido por la COR.

– El consumo en cada mes se indica mediante barras verticales.

Para cada periodo tarifario de empleará un color diferente. El color de las barras debe mantenerse invariable para los diferentes meses.

Si existen consumos estimados, debe indicarse esta información expresamente. El color de las barras que los representen debe ser diferente al de las barras representativas de consumos reales.

– Aparecerán leyendas explicativas de los colores utilizados en las barras.

– Una línea horizontal de un color distinto a todos los utilizados para las barras verticales, elegido por la COR, indicará el consumo medio en kWh del periodo.

g) Destino de la factura:

1.º Deben indicarse en un diagrama circular las cuantías de los componentes siguientes, frente al importe total de la factura:

– Peajes de transporte y distribución.

– Cargos. El porcentaje de cargos se desglosa, a su vez, en un gráfico rectangular, en los siguientes porcentajes:

- Retribución a las energías renovables, cogeneración y residuos (RECORE).
- Anualidades del déficit.
- Sobrecoste de generación en los territorios no peninsulares.
- Otros.

– Energía. Cuantía resultante de sustraer del importe total de la factura, las cuantías que corresponden al resto de conceptos de este apartado.

– Alquiler del contador.

– Impuestos. Cuantía correspondiente al impuesto de la electricidad y al IVA (o impuesto correspondiente que resulte de aplicación).

2.º Los porcentajes para los distintos conceptos son calculados por la COR a partir de sus datos de facturación.

3.º Los porcentajes que corresponden a los componentes en los que se desagregan los cargos (RECORE, déficit, generación en territorios no peninsulares y otros) serán aprobados anualmente por orden del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

4.º Cada componente del diagrama debe tener un color diferente que se diferencie con claridad del resto, respetándose los colores de los anexos.

5.º Bajo el diagrama circular se incluye la información sobre el contenido de los distintos componentes, tal y como figura en los anexos.

h) Información sobre reclamaciones.

– Teléfono gratuito de atención al cliente, poniendo entre paréntesis el nombre de la COR.

– Teléfono gratuito, dirección postal y número de fax o correo electrónico de la COR para reclamaciones, añadiendo entre paréntesis el nombre de la misma.

– Teléfono gratuito de averías y urgencias, poniendo entre paréntesis el nombre de la empresa distribuidora a la que esté conectada el punto de suministro.

– En este apartado debe incluirse la información relativa a la entidad de resolución alternativa de litigios a la que se encuentra adherida la COR y un teléfono de contacto de la misma.

– Datos relativos a la forma de pago.

Puede utilizarse cualquiera de los bordes laterales del anverso de la hoja para la incorporación de códigos de barras necesarios para la correcta gestión por parte de la COR, siempre que ello no altere significativamente los apartados anteriores.

Puede incluirse un código de barras, si fuera necesario, para la correcta gestión por parte de la COR.

Pueden realizarse los ajustes necesarios para permitir que el contenido del apartado se adapte a las características del sobre de envío que, en su caso, utilice la COR.

2. Apartados que figuran el reverso de la hoja (tamaño A4).

i) Desglose de la factura.

1.º En el desglose de la factura aparecen los componentes siguientes:

– Facturación por potencia contratada, desglosada por periodos horarios e incluyendo la facturación por margen de comercialización fijo. Cuando proceda, se incluirá la facturación por excesos de potencia, desglosada por periodos horarios.

– Facturación por energía consumida, desglosada por periodos horarios. Se incluirá, sin desglose, el coste de la energía.

– Para los modelos de facturas de los anexos I y II, facturación por energía excedentaria del autoconsumo y ajuste límite de compensación por autoconsumo. En el caso de que el suministro no se encuentre acogido a la modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes, este concepto debe aparecer con una cuantía asociada de 0€.

– Cuando proceda, el descuento por bono social que corresponda.

– Impuesto de la electricidad. Impuesto especial sobre el producto de la facturación de la electricidad suministrada.

– Alquiler del contador. Precio establecido en la normativa en vigor que se paga por el alquiler de equipos de medida y control.

– Impuesto de aplicación. Debe indicarse con acrónimos el impuesto aplicado en cada caso (IVA u otros), con el porcentaje que resulte de aplicación.

– Importe total de la factura. Suma de todas las cuantías anteriores.

2.º En el caso de que en el periodo de facturación hubieran estado vigentes precios regulados diferentes, se desglosarán de forma separada las cantidades obtenidas para los periodos en que estuvieron vigentes cada uno de los precios.

3.º Se desglosarán de forma independiente las regularizaciones u otros conceptos regulados que, en su caso, se efectúen en aplicación de lo establecido en la normativa, incluyendo en este apartado las explicaciones que procedan sobre las mismas. Si como consecuencia de ello no existiese espacio suficiente para detallar la factura en el reverso de la primera hoja, podría utilizarse una segunda hoja, manteniendo el mismo formato.

4.º Tras el importe total de la factura, en todo caso, en este apartado debe aparecer la información recogida en los modelos de los anexos.

j) Información para el consumidor.–Se incluye en este apartado la información que aparece en los modelos de los anexos.

En sitio visible e identificado claramente, deberá incluirse el código QR con la información necesaria para que el consumidor pueda acceder al comparador de ofertas de gas y de electricidad de la CNMC. La CNMC determinará los parámetros necesarios y características técnicas para permitir la incorporación de los datos necesarios del consumidor en el comparador.

Alternativamente, en las facturas electrónicas, se incorporará un vínculo al comparador, con los parámetros determinados por la CNMC para permitir el acceso al mismo con los datos del consumidor.

k) Información sobre el origen e impacto ambiental de la electricidad consumida.–Este apartado queda reservado para la información relativa al origen e impacto ambiental de la electricidad consumida, que debe ajustarse a lo publicado en la Circular 2/2021, de 10 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del etiquetado de la electricidad para informar sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente.

Cuarto. *Contenido mínimo de la factura para consumidores con derecho al PVPC acogidos a la oferta alternativa a precio fijo anual de la COR y para consumidores en mercado libre cuyo suministro se realice en baja tensión de hasta 15 kW de potencia contratada.*

1. El contenido mínimo a incluir en la factura que debe remitir la COR a los consumidores con derecho a PVPC acogidos a la oferta alternativa anual a precio fijo regulada en el título IV del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, y la comercializadora de mercado libre a los consumidores en condiciones de libre mercado cuyo suministro se realice en baja tensión de hasta 15 kW de potencia, es el siguiente:

a) Identidad, domicilio social de la empresa comercializadora y, en su caso, la indicación de que se trata de un suministro en mercado libre.

b) Número de factura y fecha de cargo o fecha límite de pago, según corresponda.

c) Periodo de facturación.

d) Nombre, apellidos y NIF o NIE de la persona titular del contrato.

e) Código unificado de punto de suministro (CUPS).

f) Dirección del suministro.

g) Referencia del contrato de suministro y nombre de la empresa comercializadora.

h) Referencia del contrato de acceso, en su caso, y nombre de la empresa distribuidora a la que esté conectado el punto de suministro.

i) Fecha final del contrato de suministro.

j) Número de contador.

k) Peaje de transporte y distribución y segmento tarifario de cargos de aplicación al suministro.

l) Potencia contratada: potencia del contrato de acceso en cada periodo horario.

m) Potencias máximas demandadas en el último año en cada uno de los periodos horarios.

n) Consumo de electricidad en el periodo de facturación, desagregado por periodos horarios. En el caso de que sea estimado, esta información debe aparecer de manera clara.

ñ) Dirección del portal web de la compañía distribuidora donde el consumidor pueda consultar su consumo horario.

o) Comparación, en forma gráfica, del consumo real de electricidad con el consumo durante el período temporalmente equivalente del año anterior.

p) Importe total de la factura, desglosado del siguiente modo:

– Precios aplicados por el comercializador a la potencia contratada y a la energía consumida en cada periodo horario, y cuantías obtenidas por la aplicación de cada uno de estos conceptos.

En su caso, debe indicarse qué parte de las cuantías obtenidas según el mismo cálculo y desglose anterior corresponde a la aplicación de los precios de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución y cargos, así como de cualquier otro precio en vigor que haya sido facturado por el distribuidor al comercializador en cada periodo de facturación. Debe hacerse constar igualmente la disposición oficial donde se fijen dichos precios.

– Impuestos y gravámenes aplicados.

– Precio del alquiler del equipo de medida y control, de acuerdo con la normativa vigente.

– Precios de otros servicios prestados, incluidos en su caso los precios de los servicios de valor añadido y de mantenimiento que se propongan, de acuerdo con la normativa vigente.

– Otros conceptos, entre los que se incluye el detalle de las regularizaciones u otros conceptos que se lleven a cabo.

q) Destino del importe total de la factura, diferenciando:

– Peajes de transporte y distribución.
– Cargos.
– Coste de la energía.
– Coste del alquiler del equipo de medida y control.
– Impuestos aplicados.

A su vez, los cargos deben desagregarse en:

– Retribución a las energías renovables, cogeneración y residuos (RECORE).
– Anualidades del déficit.
– Sobrecoste de generación en los territorios no peninsulares.
– Otros.

Los porcentajes que corresponden a los componentes en los que se desagregan los cargos (RECORE, déficit, generación en territorios no peninsulares y otros) serán aprobados anualmente por orden del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

r) Información sobre los derechos del consumidor respecto de las vías de resolución de reclamaciones.

s) Dirección postal, número de teléfono gratuito, número de fax o dirección de correo electrónico, a los que los consumidores puedan dirigir sus quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones.

t) Información relativa a la entidad de resolución alternativa de litigios a la que se encuentra adherida la comercializadora y un teléfono de contacto de la misma.

u) Número de teléfono del distribuidor al que esté conectado el punto de suministro para averías.

v) Información sobre la existencia de penalización por cancelación anticipada del producto y, en su caso, la fecha límite de permanencia a partir de la cual no se aplican penalizaciones.

w) En sitio visible e identificado claramente, deberá incluirse el código QR con la información necesaria para que el consumidor pueda acceder al comparador de ofertas de gas y de electricidad de la CNMC. La CNMC determinará los parámetros necesarios y características técnicas para permitir la incorporación de los datos necesarios del consumidor en el comparador.

Alternativamente, en las facturas electrónicas, se incorporará un vínculo al comparador, con los parámetros determinados por la CNMC para permitir el acceso al mismo con los datos del consumidor.

2. Adicionalmente a la información del apartado 1, el comercializador debe incluir en la factura, o en la documentación remitida junto a ella, y en la documentación promocional puesta a disposición del consumidor, la información siguiente:

a) Información sobre la contribución de cada fuente energética primaria en la mezcla global de energías primarias utilizadas para producir la electricidad en el conjunto de la energía vendida por la comercializadora y en el conjunto del sistema eléctrico español durante el año anterior (o el previo al anterior, en las facturas emitidas durante los meses de enero a marzo), que debe ajustarse a lo publicado en la Circular 2/2021, de 10 de febrero.

b) Referencia a las fuentes en las que se encuentre publicada la información sobre el impacto en el medio ambiente, al menos en cuanto a las emisiones totales de CO_2 y los residuos radiactivos habidos en el sector eléctrico durante el año anterior (o el previo al anterior, en las facturas emitidas durante los meses de enero a marzo), señalando la contribución equivalente que hubiera tenido en dichos impactos la electricidad vendida por la empresa durante el año anterior (o el previo al anterior, en las facturas emitidas durante los meses de enero a marzo), según lo dispuesto en la Circular 2/2021, de 10 de febrero.

Quinto. *Publicación del modelo de factura.*

La CNMC publicará en su página web información detallada del modelo de factura y sus componentes, así como un glosario del significado de cada término de la factura, a efectos de transparencia y de que la factura sea una herramienta que facilite al consumidor la elección de comercializador.

Sexto. *Eficacia.*

Esta resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado» y surtirá efectos simultáneamente con la aplicación efectiva de las metodologías de cálculo de peajes de transporte y distribución y cargos aprobadas en la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, y en el Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, respectivamente, excepto lo relativo a las potencias máximas demandadas en el último año en cada uno de los periodos horarios recogido en los apartados Tercero.1.f) y Cuarto.m), y lo relacionado con el código QR y el vínculo al comparador de la CNMC de los apartados Tercero.1.j) y Cuarto.w), que surtirán efectos a los cuatro meses de la publicación de esta resolución en el «Boletín Oficial del Estado».

Contra la presente resolución, que no pone fin a la vía administrativa de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 112 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, podrá interponerse recurso de alzada ante el titular de la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo de un mes a contar desde el día siguiente al de la notificación de la presente resolución.

Transcurrido dicho plazo sin haberse interpuesto el recurso, la resolución será firme a todos los efectos. Para el cómputo de los plazos por meses habrá de estarse a lo dispuesto en el artículo 30 de la citada Ley 39/2015, de 1 de octubre.

ANEXO I

Modelo de factura para consumidores acogidos a PVPC

LOGOTIPO
COMERCIALIZADORA

a)

Denominación empresa comercializadora de referencia
NIF:
Domicilio social:

DATOS DE LA FACTURA DE ELECTRICIDAD b)

IMPORTE FACTURA: XX,XX €
Nº factura: XXXXXXXX emitida el xx de (mes) de xxx
Periodo de consumo: xx de (mes) de xxxx a xx de (mes) de xxxx
Fecha de cargo/fecha límite de pago: xx de (mes) de XXXX

RESUMEN DE LA FACTURA c)

Por potencia contratada	xx,xx €
Por energía consumida	xx,xx €
Compensación de excedentes	- xx,xx €
Impuesto electricidad	xx,xx €
Alquiler del contador	xx,xx €
Impuesto aplicado (XX %)	xx,xx €
TOTAL IMPORTE FACTURA	**XX,XX €**

d)

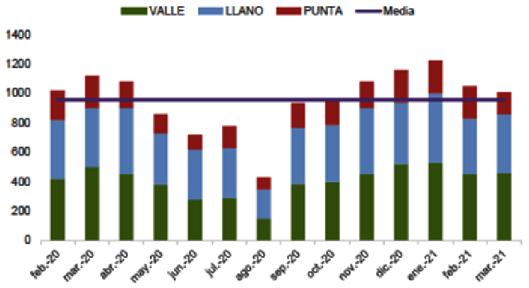
Dña./D.....
Calle.....nº.....
xxx

DATOS DEL CONTRATO e)

Titular: Dña./D. .....NIF/NIE.....
Dirección del suministro:.....
Código unificado de punto de suministro CUPS: .....
Tipo de contrato: **PVPC – MERCADO REGULADO**
Peaje de transporte y distribución: **2.0 TD** Segmento de cargos: **1**
Potencia contratada en punta: ..... kW Potencia contratada en valle:.....kW
Referencia del contrato de suministro (nombre empresa COR): xxxxx
Referencia del contrato de acceso (nombre empresa distribuidora): xxxxxx
Fecha final contrato: xx de (mes) de xxxx (renovación anual automática)
Nº de contador: xxxxxx

INFORMACIÓN DE CONSUMO ELÉCTRICO f)

Su consumo en el periodo facturado ha sido xx,xx kWh.
Puede consultar su consumo horario en el portal web de su distribuidora (introducir dirección www. correspondiente).

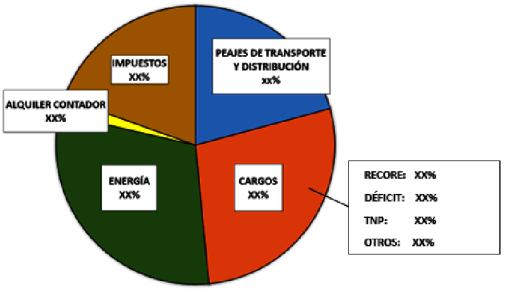


Su consumo medio diario en el periodo facturado ha sido de xx,xx €.
Su consumo medio diario en los últimos 14 meses ha sido de xx,xx €.
Su consumo acumulado del último año ha sido de xx,xx kWh.
Las potencias máximas demandadas en el último año han sido x,x kW en P1 (punta) y x,x kW en P2 (valle)
Energía excedentaria compensada: xx,xx kWh

Lectura actual (real/estimada) (xx-mes-xxxx)
Lectura en P1 (punta): Xxx kWh Consumo en P1: xx,xx kWh
Lectura en P2 (llano): Xxx kWh Consumo en P2: xx,xx kWh
Lectura en P3 (valle): Xxx kWh Consumo en P3: xx

DESTINO DEL IMPORTE DE LA FACTURA g)

El importe total de su factura tiene este destino:



La energía incluye, entre otros, el coste de la energía en el mercado, los pagos por capacidad y la retribución al Operador del Sistema (REE) y al Operador de Mercado (OMIE).
Los peajes retribuyen las redes de transporte y distribución.
Los cargos incluyen fundamentalmente la retribución a las renovables, cogeneración y residuos (RECORE), las anualidades del déficit y el sobrecoste de generación en TNP (territorios no peninsulares).

INFORMACIÓN SOBRE RECLAMACIONES h)

Atención al cliente *(nombre empresa COR):* 900.xxx.xxx (gratuito) **Reclamaciones** *(nombre COR):* 900.xxx.xxx clientes@xxxxxxxxx.es
Averías y Urgencias *(nombre empresa distribuidora):* 900.xxx.xxx (gratuito) **Dirección postal reclamaciones** *(nombre COR):* xxxxx
Dirección de la página web con información sobre reclamaciones: .....
(nombre empresa COR) está adherida a una entidad de resolución alternativa de litigios de consumo a la que puede acudir si no está de acuerdo con la resolución de su reclamación. Para mayor información sobre el arbitraje y su procedimiento: 900.xxx.xxx (gratuito) www....

Espacio reservado para datos de cuenta bancaria u otras formas de pago

Inscripción en el Registro Mercantil de (ciudad). Lomo XXXX Folio XX Hoja BXX-XXXX

DESGLOSE DE LA FACTURA i)

Facturación por potencia contratada ("TÉRMINO FIJO")		**xx,xx€**
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:		
P1 (punta):	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
P2 (valle):	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Margen de comercialización fijo:	xx kW * xx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Facturación por excesos de potencia ("TÉRMINO FIJO") (si procede)		**xx,xx€**
P1 (punta):		xx,xx €
P2 (valle):		xx,xx €
Facturación por energía consumida ("TÉRMINO VARIABLE")		**xx,xx€**
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:		
P1 (punta):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P2 (llano):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P3 (valle):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
Coste de la energía		xx,xx €
Facturación por energía excedentaria del autoconsumo		**- xx,xx€**
Ajuste límite de compensación por autoconsumo		**Xx,xx€**
Impuesto de electricidad:	xx% s/ xx,xx	**xx,xx €**
Alquiler del contador:	xx días * xx,x €/día	**xx,xx €**
Impuesto de aplicación:	xx% s/ xx,xx	**xx,xx €**
TOTAL IMPORTE FACTURA		**XX,XX €**

Precios de los términos del peaje de transporte y distribución, de los cargos, del contador y margen de comercialización fijo según normativa en vigor PVPC calculado según Real Decreto xxxx (disposición normativa).

INFORMACIÓN PARA EL CONSUMIDOR j)

Usted tiene contratado el **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). No obstante, puede contratar también con cualquier comercializadora en mercado libre.** El listado de comercializadoras de referencia y de comercializadoras de mercado libre está disponible en la página web de la CNMC: **www.cnmc.es**

En el código QR o en el enlace comparador.cnmc.gob.es puede consultar y comparar las distintas ofertas vigentes de las comercializadoras de energía eléctrica en mercado libre

Si está recibiendo su factura en papel, puede solicitar en su lugar la factura electrónica en www...

BONO SOCIAL PARA CONSUMIDORES VULNERABLES: Tienen derecho a acogerse al bono social aquellos consumidores vulnerables que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinan. En todo caso, se circunscribirá a personas físicas en su vivienda habitual. Dispone de información sobre el bono social en el teléfono xxx o en la página web xxx.xxxx.es.

Otra información de interés: Consumidores de energía e información sobre la factura: **www.cnmc.es**. Información sobre consumo eficiente y ahorro energético: **www.idae.es**. Información sobre PVPC : **www.ree.es**

ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA k)

ESPACIO RESERVADO PARA LA INFORMACIÓN RELATIVA AL ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA, CONFORME A LA CIRCULAR 2/2021, DE 10 DE FEBRERO, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA Y CONDICIONES DEL ETIQUETADO DE LA ELECTRICIDAD PARA INFORMAR SOBRE EL ORIGEN DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA Y SU IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE.

ANEXO II

Modelo de factura para consumidores acogidos a PVPC con bono social

LOGOTIPO
COMERCIALIZADORA

a)

Denominación empresa comercializadora de referencia
NIF:
Domicilio social:

DATOS DE LA FACTURA DE ELECTRICIDAD b)

IMPORTE FACTURA: XX,XX €
Nº factura: XXXXXXXX emitida el xx de (mes) de xxx
Periodo de consumo: xx de (mes) de xxxx a xx de (mes) de xxxx
Fecha de cargo/fecha límite de pago: xx de (mes) de XXXX

RESUMEN DE LA FACTURA c)

Por potencia contratada	xx,xx €
Por energía consumida	xx,xx €
Compensación de excedentes	- xx,xx €
Descuento por bono social	**- xx,xx €**
Impuesto electricidad	xx,xx €
Alquiler del contador	xx,xx €
Impuesto aplicado (XX %)	xx,xx €
TOTAL IMPORTE FACTURA	**XX,XX €**

d)

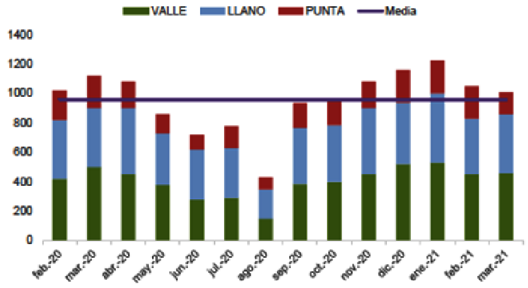
Dña./D.....
Calle.....nº.....
xxx

DATOS DEL CONTRATO e)

Titular: Dña./D. .....NIF/NIE.....
Dirección del suministro:.....
Código unificado de punto de suministro CUPS: .....
Tipo de contrato: **PVPC CON BONO SOCIAL (% DESCUENTO) – MERCADO REGULADO**
Peaje de transporte y distribución: **2.0 TD** Segmento de cargos: **1**
Potencia contratada en punta: ..... kW Potencia contratada en valle:.....kW
Referencia del contrato de suministro (nombre empresa COR): xxxxx
Referencia del contrato de acceso (nombre empresa distribuidora): xxxxxx
Fecha final contrato: xx de (mes) de xxxx (renovación anual automática)
Bono social válido hasta: xx de (mes) de xxxx
Nº de contador: xxxxxx

INFORMACIÓN DE CONSUMO ELÉCTRICO f)

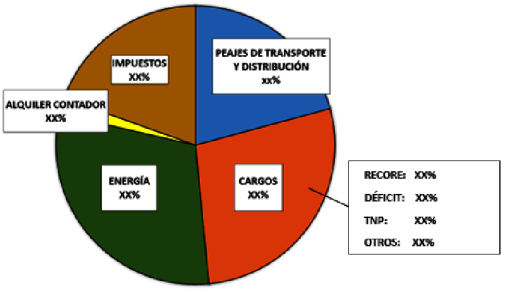
Su consumo en el periodo facturado ha sido xx,xx kWh.
Puede consultar su consumo horario en el portal web de su distribuidora (introducir dirección www. correspondiente).



Su consumo medio diario en el periodo facturado ha sido de xx,xx €.
Su consumo medio diario en los últimos 14 meses ha sido de xx,xx €.
Su consumo acumulado del último año ha sido de xx,xx kWh.
Consumo bonificado: xx,xx kWh. Consumo sin bonificar: xx,xx kWh.
Las potencias máximas demandadas en el último año han sido x,x kW en P1 (punta) y x,x kW en P2 (valle)
Energía excedentaria compensada: xx,xx kWh
Lectura actual (real/estimada) (xx-mes-xxxx)
Lectura en P1 (punta): Xxx kWh Consumo en P1: xx,xx kWh
Lectura en P2 (llano): Xxx kWh Consumo en P2: xx,xx kWh
Lectura en P3 (valle): Xxx kWh Consumo en P3: xx

DESTINO DEL IMPORTE DE LA FACTURA g)

El importe total de su factura tiene este destino:



La energía incluye, entre otros, el coste de la energía en el mercado, los pagos por capacidad y la retribución al Operador del Sistema (REE) y al Operador de Mercado (OMIE).
Los peajes retribuyen las redes de transporte y distribución.
Los cargos incluyen fundamentalmente la retribución a las renovables, cogeneración y residuos (RECORE), las anualidades del déficit y el sobrecoste de generación en TNP (territorios no peninsulares).

INFORMACIÓN SOBRE RECLAMACIONES h)

Atención al cliente *(nombre empresa COR):* 900.xxx.xxx (gratuito) **Reclamaciones** *(nombre COR):* 900.xxx.xxx clientes@xxxxxxxxx.es
Averías y Urgencias *(nombre empresa distribuidora):* 900.xxx.xxx (gratuito) **Dirección postal reclamaciones** *(nombre COR):* xxxxx
Dirección de la página web con información sobre reclamaciones: .....
(nombre empresa COR) está adherida a una entidad de resolución alternativa de litigios de consumo a la que puede acudir si no está de acuerdo con la resolución de su reclamación. Para mayor información sobre el arbitraje y su procedimiento: 900.xxx.xxx (gratuito) www....

Espacio reservado para datos de cuenta bancaria u otras formas de pago

Inscripción en el Registro Mercantil de (ciudad). Lomo XXXX Folio XX Hoja BXX-XXXX

DESGLOSE DE LA FACTURA i)

Facturación por potencia contratada ("TÉRMINO FIJO")		**xx,xx€**
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:		
P1 (punta):	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
P2 (valle):	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Margen de comercialización fijo:	xx kW * xx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Facturación por excesos de potencia ("TÉRMINO FIJO")	**(si procede)**	**xx,xx€**
P1 (punta):		xx,xx €
P2 (valle):		xx,xx €
Facturación por energía consumida ("TÉRMINO VARIABLE")		**xx,xx€**
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:		
P1 (punta):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P2 (llano):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P3 (valle):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
Coste de la energía		xx,xx €
Facturación por energía excedentaria del autoconsumo		**- xx,xx€**
Ajuste límite de compensación por autoconsumo		**Xx,xx€**
Descuento por bono social:	(xx,xx € + xx,xx€)*xx%	**-xx,xx€**
Impuesto de electricidad:	xx% s/ xx,xx	**xx,xx €**
Alquiler del contador:	xx días * xx,x €/día	**xx,xx €**
Impuesto de aplicación:	xx% s/ xx,xx	**xx,xx €**
TOTAL IMPORTE FACTURA		**XX,XX €**

Precios de los términos del peaje de transporte y distribución, de los cargos, del contador y margen de comercialización fijo según normativa en vigor PVPC calculado según Real Decreto xxxx (disposición normativa).

INFORMACIÓN PARA EL CONSUMIDOR j)

Usted tiene contratado el **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) CON DESCUENTO POR BONO SOCIAL**

No obstante, puede contratar también con cualquier comercializadora en mercado libre. El listado de comercializadoras de referencia y de comercializadoras de mercado libre está disponible en la página web de la CNMC: **www.cnmc.es**

En el código QR o en el enlace comparador.cnmc.gob.es puede consultar y comparar las distintas ofertas vigentes de las comercializadoras de energía eléctrica en mercado libre

Si está recibiendo su factura en papel, puede solicitar en su lugar la factura electrónica en www...

Siempre que no se produzca la pérdida de alguna de las condiciones que dan derecho a su percepción, el bono social tiene un periodo de vigencia de dos años, tras el cual deberá solicitar su renovación. En caso de familias numerosas, la vigencia se mantendrá hasta la caducidad del título de familia numerosa.
Para solicitar la renovación del bono social, podrá hacerlo presencialmente en nuestras oficinas o llamando al teléfono xxx. Dispone de información sobre los requisitos que deben cumplirse en el teléfono xxx o en la página web xxx.xxxx.es.

Otra información de interés: Consumidores de energía e información sobre la factura: **www.cnmc.es**. Información sobre consumo eficiente y ahorro energético: **www.idae.es**. Información sobre PVPC : **www.ree.es**

ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA k)

ESPACIO RESERVADO PARA LA INFORMACIÓN RELATIVA AL ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA, CONFORME A LA CIRCULAR 2/2021, DE 10 DE FEBRERO, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA Y CONDICIONES DEL ETIQUETADO DE LA ELECTRICIDAD PARA INFORMAR SOBRE EL ORIGEN DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA Y SU IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE.

ANEXO III

Modelo de factura para consumidores que, sin tener derecho al PVPC, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en libre mercado con potencia contratada superior 10 kW y hasta 15 kW

LOGOTIPO
COMERCIALIZADORA

a)

Denominación empresa comercializadora de referencia
NIF:
Domicilio social:

DATOS DE LA FACTURA DE ELECTRICIDAD

b)

IMPORTE FACTURA: XX,XX €
Nº factura: XXXXXXXX emitida el xx de (mes) de xxx
Periodo de consumo: xx de (mes) de xxxx a xx de (mes) de xxxx
Fecha de cargo/fecha límite de pago: xx de (mes) de XXXX

RESUMEN DE LA FACTURA

c)

Por potencia contratada	xx,xx €
Por energía consumida	xx,xx €
Recargo del 20%	xx,xx €
Impuesto electricidad	xx,xx €
Alquiler del contador	xx,xx €
Impuesto aplicado (XX %)	xx,xx €
TOTAL IMPORTE FACTURA	**XX,XX €**

d)

Dña./D.....
Calle.....nº.....
xxx

DATOS DEL CONTRATO

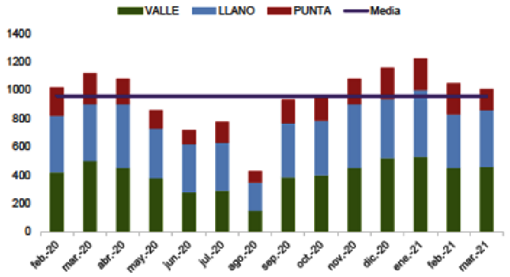
e)

Titular: Dña./D. .....NIF/NIE.....
Dirección del suministro:.....
Código unificado de punto de suministro CUPS: .....
Tipo de contrato: **PVPC CON RECARGO – MERCADO REGULADO**
Peaje de transporte y distribución**: 2.0 TD** Segmento de cargos: **1**
Potencia contratada en punta: ..... kW Potencia contratada en valle:.....kW
Referencia del contrato de suministro (nombre empresa COR): xxxxx
Referencia del contrato de acceso (nombre empresa distribuidora): xxxxxx
Fecha final contrato: xx de (mes) de xxxx (renovación anual automática)
Nº de contador: xxxxxx

INFORMACIÓN DE CONSUMO ELÉCTRICO

f)

Su consumo en el periodo facturado ha sido xx,xx kWh.
Puede consultar su consumo horario en el portal web de su distribuidora (introducir dirección www. correspondiente).



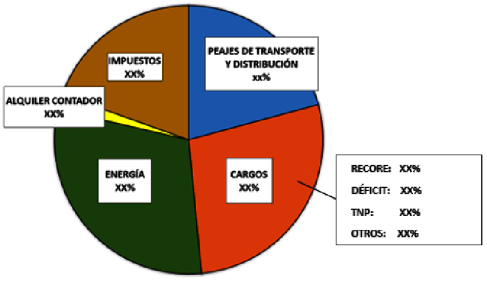
Su consumo medio diario en el periodo facturado ha sido de xx,xx €.
Su consumo medio diario en los últimos 14 meses ha sido de xx,xx €.
Su consumo acumulado del último año ha sido de xx,xx kWh.
Las potencias máximas demandadas en el último año han sido x,x kW en P1 (punta) y x,x kW en P2 (valle)

Lectura actual (real/estimada) (xx-mes-xxxx)
Lectura en P1 (punta): Xxx kWh Consumo en P1: xx,xx kWh
Lectura en P2 (llano): Xxx kWh Consumo en P2: xx,xx kWh
Lectura en P3 (valle): Xxx kWh Consumo en P3: xx,xx kWh

DESTINO DEL IMPORTE DE LA FACTURA

g)

El importe total de su factura tiene este destino:



La energía incluye, entre otros, el coste de la energía en el mercado, los pagos por capacidad y la retribución al Operador del Sistema (REE) y al Operador de Mercado (OMIE).
Los peajes retribuyen las redes de transporte y distribución.
Los cargos incluyen fundamentalmente la retribución a las renovables, cogeneración y residuos (RECORE), las anualidades del déficit y el sobrecoste de generación en TNP (territorios no peninsulares).

INFORMACIÓN SOBRE RECLAMACIONES

h)

Atención al cliente *(nombre empresa COR):* 900.xxx.xxx (gratuito) **Reclamaciones** *(nombre COR):* 900.xxx.xxx clientes@xxxxxxxxx.es
Averías y Urgencias *(nombre empresa distribuidora):* 900.xxx.xxx (gratuito) **Dirección postal reclamaciones** *(nombre COR):* xxxxx
Dirección de la página web con información sobre reclamaciones: .....
(nombre empresa COR) está adherida a una entidad de resolución alternativa de litigios de consumo a la que puede acudir si no está de acuerdo con la resolución de su reclamación. Para mayor información sobre el arbitraje y su procedimiento: 900.xxx.xxx (gratuito) www....

Espacio reservado para datos de cuenta bancaria u otras formas de pago

Inscripción en el Registro Mercantil de (ciudad). Lomo XXXX Folio XX Hoja BXX-XXXX

DESGLOSE DE LA FACTURA i)

Facturación por potencia contratada ("TÉRMINO FIJO")		**xx,xx€**
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:		
P1 (punta):	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
P2 (valle):	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Margen de comercialización fijo:	xx kW * xx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Facturación por excesos de potencia ("TÉRMINO FIJO") (si procede)		**xx,xx€**
P1 (punta):		xx,xx €
P2 (valle):		xx,xx €
Facturación por energía consumida ("TÉRMINO VARIABLE")		**xx,xx€**
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:		
P1 (punta):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P2 (llano):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P3 (valle):	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
Coste de la energía		xx,xx €
Recargo del 20%		**+xx,xx€**
Impuesto de electricidad:	xx% s/ xx,xx	**xx,xx €**
Alquiler del contador:	xx días * xx,x €/día	**xx,xx €**
Impuesto de aplicación:	xx% s/ xx,xx	**xx,xx €**
TOTAL IMPORTE FACTURA		**XX,XX €**

Precios de los términos del peaje de transporte y distribución, de los cargos, del contador y margen de comercialización fijo según normativa en vigor
PVPC calculado según Real Decreto xxxx (disposición normativa).

INFORMACIÓN PARA EL CONSUMIDOR j)

Usted no tiene un contrato de suministro con una comercializadora en mercado libre, por lo que se le está facturando el **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) con un recargo del 20%.** El listado de comercializadoras de mercado libre está disponible en la página web de la CNMC: **www.cnmc.es**

En el código QR o en el enlace comparador.cnmc.gob.es puede consultar y comparar las distintas ofertas vigentes de las comercializadoras de energía eléctrica en mercado libre

Si está recibiendo su factura en papel, puede solicitar en su lugar la factura electrónica en www...

Otra información de interés: Consumidores de energía e información sobre la factura: **www.cnmc.es**. Información sobre consumo eficiente y ahorro energético: **www.idae.es**. Información sobre PVPC : **www.ree.es**

ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA k)

ESPACIO RESERVADO PARA LA INFORMACIÓN RELATIVA AL ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA, CONFORME A LA CIRCULAR 2/2021, DE 10 DE FEBRERO, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA Y CONDICIONES DEL ETIQUETADO DE LA ELECTRICIDAD PARA INFORMAR SOBRE EL ORIGEN DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA Y SU IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE.

ANEXO IV

Modelo de factura para consumidores que, sin tener derecho al PVPC, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en libre mercado con potencia contratada superior a 15 kW

LOGOTIPO
COMERCIALIZADORA

a)

Denominación empresa comercializadora de referencia
NIF:
Domicilio social:

DATOS DE LA FACTURA DE ELECTRICIDAD

b)

IMPORTE FACTURA: XX,XX €
Nº factura: XXXXXXXX emitida el xx de (mes) de xxx
Periodo de consumo: xx de (mes) de xxxx a xx de (mes) de xxxx
Fecha de cargo/fecha límite de pago: xx de (mes) de XXXX

RESUMEN DE LA FACTURA

c)

Por potencia contratada	xx,xx €
Por energía consumida	xx,xx €
Recargo del 20%	xx,xx €
Impuesto electricidad	xx,xx €
Alquiler del contador	xx,xx €
Impuesto aplicado (XX %)	xx,xx €
TOTAL IMPORTE FACTURA	**XX,XX €**

d)

Dña./D.....
Calle.....nº.....
xxx

DATOS DEL CONTRATO

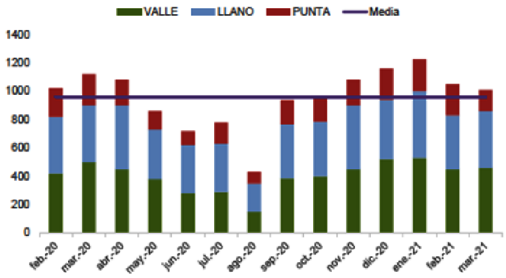
e)

Titular: Dña./D. .....NIF/NIE.....
Dirección del suministro:.....
Código unificado de punto de suministro CUPS: .....
Tipo de contrato: **PVPC CON RECARGO – MERCADO REGULADO**
Peaje de transporte y distribución: **X TD** Segmento de cargos: **X**
Potencia contratada en P1: ..... kW Potencia contratada en P2:.....kW Potencia contratada en P3:.....kW
Potencia contratada en P4: ..... kW Potencia contratada en P5:.....kW Potencia contratada en P6:.....kW
Referencia del contrato de suministro (nombre empresa COR): xxxxx
Referencia del contrato de acceso (nombre empresa distribuidora): xxxxxx
Fecha final contrato: xx de (mes) de xxxx (renovación anual automática)
Nº de contador: xxxxxx

INFORMACIÓN DE CONSUMO ELÉCTRICO

f)

Su consumo en el periodo facturado ha sido xx,xx kWh.
Puede consultar su consumo horario en el portal web de su distribuidora (introducir dirección www. correspondiente).



Su consumo medio diario en el periodo facturado ha sido de xx,xx €.
Su consumo medio diario en los últimos 14 meses ha sido de xx,xx €.
Su consumo acumulado del último año ha sido de xx,xx kWh.
Las potencias máximas demandadas en el último año han sido x,x kW en P1, x,x kW en P2, x,x kW en P3, x,x kW en P4, x,x kW en P5 y x,x kW en P6

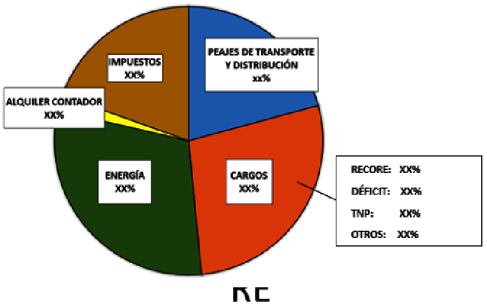
Lectura actual (real/estimada) (xx-mes-xxxx)

Lectura en P1: Xxx kWh	Consumo en P1: xx,xx kWh
Lectura en P2: Xxx kWh	Consumo en P2: xx,xx kWh
Lectura en P3: Xxx kWh	Consumo en P3: xx,xx kWh
Lectura en P4: Xxx kWh	Consumo en P4: xx,xx kWh
Lectura en P5: Xxx kWh	Consumo en P5: xx,xx kWh
Lectura en P6: Xxxx kWh	Consumo en P6: xx,xx kWh

DESTINO DEL IMPORTE DE LA FACTURA

g)

El importe total de su factura tiene este destino:



La energía incluye, entre otros, el coste de la energía en el mercado, los pagos por capacidad y la retribución al Operador del Sistema (REE) y al Operador de Mercado (OMIE).
Los peajes retribuyen las redes de transporte y distribución.
Los cargos incluyen fundamentalmente la retribución a las renovables, cogeneración y residuos (RECORE), las anualidades del déficit y el sobrecoste de generación en TNP (territorios no peninsulares).

Espacio reservado para datos de cuenta bancaria u otras formas de pago

Inscripción en el Registro Mercantil de (ciudad). Lomo XXXX Folio XX Hoja BXX-XXXX

h)

INFORMACIÓN SOBRE RECLAMACIONES

Atención al cliente *(nombre empresa COR):* 900.xxx.xxx (gratuito) **Reclamaciones** *(nombre COR):* 900.xxx.xxx clientes@xxxxxxxxx.es
Averías y Urgencias *(nombre empresa distribuidora):* 900.xxx.xxx (gratuito) **Dirección postal reclamaciones** *(nombre COR):* xxxxx
Dirección de la página web con información sobre reclamaciones: .....
(nombre empresa COR) está adherida a una entidad de resolución alternativa de litigios de consumo a la que puede acudir si no está de acuerdo con la resolución de su reclamación. Para mayor información sobre el arbitraje y su procedimiento: 900.xxx.xxx (gratuito) www....

i)

DESGLOSE DE LA FACTURA

Facturación por potencia contratada ("TÉRMINO FIJO")		**xx,xx€**
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:		
P1:	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
P2:	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
P3:	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
P4:	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
P5:	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
P6:	xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Margen de comercialización fijo:	xx kW * xx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Facturación por excesos de potencia ("TÉRMINO FIJO") (si procede)		**xx,xx€**
P1:	.....	xx,xx €
P2:	.....	xx,xx €
P3:	.....	xx,xx €
P4:	.....	xx,xx €
P5:	.....	xx,xx €
P6:	.....	xx,xx €
Facturación por energía consumida ("TÉRMINO VARIABLE")		**xx,xx€**
Importe por peajes de transporte y distribución y cargos:		
P1:	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P2:	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P3:	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P4:	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P5:	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
P6:	xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
Coste de la energía	.....	xx,xx €
Recargo del 20%	.....	**+xx,xx€**
Impuesto de electricidad:	xx% s/ xx,xx.....	**xx,xx €**
Alquiler del contador:	xx días * xx,x €/día.....	**xx,xx €**
Impuesto de aplicación:	xx% s/ xx,xx.....	**xx,xx €**
TOTAL IMPORTE FACTURA		**XX,XX €**

Precios de los términos del peaje de transporte y distribución, de los cargos, del contador y margen de comercialización fijo según normativa en vigor
PVPC calculado según Real Decreto xxxx (disposición normativa).

j)

INFORMACIÓN PARA EL CONSUMIDOR

Usted no tiene un contrato de suministro con una comercializadora en mercado libre, por lo que se le está aplicando el **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) con un recargo del 20%.** El listado de comercializadoras de mercado libre está disponible en la página web de la CNMC: **www.cnmc.es**

En el código QR o en el enlace comparador.cnmc.gob.es puede consultar y comparar las distintas ofertas vigentes de las comercializadoras de energía eléctrica en mercado libre

Si está recibiendo su factura en papel, puede solicitar en su lugar la factura electrónica en www...

Otra información de interés: Consumidores de energía e información sobre la factura: **www.cnmc.es**. Información sobre consumo eficiente y ahorro energético: **www.idae.es**. Información sobre PVPC : **www.ree.es**

ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA k)

ESPACIO RESERVADO PARA LA INFORMACIÓN RELATIVA AL ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA, CONFORME A LA CIRCULAR 2/2021, DE 10 DE FEBRERO, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA Y CONDICIONES DEL ETIQUETADO DE LA ELECTRICIDAD PARA INFORMAR SOBRE EL ORIGEN DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA Y SU IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE.

§ 123

Resolución de 16 de septiembre de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento para el envío y cálculo de la precisión de los programas de consumo de los consumidores electrointensivos

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 228, de 23 de septiembre de 2021
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2021-15436

El artículo 4 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio, creó la figura del consumidor electrointensivo. De acuerdo con la precitada norma, las empresas que obtengan este calificativo pueden resultar beneficiarias de ayudas que reduzcan el impacto económico del suministro eléctrico, a condición de que su consumo cumpla determinadas características.

Ese mismo artículo 4 del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, estableció un mandato al Gobierno para la elaboración y aprobación, mediante real decreto, de un Estatuto de los Consumidores Electrointensivos, que los caracterizara y estableciera los mecanismos a los que se podrían acoger, encaminados a mitigar los efectos de los costes energéticos sobre la competitividad, de conformidad con la normativa de la Unión Europea, así como las obligaciones y compromisos que deberían asumir dichos consumidores en el ámbito de la eficiencia energética, sustitución de fuentes energéticas emisoras contaminantes, inversión en I+D+i y empleo, entre otros.

Atendiendo a lo anterior, se ha aprobado el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los Consumidores Electrointensivos, cuyo artículo 10.1 dispone que «los consumidores electrointensivos estarán obligados a tener un consumo predecible, para lo que deberán aportar al Operador del Sistema, ya sea directamente o a través de su comercializadora, su previsión de consumo mensualmente con una precisión de su programa horario de consumo superior al 75 por ciento en media mensual, según el procedimiento que apruebe la Dirección General de Política Energética y Minas, previa propuesta del Operador del Sistema y que este publicará en su página web». El plazo otorgado para la remisión de la propuesta del operador del sistema a la Dirección General de Política Energética y Minas queda establecido en un mes.

Asimismo, el apartado 2 del artículo 10 recoge que el consumidor deberá disponer de los equipos, sistemas y comunicaciones requeridos por la normativa de aplicación según el procedimiento referido en el párrafo anterior.

Teniendo en cuenta lo expuesto, la presente resolución tiene por objeto la aprobación del procedimiento que define el envío de información de los consumidores electrointensivos al operador del sistema, así como la evaluación de la precisión de los programas de consumo que dichos consumidores deben remitir a efectos de verificar que tienen un consumo

predecible y el proceso para la obtención por parte de los consumidores electrointensivos de la certificación de los equipos y sistemas.

Con fecha 14 de enero de 2021, tuvo entrada en el Registro del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, propuesta del operador del sistema de procedimiento para consumidores electrointensivos.

Esta propuesta fue remitida el 28 de abril de 2021 para su informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cuya Sala de Supervisión Regulatoria emitió «Informe sobre la propuesta de procedimiento de operación para el envío y cálculo de la precisión de los programas de consumo de los consumidores electrointensivos» en sesión del día 16 de junio de 2021, previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo de Electricidad, según lo establecido en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En el informe emitido, la citada Comisión valora positivamente la propuesta de modificación del procedimiento de operación elaborada por el operador del sistema, y señala determinadas cuestiones que podrían ayudar a completar el contenido del procedimiento.

Con base en el mencionado informe, y al objeto de validar la adecuación de los cambios introducidos por la Subdirección General del Energía Eléctrica respecto de la propuesta inicial remitida por el operador del sistema, con fecha 11 de julio de 2021 la citada Subdirección ha solicitado a Red Eléctrica de España, S.A., la conformidad con las modificaciones realizadas sobre propuesta recibida en enero de 2021.

En su escrito de 21 de julio de 2021, el operador del sistema considera adecuadas las modificaciones introducidas e incorpora mejoras orientadas a evitar posibles indeterminaciones en el cálculo de la precisión del programa de consumo.

Teniendo en cuenta lo anterior, y conforme al artículo 10 del Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre,

Esta Dirección General de Política Energética y Minas resuelve:

Primero.

Aprobar el procedimiento para el envío y cálculo de la precisión de los programas de consumo de los consumidores electrointensivos cuyo texto se inserta como anexo.

Segundo.

Ordenar la publicación del mismo en la página web del operador del sistema.

Tercero.

La presente resolución surtirá efectos el día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Propuesta de procedimiento para el envío y cálculo de la precisión de los programas de consumo de los consumidores electrointensivos

1. Objeto

El objeto de este documento es definir los intercambios de información entre los consumidores electrointensivos y el operador del sistema, así como el procedimiento para evaluar la precisión de los programas de consumo que dichos consumidores deben remitir a efectos de verificar que tienen un consumo predecible, de acuerdo al artículo 10 del Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos.

Se recoge también en este procedimiento el proceso para la obtención de los consumidores electrointensivos de la certificación de que disponen de los equipos y sistemas necesarios.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación al operador del sistema y a los consumidores de energía eléctrica que tengan la categoría de electrointensivos conforme al Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre.

3. Intercambios de información

3.1 Información a comunicar al operador del sistema por los consumidores electrointensivos. Los consumidores electrointensivos deberán comunicar su programa de consumo al operador del sistema, directamente o a través de su comercializadora, para al menos cada una de las horas del mes siguiente, antes de las 12:00 horas del día 15 (o día laborable inmediatamente anterior) de cada mes.

El programa de consumo comunicado incluirá la energía autoconsumida.

Los consumidores podrán actualizar su programa de consumo en cualquier instante, si bien no podrán actualizar el programa de consumo correspondiente a una hora ya comenzada.

La actualización del programa de consumo para una hora anulará cualquier programa anterior enviado para dicha hora, si bien, el operador del sistema mantendrá registro histórico de las actualizaciones de programa remitidas por el consumidor.

El operador del sistema confirmará a los consumidores electrointensivos, a través de los medios que determine y que publicará en su página web, la correcta recepción del programa de consumo enviado por el consumidor. El operador del sistema podrá habilitar otro tipo de mecanismos de intercambio para estos envíos.

3.2 Información a comunicar por el operador del sistema a los consumidores electrointensivos. El operador del sistema pondrá a disposición de los consumidores electrointensivos, en la forma y a través de los medios que determine y que publicará en su página web, la información de los programas de consumo de que dispone del consumidor.

El operador del sistema comunicará con carácter mensual a los consumidores electrointensivos la precisión de su programa de consumo evaluada por el operador del sistema.

3.3 Información a comunicar por el operador del sistema al MINCOTUR. El operador del sistema comunicará de forma mensual al MINCOTUR el seguimiento de la disponibilidad y la precisión de los programas de consumo de los consumidores electrointensivos. Dicha comunicación incluirá:

– Valor mensual de la precisión de consumo de cada consumidor electrointensivo.

– Número de meses del año en que la precisión del programa de consumo ha resultado inferior al 75 %.

– Un indicador en el caso del tercer mes en que la precisión del programa no llegue al valor del 75 %.

4. Equipos, sistemas y comunicaciones

Para evaluar la precisión de los programas de consumo se utilizará la información de medida horaria disponible en el concentrador principal de medidas, tal y como indica el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre.

Los consumidores deberán remitir, directamente o a través de su comercializadora, sus programas de consumo al concentrador principal, a través de la web del Sistema de Información de Medidas Eléctricas (SIMEL). A tales efectos, el operador del sistema publicará en su página web los requisitos necesarios para el acceso de los consumidores electrointensivos a dicha aplicación, así como los formatos en los que los consumidores deberán remitirla.

Los consumidores electrointensivos que presten el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en el periodo de entrega en curso, podrán realizar el envío de la previsión horaria de consumo conforme a lo establecido en la normativa que regule este servicio, siendo válida, a estos efectos, la certificación de los equipos, sistemas y comunicaciones emitida y vigente en el marco de la normativa de interrumpibilidad. Aquellos consumidores

que opten por esta opción, deberán comunicarla al operador del sistema en los plazos y formato que este determine.

Una vez que el consumidor electrointensivo disponga del acceso indicado y se verifique que el mismo se encuentra operativo, el operador del sistema comunicará al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo que el consumidor dispone de los equipos, sistemas y comunicaciones requeridos para cumplir lo establecido en el artículo 10.2 del Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, tal y como establece el artículo 6 de dicho real decreto.

5. Verificación de la precisión de los programas de consumo

La precisión del programa horario de consumo se evaluará mensualmente y deberá tener una precisión superior al 75 por ciento en media mensual, de acuerdo con lo establecido en el punto 1 del artículo 10 del Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre.

La precisión mensual de los programas de consumo (PPC) se evaluará conforme a la siguiente fórmula y a partir de la información del concentrador principal de medidas:

$$PPC\ (\%) = 100 - Error_previsión\ (\%)$$

$$Error_previsión\ (\%) = 100 \cdot \frac{1}{horas} \cdot \sum_{h} Error_horario_h$$

– Si no se dispone de Progh o no se dispone de P_h para la hora h:

$$Error_horario_h = 1$$

– Si Progh> 0 kWh:

• Si Progh > 5 % de la potencia contratada máxima o P_h > 5 % de la potencia contratada máxima:

$$Error_horario_h = \min\left(\left|\frac{P_h - Prog_h}{Prog_h}\right|, 1\right)$$

• Si Progh≤ 5 % de la potencia contratada máxima y P_h < 5 % de la potencia contratada máxima:

$$Error_horario_h = 0$$

– Si Progh = 0 kWh:

$$Si\ P_h = 0\ kWh \rightarrow Error_{horarioh} = 0$$

$$Si\ P_h > 0\ kWh \rightarrow Error_{horarioh} = 1$$

Donde:

– PPC: Precisión mensual de los programas de consumo (%).
– horas: Número total de horas en el mes de cálculo.
– P_h: Consumo horario de energía en la hora h (kWh) registrado en el concentrador principal, incluyendo la energía autoconsumida.
– $Prog_h$: Último programa de consumo horario para la hora h (kWh) recibido.
– Error_previsión: Desviación mensual del consumo respecto a los programas (%).
– $Error_{horarioh}$: Desvío horario del consumo respecto a los programas en la hora h.

De forma general, el operador del sistema calculará la precisión de los programas de consumo a partir del día 15 de cada mes, para todos los meses del año en curso hasta el mes anterior al mes en que se realiza dicho cálculo.

§ 124

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica

Ministerio de Economía
«BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 2000
Última modificación: 24 de julio de 2025
Referencia: BOE-A-2000-24019

El presente Real Decreto tiene por objeto desarrollar el marco normativo en el que han de desarrollarse las actividades relacionadas con el sector eléctrico, bajo el nuevo modelo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Por ello, en el Título I se establecen unas disposiciones generales al objeto de clarificar las distintas actividades eléctricas y los regímenes aplicables.

En el nuevo modelo aludido, la planificación eléctrica tiene carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a instalaciones de transporte de energía eléctrica, que será realizada por el Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas. Dicha planificación queda regulada en el Título II del presente Real Decreto, considerando entre sus objetivos, el mantenimiento de un adecuado nivel de conexión entre producción y demanda, así como garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico al menor coste posible para los consumidores, todo ello de manera compatible con el respeto al medio ambiente. Dicha planificación tendrá en cuenta las necesidades de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de una manera participativa con los distintos agentes y organismos afectados, al objeto de permitir la participación en el sector eléctrico de todos aquellos agentes interesados, permitiendo a los consumidores beneficiarse de una situación de libre competencia, sin que por el contrario deban soportar por ello un coste adicional.

En el Título III se desarrolla el marco normativo en el que se desenvolverá la actividad de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo establecido en el Título VII de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Asimismo, se desarrolla el régimen económico de los derechos de acometidas y demás actuaciones necesarias para atender los requerimientos de suministro a los usuarios.

Por otra parte, se requiere el establecimiento de criterios para la definición y delimitación de la red de transporte de energía eléctrica, teniendo en cuenta lo dispuesto en el Título VI de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y su desarrollo en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

El presente Real Decreto persigue el establecimiento de manera transparente de las condiciones de acceso a la red para los nuevos generadores que se instalen en el nuevo sistema liberalizado, defendiendo los intereses de los consumidores a través de un desarrollo y uso adecuado de las redes de transporte y distribución.

Asimismo, el mecanismo de planificación desarrollado en el presente Real Decreto pretende ser suficientemente flexible para facilitar el acceso al sector de nuevas inversiones, introduciendo una mayor competencia como factor de moderación de precios en el sector de la energía eléctrica, evitando en lo posible incertidumbres en la normativa que supusieran barreras de entrada en el sector.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en el Título VII, establece que la actividad de distribución de energía eléctrica será objeto de ordenación, atendiendo a la necesaria coordinación de su funcionamiento, a la normativa uniforme que se requiera, a su retribución conjunta y a las competencias autonómicas. A este fin, el presente Real Decreto tiene por objeto establecer y aplicar principios comunes que garanticen su adecuada relación con las restantes actividades eléctricas, determinando las condiciones de tránsito de la energía eléctrica por las redes de distribución, estableciendo la suficiente igualdad entre quienes realizan la actividad en todo el territorio y fijando condiciones comunes equiparables para todos los usuarios de la energía.

Por otra parte ha sido necesario actualizar las disposiciones relativas a acometidas eléctricas, reguladas en el Real Decreto 2949/1982, de 15 de octubre, por el que se dan normas sobre acometidas eléctricas y se aprueba el Reglamento correspondiente.

También se desarrollan en el presente Real Decreto las líneas directas, definidas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que podrán realizarse a iniciativa de los productores y los consumidores cualificados.

Determinadas cuestiones han sido previstas en las instrucciones técnicas complementarias (ITC) del presente Real Decreto, buscando complementar los temas más de detalle, cuya inclusión en su articulado lo rigidizarían demasiado.

El Real Decreto en relación con las actividades de transporte y distribución en los territorios insulares y extrapeninsulares, prevé que estas sean objeto de una reglamentación singular que atenderá a las especificidades derivadas de su ubicación territorial, previo acuerdo con las Comunidades o Ciudades Autónomas afectadas.

En lo que se refiere a calidad de suministro eléctrico, al no ser posible el asegurar al 100 por 100 en la continuidad y calidad de la prestación de este servicio, se definen una serie de parámetros representativos de niveles de calidad que sirven para el establecimiento de incentivos y penalizaciones aplicables a las compañías eléctricas, en orden a fomentar el mantenimiento de unos adecuados niveles de calidad.

El suministro puede realizarse mediante contratos de suministro a tarifa o mediante la libre contratación de la energía y el correspondiente contrato de acceso a las redes, regulando en el presente Real Decreto los requisitos mínimos que deben incluir dichos contratos.

Otro aspecto de necesario desarrollo, abordado por el presente Real Decreto, es la cuestión relativa a los distintos registros establecidos por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, relativos a las instalaciones de producción de energía eléctrica y las actividades de distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados.

El presente Real Decreto también introduce novedades en lo que se refiere al régimen de autorización de instalaciones eléctricas, regulado por el Decreto 2617/1966, de 20 de octubre, sobre autorización de instalaciones eléctricas, entre otras razones para dar cumplimiento a las disposiciones contenidas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en particular el artículo 36 relativo a autorización de instalaciones de transporte de energía eléctrica, donde se prevé la posibilidad de autorizar instalaciones mediante un procedimiento que asegure la concurrencia, habiéndose desarrollado en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, el coste acreditado a las nuevas inversiones autorizadas en función de su forma de autorización, mediante procedimiento de concurrencia o de forma directa. A este respecto, los procedimientos regulados en el Título VII de este Real Decreto, mantienen la estructura de los actualmente vigentes, establecidos en el citado Decreto 2617/1966, de 20 de octubre, sobre autorización de instalaciones eléctricas, así como en el Decreto 2619/1966, de 20 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley 10/1966, de 18 de marzo, sobre expropiación forzosa y sanciones en materia de instalaciones eléctricas.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Economía, con la aprobación previa del Ministro de Administraciones Públicas, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 1 de diciembre de 2000,

D I S P O N G O :

TÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

El presente Real Decreto tiene por objeto establecer el régimen jurídico aplicable a las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro de energía eléctrica y a las relaciones entre los distintos sujetos que las desarrollan, estableciendo las medidas necesarias encaminadas a garantizar este servicio esencial a todos los consumidores finales sin perjuicio de las competencias que correspondan a las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla.

Asimismo, se establece el régimen de autorización correspondiente a todas las instalaciones eléctricas competencia de la Administración General del Estado y el procedimiento de inscripción en los distintos registros administrativos previstos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Artículo 2. *Régimen de actividades.*

Las actividades de transporte y distribución tienen carácter de reguladas y deberán ser llevadas a cabo por sociedades mercantiles que tengan como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas, sin perjuicio de la posibilidad de venta a tarifa reconocida a los distribuidores y del régimen previsto en la disposición transitoria quinta, de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, y de lo dispuesto en la disposición adicional novena de dicha Ley para las sociedades cooperativas en relación con la actividad de distribución.

En todo caso «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», de acuerdo con la disposición transitoria novena de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, ejercerá las actividades de operador del sistema y gestor de la red de transporte.

Artículo 3. *Actividades en territorios insulares y extrapeninsulares.*

La determinación de las redes de transporte y distribución, así como la definición de los gestores de dichas redes y el operador del sistema, en los territorios insulares o extrapeninsulares, serán objeto de una reglamentación singular que atenderá a las especificidades derivadas de su ubicación territorial, previo acuerdo con las Comunidades Autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla afectadas.

Asimismo, se podrá para estos territorios, establecer particularidades en relación con la calidad del suministro, que tengan en cuenta las condiciones en la generación por su particularidad de constituir sistemas aislados eléctricamente.

TÍTULO II

Transporte de energía eléctrica

CAPÍTULO I

Actividad de transporte, red de transporte, gestor de la red

Artículo 4. *Actividad de transporte.*

1. La actividad de transporte es aquélla que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica por la red interconectada constituida por las instalaciones que se determinan en el

artículo siguiente, con el fin de suministrarla a los distribuidores o, en su caso, a los consumidores finales así como atender los intercambios internacionales.

2. La actividad de transporte será llevada a cabo por los transportistas, que son aquellas sociedades mercantiles que tienen por objeto transportar energía eléctrica, así como construir, maniobrar y mantener las instalaciones de transporte de acuerdo con lo establecido en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. En todo caso «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», podrá realizar actividades de transporte de energía eléctrica.

Artículo 5. *Red de transporte.*

1. La red de transporte estará constituida por:

a) Las líneas de tensión igual o superior a 220 kV.
b) Las líneas de interconexión internacional, independientemente de su tensión.
c) Los parques de tensión igual o superior a 220 kV.
d) Los transformadores 400/220 kV.
e) Cualquier elemento de control de potencia activa o reactiva conectado a las redes de 400 kV y de 220 kV y aquellos que estén conectados en terciarios de transformadores de la red de transporte.
f) Las interconexiones entre el sistema peninsular y los sistemas insulares y extrapeninsulares y las conexiones interinsulares.
g) Aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que, como resultado del proceso de planificación de la red de transporte de energía eléctrica, el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y a propuesta del operador del sistema y gestor de la red de transporte, determine que cumplen funciones de transporte.
h) A los efectos del presente Real Decreto, el operador del sistema y gestor de la red de transporte propondrá a la Dirección General de Política Energética y Minas, de acuerdo con las necesidades del sistema, la inclusión de una instalación en la red de transporte, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

2. Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida. Igualmente se consideran elementos constitutivos de la red de transporte de energía eléctrica los centros de control del transporte, así como otros elementos que afecten a instalaciones de transporte.

3. No formarán parte de la red de transporte los transformadores de los grupos de generación, las instalaciones de conexión de dichos grupos a la red de transporte, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

Artículo 6. *Operador del sistema y gestor de la red de transporte.*

1. «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», como operador del sistema y gestor de la red de transporte será el responsable del desarrollo y ampliación de la red de transporte de energía eléctrica, de tal manera que garantice el mantenimiento y mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos y coherentes. Asimismo gestionará los tránsitos de electricidad entre sistemas exteriores que se realicen utilizando las redes del sistema eléctrico español.

En todo caso, «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», como operador del sistema y gestor de la red de transporte podrá realizar actividades de transporte en los términos establecidos en este Real Decreto.

2. Serán funciones de «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», como operador del sistema y gestor de la red las siguientes, además de las previstas en el artículo 30 del Real Decreto 2019/1997, y no contempladas en el presente artículo.

a) La elaboración y publicación con carácter indicativo de un balance periódico de previsiones relativo a las capacidades de generación y demanda que puedan conectarse a la

red, las necesidades de interconexión con otras redes y las capacidades potenciales del transporte, así como sobre la demanda de electricidad.

b) Proponer al Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, las necesidades de la red de transporte para garantizar la fiabilidad del suministro, indicando los planes de desarrollo y refuerzo de la red de transporte que se estimen necesarios.

c) Estimar, calcular y publicar los coeficientes de pérdidas en los nudos de transporte con carácter orientativo, con diferentes periodicidades y para diferentes escenarios de explotación.

d) Calcular horariamente las pérdidas de transporte y los coeficientes de pérdidas reales en los nudos de la red de transporte.

e) Evaluar la capacidad máxima de las interconexiones internacionales del sistema eléctrico y determinar la capacidad disponible para su uso comercial.

f) Coordinar con los operadores de otros países la información relativa a las transacciones internacionales que se estén llevando a cabo.

g) Establecer en coordinación con los transportistas, productores y distribuidores los planes de maniobra para la reposición de servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica y coordinar y controlar su ejecución, afectando a cualquier elemento del sistema eléctrico que sea necesario. Lo anterior se realizará de acuerdo con la normativa e instrucciones técnicas complementarias que se establezca al efecto y de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida en los consumos y tránsito de energía eléctrica, y en su defecto, con criterios de general aceptación conocidos por los agentes y justificando sus actuaciones con posterioridad ante los agentes afectados y la Administración competente.

h) Recabar y conservar la información de explotación que necesite en el ejercicio de sus funciones y la que demanden el operador del mercado y los organismos reguladores, en las condiciones que se establecen en el presente Real Decreto y en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

i) Facilitar a los distintos agentes las medidas de los intercambios de energía, de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento de puntos de medida y en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

j) Suministrar a los agentes la información relativa a los posibles problemas que puedan surgir en las interconexiones internacionales, así como en su caso en la red de transporte.

k) Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que haya sido puesta a su disposición por los agentes del mercado, de acuerdo con la Ley 15/1999, de Protección de Datos, y el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y su normativa de desarrollo.

l) Analizar las solicitudes de conexión a la red de transporte y condicionar, en su caso, el acceso a la red cuando no se disponga de capacidad suficiente o se incumplan los criterios de fiabilidad y seguridad establecidos en el presente Real Decreto.

m) Llevar un listado actualizado de las instalaciones que integran la red de transporte, con indicación de sus titulares, características técnicas y administrativas.

Anualmente, se remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía la relación de nuevas instalaciones. El Ministerio de Economía acordará su publicación en el «Boletín Oficial del Estado» y la remisión a las Comunidades Autónomas la información correspondiente de su ámbito territorial.

n) Velar por el cumplimiento de los parámetros de calidad que se establezcan para la actividad de transporte, poniendo en conocimiento del Ministerio de Economía y de la Comisión Nacional de Energía las perturbaciones que se produzcan, así como proponer las medidas necesarias para su resolución.

ñ) Supervisar los proyectos y programas de ejecución de las nuevas instalaciones de transporte y las conexiones de las instalaciones de los usuarios de la red de transporte con las instalaciones de los transportistas.

Artículo 7. *Derechos y obligaciones de los transportistas.*

1. Los titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica tendrán los siguientes derechos:

a) Elevar al operador del sistema y gestor de la red de transporte propuestas de ampliación de la red.
b) Participar en los procedimientos para adjudicación de nuevas instalaciones mediante los procedimientos previstos en este Real Decreto.
c) Recibir una retribución por el ejercicio de su actividad dentro del sistema eléctrico mediante el procedimiento establecido reglamentariamente.
d) Exigir que las instalaciones conectadas a las de su propiedad reúnan las condiciones técnicas establecidas y sean utilizadas de forma adecuada.
e) Recibir de otros sujetos del sistema eléctrico la información necesaria para el ejercicio de sus funciones.

2. Los titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica tendrán las siguientes obligaciones:

a) Maniobrar y mantener las instalaciones de su propiedad de acuerdo con las instrucciones y directrices impartidas por el operador del sistema y gestor de la red de transporte.
b) Facilitar el uso de sus instalaciones para los tránsitos de energía resultantes del mercado de producción y de las disposiciones relativas a acceso a las redes.
c) Facilitar la conexión a sus instalaciones, de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema que se establezcan.
d) Facilitar al operador del sistema y gestor de la red de transporte la información estructural y de operación necesaria para la supervisión y control del sistema eléctrico en tiempo real, así como las características de sus instalaciones relevantes, para su utilización en el desarrollo y ampliación de la red de transporte así como para su conocimiento público.
e) Equipar sus instalaciones de acuerdo con los requisitos contenidos en los procedimientos de operación sobre conexión a las redes y cumplir conforme a lo establecido en los procedimientos de operación sobre los criterios generales de protección, medida y control a aplicar a las instalaciones.
f) Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que haya sido puesta a su disposición por los distintos sujetos, de acuerdo con los procedimientos de operación correspondientes.

CAPÍTULO II

Planificación de la red de transporte

Artículo 8. *Planificación.*

1. La planificación de la red de transporte tendrá carácter vinculante para los distintos sujetos que actúan en el sistema eléctrico y será realizada por el Gobierno a propuesta del Ministerio de Economía con la participación de las Comunidades Autónomas, de acuerdo con el procedimiento establecido en el presente Real Decreto y será sometida al Congreso de los Diputados.
2. La planificación tendrá un horizonte temporal de cinco años y sus resultados se recogerán en un documento denominado plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.

Artículo 9. *Principios generales.*

1. El desarrollo de la red cumplirá los requisitos de seguridad y fiabilidad para las futuras configuraciones de la red, los cuales serán coherentes con los criterios técnicos establecidos en los procedimientos de operación del sistema.
Asimismo, el desarrollo de la red atenderá a criterios económicos de forma que las nuevas inversiones puedan justificarse por:

a) Los beneficios derivados de una eficiente gestión del sistema resultante de:

1.º La reducción de las pérdidas de transporte.
2.º La eliminación de restricciones que pudieran generar un coste global más elevado de la energía suministrada.
3.º La incorporación eficiente al sistema de nuevos generadores.

b) Los beneficios derivados de una operación más segura que minimice la energía no servida.

Los criterios de planificación tendrán en cuenta la existencia de obligación de suministro por parte de los distribuidores, sin perjuicio de la asignación de costes que sea aplicable en cada caso.

En la selección de las opciones de refuerzo de la red, se integrarán criterios medioambientales, de forma que los planes de desarrollo procuren la minimización del impacto medioambiental global.

2. En el desarrollo de la planificación se tendrá en consideración que la capacidad de la red de transporte de energía eléctrica no será susceptible de reserva.

3. Se coordinará la evolución de las redes de transporte y de distribución de acuerdo con el procedimiento de operación correspondiente. Asimismo, se coordinará la entrada de nuevos agentes productores y consumidores con los planes de desarrollo de la red, conforme a lo establecido en el presente Real Decreto y los procedimientos de operación que lo desarrollan, con objeto de mantener la coherencia en el desarrollo del sistema eléctrico en su conjunto.

4. Se tendrán en cuenta especialmente las actuaciones encaminadas al aumento de la capacidad de interconexión internacional con los países de nuestro entorno, fomentando el comercio internacional de energía eléctrica y las transacciones con el mercado único de energía eléctrica de la Unión Europea.

Artículo 10. *Fases de la planificación del transporte de energía eléctrica.*

El proceso de planificación constará de las siguientes etapas:

a) Propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.
b) Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.
c) Programa anual de instalaciones de la red de transporte de energía eléctrica.

Artículo 11. *Elaboración de las propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.*

1. Red Eléctrica de España, como operador del sistema y gestor de la red de transporte elaborará las propuestas de desarrollo de la red, que contendrán las previsiones asociadas a la instalación de los nuevos elementos tales como líneas, subestaciones, transformadores, elementos de compensación u otros y su programa temporal de ejecución para un horizonte de seis a diez años, definiendo las nuevas necesidades de instalación hasta el año horizonte y revisando las decisiones referentes a los años más remotos del horizonte precedente.

2. Las propuestas de desarrollo de la red de transporte se elaborarán cada cuatro años; el operador del sistema y gestor de la red de transporte realizará una revisión anual de las mismas que, considerando el mismo año horizonte, incluya la actualización de los aspectos más significativos referidos a variaciones puntuales.

3. El Ministerio de Economía, a solicitud del operador del sistema y gestor de la red de transporte, iniciará mediante un anuncio en el «Boletín Oficial del Estado» el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte. Una vez publicado el anuncio podrán iniciar la realización de propuestas de desarrollo de la red de transporte, durante los tres meses siguientes, los sujetos del sistema eléctrico, así como las Comunidades Autónomas, que comunicarán las informaciones necesarias para la realización de las propuestas de desarrollo de la red. Igualmente se tendrán en cuenta las solicitudes realizadas por los promotores de nuevos proyectos de generación.

4. Recibida la información anterior, el operador del sistema y gestor de la red de transporte realizará los estudios necesarios de planificación, tomando en consideración las

propuestas recibidas de los distintos agentes participantes, con cuyos resultados elaborará una propuesta inicial de desarrollo en un plazo de seis meses.

5. Una vez elaborada la propuesta inicial será remitida por el operador al Ministerio de Economía quien dará plazo de audiencia de un mes a las Comunidades Autónomas para remitir sus alegaciones a dicha propuesta de desarrollo de la red de transporte.

6. El Ministerio de Economía dará traslado del resultado de las consultas al operador del sistema y gestor de la red de transporte al objeto de que éste elabore, en un plazo no superior a dos meses, la correspondiente propuesta de desarrollo de la red de transporte.

7. Una vez elaborada la propuesta de desarrollo, ésta será remitida por el operador del sistema y gestor de la red de transporte al Ministerio de Economía.

Artículo 12. *Contenido de las propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.*

La propuesta de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica contendrá información sobre los siguientes aspectos:

a) Programa de incorporación de nuevas instalaciones y refuerzo de instalaciones existentes.

b) Capacidad de la red de transporte para la cobertura de la demanda y de la generación, poniendo de manifiesto su eventual insuficiencia en las distintas zonas.

c) Respuesta a las sugerencias y propuestas planteadas por otros agentes implicados en la planificación.

d) Programa de coordinación de desarrollo con sistemas eléctricos externos.

e) Programa de coordinación de desarrollo de la red, con la incorporación de nuevos proyectos de generación.

Artículo 13. *Elaboración del plan de desarrollo.*

1. A partir de la propuesta de desarrollo de la red de transporte presentada por el operador del sistema y gestor de la red de transporte, el Ministerio de Economía elaborará en un plazo de cuatro meses, el plan de desarrollo de la red de transporte previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

2. Este plan de desarrollo de la Red de Transporte se elaborará una vez al menos cada cuatro años y contendrá las líneas generales de actuación con un grado de concreción condicionado a la proximidad temporal de la puesta en servicio de las instalaciones.

3. El plan de desarrollo de la red de transporte será sometido al Consejo de Ministros para su aprobación mediante Acuerdo.

4. Una vez aprobado por el Consejo de Ministros, el plan de desarrollo de la red de transporte será remitido al Congreso de los Diputados, conforme a lo establecido en el artículo 4.2 de la Ley 54/1997.

5. El plan de desarrollo de la red de transporte, una vez sometido al Congreso de los Diputados, tendrá los efectos previstos en el apartado 2 del artículo 5 de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, en relación con el artículo 244 del texto refundido de la Ley sobre el Régimen del Suelo y Ordenación Urbana, aprobado por Real Decreto legislativo 1/1992 declarado expresamente vigente en la disposición derogatoria única de la Ley 6/1998, de 13 de abril, sobre Régimen del Suelo y Valoraciones, o texto autonómico que corresponda, para aquellos supuestos en los que las previsiones de la planificación de la red no hayan sido contempladas en los correspondientes instrumentos de ordenación del territorio o urbanísticos.

Artículo 14. *Programa anual de instalaciones de la red de transporte.*

1. Sobre la base de dicho plan de desarrollo de la red de transporte, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará y publicará anualmente en el «Boletín Oficial del Estado», previo informe de la Comisión Nacional de Energía, el programa anual de instalaciones de la red de transporte, para lo que utilizará la actualización anual de las propuestas de desarrollo llevadas a cabo por el operador del sistema y gestor de la red de transporte.

2. El programa anual de instalaciones incluirá la actualización de los aspectos más significativos referidos a variaciones puntuales, así como aquellas actuaciones excepcionales a las que se refiere el artículo siguiente.

Artículo 15. *Actuaciones excepcionales.*

1. Excepcionalmente se podrán incluir en el programa anual de instalaciones de la red de transporte, nuevas instalaciones cuando, siendo aconsejable su incorporación de acuerdo con los criterios de planificación establecidos, se haya presentado como un hecho imprevisto.

2. Estas actuaciones de carácter excepcional deberán ser propuestas por el operador del sistema y gestor de la red de transporte explicando los motivos de su excepcionalidad, correspondiendo al Ministro de Economía su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, quedando con ello incorporadas al programa anual de instalaciones de la red de transporte vigente.

Artículo 16. *Informes sobre la evolución del sistema a largo plazo.*

1. El operador del sistema y gestor de la red de transporte elaborará informes que proporcionen una orientación sobre la evolución del sistema a largo plazo.

2. Los estudios de desarrollo de red a largo plazo considerarán los objetivos de seguridad de suministro y eficiencia establecidos en el presente Real Decreto, y se desarrollarán con horizontes temporales superiores a diez años. Dichos informes serán realizados al menos cada cinco años, contemplando en ellos:

a) Previsión de demanda de energía eléctrica.
b) Previsión de instalación de nuevo equipo generador para la cobertura de la demanda.
c) Detección de puntos débiles y necesidades de refuerzo de red.
d) Creación de nuevos corredores, tanto nacionales como internacionales.
e) Ampliación y refuerzo de pasillos eléctricos actuales, tanto nacionales como internacionales.
f) Reconversión de pasillos eléctricos a una tensión de funcionamiento más elevada.
g) Mallado de la red de transporte a nivel regional.
h) Nuevas subestaciones.
i) Ampliación y refuerzo de subestaciones actuales.

3. Dichos informes serán públicos y serán comunicados al Ministerio de Economía, la Comisión Nacional de Energía, así como las Comunidades Autónomas afectadas en cada respectivo ámbito territorial. Estos informes tendrán carácter público.

CAPÍTULO III

Requisitos técnicos, operación y mantenimiento de la red de transporte de energía eléctrica

Artículo 17. *Equipamiento de las instalaciones.*

Los elementos integrantes de las instalaciones de la red de transporte tendrán un equipamiento adecuado para poder atender a las necesidades de la gestión técnica del sistema eléctrico, incluyendo, en su caso, los elementos de control de potencia activa y reactiva, así como para garantizar la seguridad de la misma frente a perturbaciones externas, debiendo cumplir con los procedimientos de operación del sistema que sean aprobados al efecto.

Artículo 18. *Mantenimiento, maniobra y operación de las instalaciones de transporte.*

Los titulares de instalaciones de transporte tendrán el derecho y obligación de maniobrar y mantener las instalaciones de su propiedad, sin perjuicio de la necesaria coordinación de estas actividades, que será llevada a cabo por el operador del sistema y gestor de la red de transporte, debiendo, además, cumplir con los procedimientos de operación del sistema que sean aprobados al efecto.

CAPÍTULO IV

Calidad de servicio en la red de transporte

Artículo 19. *Ámbito de aplicación y contenido de la calidad del servicio en la red de transporte de energía eléctrica.*

1. Lo establecido en este capítulo será de aplicación a los transportistas, al operador del sistema y gestor de la red de transporte y a los agentes conectados a la red de transporte del sistema eléctrico.

A los efectos anteriores se consideran agentes conectados a la red de transporte los siguientes: productores, autoproductores, distribuidores y consumidores directamente conectados a dicha red.

2. El Ministerio de Economía aprobará en las correspondientes instrucciones técnicas complementarias, los índices y procedimientos de cálculo y medida de la calidad del servicio.

3. La calidad de servicio de la red de transporte viene configurada, a los efectos de la elaboración de las Instrucciones Técnicas Complementarias, por los siguiente aspectos:

a) La continuidad del suministro. Relativa al número y duración de las interrupciones del suministro a la distribución y a los consumidores directamente conectados a la red de transporte.

b) Calidad del producto, relativa a las características de la onda de tensión.

c) Indisponibilidad de las instalaciones de la red de transporte.

d) Niveles de tensión y frecuencia en los puntos frontera del transporte.

4. La calidad de servicio en transporte es exigible con carácter general, por punto frontera y por instalación.

5. En lo que se refiere a la calidad de atención y relación con el cliente, para los consumidores conectados directamente a la red de transporte, se estará a lo establecido en el artículo 103.

Artículo 20. *Continuidad del suministro de energía eléctrica.*

1. La continuidad del suministro de energía eléctrica viene determinada por el número y la duración de las interrupciones y se mide por los siguientes parámetros:

a) El tiempo de interrupción, igual al tiempo transcurrido desde que la misma se inicia hasta que finaliza, medido en minutos. El tiempo de interrupción total será la suma de todos los tiempos de interrupción durante un periodo determinado.

b) El número de interrupciones, que será la suma de todas las interrupciones habidas durante un periodo determinado.

2. Las interrupciones de suministro a la distribución y a los consumidores directamente conectados a la red de transporte pueden ser programadas, para permitir la ejecución de trabajos programados en la red, o imprevistas. Para que las interrupciones de suministro sean calificadas de programadas, deberán ser reconocidas por el operador del sistema y gestor de la red de transporte según los criterios establecidos en los procedimientos de operación del sistema. A este fin, las empresas transportistas procederán a su comunicación al operador del sistema y gestor de la red de transporte, de acuerdo con lo establecido en los procedimientos de operación del sistema.

3. Las interrupciones programadas deberán ser comunicadas por los transportistas, en su caso, al órgano competente de la Administración autonómica con una antelación mínima de setenta y dos horas, a los distribuidores y a los clientes conectados directamente a la red de transporte en los mismos términos establecidos en el artículo 101.3 de este Real Decreto.

4. No tendrán la consideración de interrupciones las ocasionadas por ceros de tensión de duración inferior al minuto, consecuencia de la correcta actuación de las protecciones del sistema de transporte, conforme a lo que se establezca en las instrucciones técnicas complementarias correspondientes.

Artículo 21. *Calidad del producto.*

La calidad del producto hace referencia al conjunto de características de la onda de tensión.

Los índices de calidad del producto se establecerán en las Instrucciones Técnicas Complementarias correspondientes.

Artículo 22. *Indisponibilidades programadas de las instalaciones de transporte y producción.*

1. El operador del sistema y gestor de la red de transporte será responsable de coordinar y modificar, según corresponda, los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte, que podrán dar lugar a indisponibilidades programadas de las instalaciones de transporte, conforme a lo establecido en los procedimientos de operación del sistema. Asimismo, el operador del sistema y gestor de la red de transporte podrá, por razones de seguridad del sistema, modificar los planes de mantenimiento de las instalaciones de producción, que puedan provocar restricciones en la red bajo la gestión técnica del operador del sistema.

Las razones que justifiquen dichas modificaciones serán comunicadas a los agentes afectados, y a la Administración competente, conforme se establezca en los procedimientos de operación correspondientes.

2. Los transportistas son responsables de instalar, operar y mantener correctamente las instalaciones a su cargo, respetando la normativa aplicable y de acuerdo con las instrucciones que imparta el operador del sistema y gestor de la red de transporte.

Artículo 23. *Condiciones de entrega de la energía eléctrica.*

La transferencia de energía en los puntos frontera entre la red de transporte y los agentes conectados a la misma, debe cumplir las condiciones de frecuencia y tensión en régimen permanente y las definidas para la potencia reactiva que se determinen en las Instrucciones Técnicas Complementarias al presente Real Decreto y en los procedimientos de operación del sistema.

Artículo 24. *Calidad de suministro en los puntos frontera.*

1. Para cada punto frontera de la red de transporte, el tiempo y número de interrupciones de suministro anuales no superarán los valores que determinen las instrucciones técnicas complementarias correspondientes.

2. La calidad de suministro en cada uno de los puntos frontera de la red de transporte se medirá teniendo en cuenta, entre otros, los siguientes parámetros:

a) Tiempo de interrupción.
b) Número de interrupciones.
c) Frecuencia y tensión.

3. El operador del sistema y gestor de la red de transporte estará obligado a que los planes de mantenimiento programado de las instalaciones de transporte cumplan con los objetivos de eficiencia que se determinen en las instrucciones técnicas complementarias. Asimismo, será responsable de impartir las instrucciones a los agentes propietarios de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la operación del sistema y de gestionar los servicios complementarios para garantizar la seguridad del sistema y el cumplimiento en cada uno de los puntos frontera del transporte con los agentes conectados a la red de transporte, de los niveles de calidad que se definan en las instrucciones técnicas complementarias correspondientes.

4. El transportista deberá disponer de un sistema de registro de incidencias, que le permita obtener información sobre las incidencias de continuidad de suministro en cada uno de los puntos frontera entre la red de transporte y los agentes conectados a la misma.

El plazo máximo de implantación será de un año desde la entrada en vigor del presente Real Decreto.

5. El agente conectado a la red de transporte tendrá derecho a instalar a su cargo un sistema de registro de medida de incidencias de calidad de servicio. Las características,

instalación y precintado de este sistema responderán a lo indicado en el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida en los consumos y tránsito de energía eléctrica así como en otras disposiciones normativas que regulen la materia.

Artículo 25. *Calidad individual por instalación.*

1. Los transportistas son responsables de mantener disponibles sus instalaciones cumpliendo con los índices de calidad que se establezcan en las instrucciones técnicas complementarias al presente Real Decreto.

2. Para cada instalación de la red de transporte, líneas, transformadores y elementos de control de potencia activa y reactiva, se realizará el seguimiento individualizado de su indisponibilidad, clasificada de la siguiente forma:

a) Programada por mantenimiento preventivo y predictivo.

b) Programada por causas ajenas al mantenimiento.

c) No programada debida a mantenimiento correctivo.

d) No programada debida a circunstancias fortuitas previstas en las condiciones de diseño.

e) No programada por causa de fuerza mayor o acciones de terceros.

3. La disponibilidad de una instalación se expresa por el porcentaje del tiempo total que dicha instalación ha estado disponible para el servicio a lo largo del año. Su cálculo se efectúa a través del Índice de Indisponibilidad Individual (IIi) definido por la siguiente expresión: IIi = ti/T 100.

Donde:

ti = tiempo de indisponibilidad de la instalación i (horas).

T = duración del período en estudio (horas).

El índice de disponibilidad de la instalación (IDi) se obtiene como:

$$IDi = 100\text{-}IIi$$

4. El valor de IDi de referencia será del 90 por 100.

5. Se habilita al Ministerio de Economía para modificar dicho valor.

Artículo 26. *Calidad global.*

1. Los indicadores de medida de la calidad global de la red de transporte son la energía no suministrada (ENS), el tiempo de interrupción medio (TIM) y el índice de disponibilidad (ID) definidos de la siguiente forma:

a) Energía no suministrada (ENS), que mide la energía cortada al sistema (MWh) a lo largo del año por interrupciones de servicio acaecidas en la red. A estos efectos, se contabilizarán sólo las interrupciones ocasionadas por ceros de tensión de duración superior al minuto.

b) Tiempo de interrupción medio (TIM), definido como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema, expresado en minutos: TIM = HA × 60 × ENS/DA.

Donde:

HA = horas anuales.

DA = demanda anual del sistema en MWh.

c) La disponibilidad de una red se expresa por el porcentaje del tiempo total que sus líneas, transformadores y elementos de control de potencia activa y reactiva han estado disponibles para el servicio a lo largo del año. Su cálculo se efectúa a través del Índice de Indisponibilidad (II) definido por la siguiente expresión:

$$II = \frac{\sum_{i=1}^{n} t_1 \cdot PN_i}{T \sum_{i=1}^{n} PN_i} \cdot 100$$

Donde:

ti = tiempo de indisponibilidad de cada circuito, transformador y elemento de control de potencia activa o reactiva (horas).

n = número total de circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva de la red de transporte.

T = duración del período en estudio (horas).

PNi = potencia nominal de los circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva.

El índice de disponibilidad total de la red de transporte (ID) se obtiene como:

ID = 100-II

El Ministerio de Economía podrá establecer y revisar los límites de los valores establecidos, teniendo en cuenta la evolución de la calidad del transporte y el progreso tecnológico.

2. Los valores del ENS, TIM, e ID de referencia serán los siguientes:

ENS $1,2 \times 10^{-5}$ de la demanda de energía eléctrica en barras de central.
TIM 15 Minutos/año.
ID 97 por 100.

Se habilita al Ministerio de Economía para modificar los valores anteriores teniendo en cuenta la evolución de la calidad del transporte y el progreso tecnológico.

3. El operador del sistema y gestor de la red de transporte será responsable de impartir las instrucciones a los agentes propietarios de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la operación del sistema y de gestionar los servicios complementarios para garantizar la calidad global del sistema que se defina en las instrucciones técnicas complementarias al presente Real Decreto.

Artículo 27. *Consecuencias del incumplimiento de la calidad de servicio.*

1. La responsabilidad del transportista en cuanto a la calidad del servicio de la red de transporte se exige por el cumplimiento del índice de disponibilidad (ID) de sus instalaciones, que será incentivado a través del término correspondiente, recogido en la fórmula para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte, de acuerdo con lo establecido en el artículo 4 del Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre.

2. El operador del sistema y gestor de la red de transporte será responsable de los incumplimientos de los niveles de calidad de suministro en los puntos frontera definidos en los artículos anteriores, en la medida que le sean imputables, según se establezca en las instrucciones técnicas complementarias correspondientes.

3. Los descuentos a aplicar en la facturación de los consumidores directamente conectados a la red de transporte, debidos al incumplimiento de los niveles de calidad de suministro, tendrán el mismo tratamiento que lo establecido en el artículo 105.

4. Si el incumplimiento de los niveles de calidad del suministro a los consumidores conectados en la red de distribución fuera responsabilidad del operador del sistema o motivado por deficiencias del sistema de transporte, y también en el caso de que sean incumplimientos de los niveles de calidad de suministro a consumidores directamente conectados a la red de transporte, los descuentos que se apliquen a la facturación de los consumidores podrán ser gestionados por el operador del sistema a través del

establecimiento de un seguro de riesgo, cuya póliza deberá ser aprobada por el Ministerio de Economía, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, durante el primer año de entrada en vigor del presente Real Decreto.

5. En el caso de que no se alcancen los índices TIM y ENS de calidad global exigidos, el operador del sistema y gestor de la red de transporte analizará las causas de dicha deficiencia. En el caso de que ésta sea debida a una insuficiencia estructural de la red de transporte, se deberá incluir en los programas de desarrollo de las redes de transporte aquellas medidas que considere necesarias para lograr la calidad exigida.

6. El tratamiento de las indisponibilidades individuales por instalación se establecerá en las instrucciones técnicas complementarias al presente Real Decreto.

7. En caso de discrepancia y falta de acuerdo entre el transportista y el agente conectado a la red, y en su caso el operador del sistema y gestor de la red de transporte, sobre el cumplimiento de la calidad individual, la Comisión Nacional de Energía determinará el nivel técnico del incumplimiento y el concreto sujeto del sistema a cuya actuación son imputables las deficiencias.

8. No se considerarán incumplimientos de calidad los provocados por causa de fuerza mayor o las acciones de terceros. A estos efectos, no se considerarán causas de fuerza mayor las que se establezcan en las instrucciones técnicas complementarias. En ningún caso los fenómenos atmosféricos que se consideren habituales o normales en cada zona geográfica, de acuerdo con los datos estadísticos de que se dispongan, podrán ser alegados como causa de fuerza mayor.

9. Sin perjuicio de lo establecido en este artículo, el incumplimiento de los índices de calidad en los puntos frontera y de la calidad individual por instalación, podrá dar lugar, previa tramitación del correspondiente procedimiento sancionador, a la imposición de sanciones, de conformidad con lo dispuesto en el Título X de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

Artículo 28. *Información sobre la calidad de servicio.*

1. El operador del sistema y el gestor de la red de transporte deberá elaborar anualmente información detallada de los valores de los indicadores TIM, ENS e II, así como del margen de tensión y frecuencia en cada nudo de la red de transporte.

Los índices TIM y ENS se desagregarán mensualmente diferenciando los correspondientes a interrupciones programadas y los correspondientes a interrupciones imprevistas.

El Índice de Indisponibilidad de la red (II) se desagregará mensualmente diferenciando entre las causas que las provocan.

Las empresas transportistas remitirán al operador del sistema y gestor de la red de transporte información relativa al número y duración de las interrupciones, de suministro en cada punto frontera y sobre las indisponibilidades individuales de las instalaciones diferenciando las líneas por su nivel de tensión y los transformadores por su relación de transformación e indicando en cada caso su carácter de programadas o imprevistas, así como la causa de estas últimas.

2. Esta información la enviará anualmente el operador del sistema al Ministerio de Economía, y a la Comisión Nacional de Energía y será de carácter público.

Asimismo, se remitirá con la misma periodicidad al órgano competente de la Administración Autonómica la información correspondiente al ámbito de su territorio.

3. La información obtenida será sometida a las correspondientes auditorías a fin de obtener un examen sistemático e independiente. Para ello las empresas transportistas deberán disponer de un registro de todas las incidencias detectadas durante los últimos cuatro años.

4. Los agentes conectados a la red de transporte tendrán derecho a que le sea facilitada por los transportistas la información de la calidad en los nudos en los que se suministran a través de sus redes obtenido de acuerdo con la metodología descrita en los apartados anteriores.

5. El tratamiento y elaboración de la información sobre la calidad del servicio en la red de transporte se establecerá en el procedimiento de operación correspondiente.

Artículo 29. *Perturbaciones provocadas por instalaciones conectadas a la red de transporte.*

Los agentes conectados a la red estarán obligados a adoptar las medidas necesarias para que el nivel de perturbaciones emitidas, esté dentro de los límites que se establezcan en los procedimientos de operación del sistema o en las instrucciones técnicas complementarias al presente Real Decreto, según corresponda.

CAPÍTULO V

Instalaciones de conexión de centrales de generación y de consumidores a las redes de transporte y distribución

Artículo 30. *Instalaciones de conexión de centrales de generación.*

1. Se entenderá por instalaciones de conexión de generación aquéllas que sirvan de enlace entre una o varias centrales de generación de energía eléctrica y la correspondiente instalación de transporte o distribución.

A los efectos establecidos en el artículo 21.7 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, constituyen instalaciones de conexión las subestaciones y líneas en tensión de transporte o distribución que resulten necesarias para la efectiva unión de la instalación de generación a la red preexistente o resultante de la planificación aprobada.

2. A las instalaciones de conexión les será de aplicación el régimen de autorización previsto en el Título VII del presente Real Decreto, debiendo cumplir así mismo las condiciones de acceso y conexión previstas en el Título IV del presente Real Decreto.

Dichas instalaciones no formarán parte de las redes de transporte ni de distribución, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 32, y estarán condicionadas a los planes de desarrollo de la red de transporte.

Artículo 31. *Instalaciones de conexión de consumidores.*

1. Se entenderá por instalaciones de conexión de un consumidor a la red de transporte o distribución aquéllas que sirvan de enlace entre dicho consumidor y la correspondiente instalación de transporte o distribución.

2. A las instalaciones de conexión de consumidores a las redes de transporte o distribución les será de aplicación el régimen de autorización previsto en el Título VII del presente Real Decreto, debiendo cumplir así mismo las condiciones de acceso y conexión previstas en el Título IV del presente Real Decreto.

Dichas instalaciones no formarán parte de las redes de transporte ni de distribución.

3. A las instalaciones de conexión de consumidores a las redes de transporte o distribución les será de aplicación lo establecido en el capítulo II del Título III del presente Real Decreto sobre derechos de acometida y demás actuaciones necesarias para atender el suministro.

Artículo 32. *Desarrollo de las instalaciones de conexión.*

1. Las instalaciones de conexión se conectarán en un solo punto a las redes de transporte o distribución, salvo autorización expresa de la Administración competente, y serán titulares de las mismas los peticionarios.

2. Cuando la conexión dé lugar a la partición de una línea existente o planificada con entrada y salida en una nueva subestación, las instalaciones necesarias para dicha conexión, consistentes en la nueva línea de entrada y salida, la nueva subestación de la red de transporte o distribución, en lo que se refiere a las necesidades motivadas por la nueva conexión, el eventual refuerzo de la línea existente o planificada y la adecuación de las posiciones en los extremos de la misma, que resulten del nuevo mallado establecido en la planificación tendrán la consideración de la red a la que se conecta.

La inversión necesaria será sufragada por él o los promotores de la conexión, pudiendo este o estos designar al constructor de las instalaciones necesarias para la conexión, conforme a las normas técnicas aplicadas por el transportista, siendo la titularidad de las instalaciones del propietario de la línea a la que se conecta.

En todo caso, si las nuevas instalaciones desarrolladas fueran objeto de utilización adicional por otro consumidor y/o generador, el nuevo usuario contribuirá, por la parte proporcional de utilización de la capacidad de la instalación, en las inversiones realizadas por el primero. Dicha obligación sólo será exigible en el plazo de cinco años a contar desde la puesta en servicio de la conexión. La Comisión Nacional de Energía resolverá en caso de discrepancias.

En el caso de las instalaciones de transporte, los costes de operación y mantenimiento serán a cargo del sistema.

3. Los proyectos de las nuevas instalaciones y los programas de ejecución serán supervisados por el operador del sistema y gestor de la red de transporte o los gestores de las redes de distribución, que recabará la información necesaria del transportista o distribuidor propietario de la instalación y del agente peticionario.

4. El resto de refuerzos asociados tanto al desarrollo de red como al eventual necesario cambio de aparamenta serán incluidos en el proceso de planificación.

CAPÍTULO VI

Pérdidas en la red de transporte

Artículo 33. *Definición de las pérdidas en la red de transporte.*

1. Las pérdidas de transporte se definen como la energía que se consume en los diferentes elementos de la red y tienen su origen en la intensidad eléctrica que circula por los mismos y en la tensión a que se hallan sometidos.

2. Las pérdidas de transporte se determinarán horariamente por el saldo de las medidas en las fronteras de la red de transporte con los generadores, distribuidores, consumidores directamente conectados a la red de transporte y conexiones internacionales.

Artículo 34. *Responsabilidad sobre las pérdidas de transporte.*

1. La medición de las pérdidas de transporte es responsabilidad del operador del sistema, quien publicará cada día, de forma provisional y con arreglo a las medidas recibidas, las pérdidas horarias de transporte correspondientes al día anterior.

2. Los agentes del mercado, tanto oferentes como demandantes de energía, serán responsables de presentar ofertas de compra y venta de energía en las que internalizarán las pérdidas de la red de transporte que les correspondan por su participación en el mercado de producción.

Artículo 35. *Metodología de asignación de las pérdidas de transporte.*

1. El operador del sistema calculará y publicará diariamente las pérdidas horarias estimadas de la red de transporte y los factores de pérdidas estimados correspondientes a cada nudo de la red de transporte, en la forma y con el proceso de cálculo definido en el procedimiento de operación correspondiente.

2. El operador del sistema, independientemente de la afección que pueda suponer para la liquidación de los agentes, calculará y publicará diariamente los factores de pérdidas reales de cada nudo y la asignación de las pérdidas reales que correspondan a cada sujeto conforme a lo establecido en el procedimiento de operación correspondiente.

3. El Ministerio de Economía establecerá mediante una Orden los plazos y la forma de publicación de los coeficientes de asignación de pérdidas entre los agentes, basados en los factores de pérdidas calculados por el operador del sistema para cada nudo de la red de transporte.

4. La desviación horaria entre la energía asignada en el mercado y la realmente generada o consumida, afectada del coeficiente de pérdidas que corresponda a cada hora, será liquidada según el procedimiento que se establezca para el tratamiento de los desvíos.

5. El tratamiento de la generación y los consumos en redes inferiores con respecto a la asignación de las pérdidas de la red de transporte que les corresponda, se realizará en el procedimiento de operación correspondiente.

6. A efectos de asignación de pérdidas, las importaciones y exportaciones de energía se reflejarán en los nudos frontera entre sistemas con los coeficientes que corresponda, conforme se describirá en los procedimientos de operación aplicables.

TÍTULO III

Distribución

CAPÍTULO I

Actividad de distribución, gestores de las redes de distribución y empresas distribuidoras

Artículo 36. *Actividad de distribución.*

1. La actividad de distribución es aquélla que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad, así como la venta de energía eléctrica a los consumidores a tarifa o distribuidores que también la adquieran a tarifa.

2. La actividad de distribución será llevada a cabo por los distribuidores que son aquellas sociedades mercantiles que tienen por objeto distribuir energía eléctrica, así como construir, operar y mantener las instalaciones de distribución y vender energía eléctrica a tarifa, en los términos previstos en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

3. También podrán tener la consideración de distribuidores las sociedades cooperativas de consumidores y usuarios en los términos que resulten de la normativa que las regula, siéndoles de aplicación el artículo siguiente.

Artículo 37. *Requisitos de los sujetos para el ejercicio de la actividad de distribución.*

1. Los sujetos que vayan a ejercer la actividad de distribución deberán reunir los siguientes requisitos, sucesivamente:

a) Certificación que acredite su capacidad legal, técnica y económica.

b) Concesión por parte de la administración competente de la autorización administrativa de las instalaciones de distribución.

c) Aprobación del Ministerio de Economía de la retribución que le corresponda para el ejercicio de su actividad, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 54/1997 y su normativa de desarrollo en función de las instalaciones que tenga autorizadas en cada momento.

d) Estar inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados del Ministerio de Economía, en la Sección primera de acuerdo con lo dispuesto en el presente Real Decreto.

2. La certificación que acredite la capacidad legal, técnica y económica corresponderá otorgarla, previa solicitud del interesado, a la Dirección General de Política Energética y Minas cuando la actividad se vaya a desarrollar en todo el territorio nacional o en más de una Comunidad Autónoma y al órgano competente de la Comunidad Autónoma cuando la actividad se vaya a desarrollar exclusivamente en el ámbito territorial de la misma.

3. Para obtener la certificación de la capacidad legal, técnica y económica, el interesado lo solicitará a la Administración competente, presentando al menos la siguiente documentación:

a) Escritura de constitución de la sociedad debidamente inscrita en el Registro mercantil o, en el caso, de sociedades cooperativas en el registro que corresponda, que acredite las condiciones legales y económicas a que se refiere el presente artículo.

b) Certificación de la inscripción de la Sociedad en el Registro de Actividades Industriales correspondiente.

c) Acreditación de la capacidad técnica de la sociedad de acuerdo con lo establecido en el presente artículo.

En todo caso, podrá ser solicitada al interesado otra documentación complementaria necesaria para acreditar la debida capacidad legal, técnica o económica de la sociedad.

4. Para acreditar su capacidad legal, las entidades que realizan la actividad de distribución deberán revestir la forma de sociedades mercantiles de nacionalidad española o en su caso de otro estado miembro de la Unión Europea con establecimiento permanente en España.

También podrán acreditar dicha capacidad las sociedades cooperativas de consumidores y usuarios de nacionalidad española, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36.3 del presente Real Decreto, estén debidamente dadas de alta en los registros correspondientes.

Dichas sociedades no podrán desarrollar directamente actividades de generación o comercialización.

5. Las sociedades que tengan por objeto realizar la actividad de distribución deberán acreditar la capacidad técnica, mediante el cumplimiento de las siguientes condiciones:

a) Contará con 25 MVA de transformación o 50 Kms de líneas o 1000 clientes en instalaciones sin solución de continuidad eléctrica.

Para ello deberán presentar un plan de negocio auditado que garantice alcanzar los requisitos anteriores en un plazo máximo de tres años. Dicho Plan deberá incluir:

1.º El Plan de inversiones en activos para la distribución de energía eléctrica.
2.º El Plan de gastos para el mantenimiento de los activos y su reposición.

b) Contar con capacidad suficiente para poder realizar la lectura y facturación de los clientes.

6. Para acreditar la capacidad económica, las entidades que realizan la actividad de distribución deberán poseer un inmovilizado material mínimo de 50 millones de pesetas, financiado al menos un 50 por 100 mediante recursos propios. Durante los tres primeros años del ejercicio de la actividad el requisito anterior se considerará cumplido mediante la presentación de garantías por dicha cantidad.

Artículo 38. *Redes de distribución.*

1. Tendrán la consideración de redes de distribución todas aquellas instalaciones eléctricas de tensión inferior a 220 kV salvo aquellas que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 5 del presente Real Decreto, se consideren integradas en la red de transporte.

Así mismo se considerarán elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, de destino exclusivo para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de las redes de distribución antes definidas, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

2. No formarán parte de las redes de distribución los transformadores de las centrales de generación, las instalaciones de conexión de dichas centrales a las redes, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas, sin perjuicio de lo establecido en la disposición adicional sexta del presente Real Decreto.

Artículo 39. *Zonas eléctricas de distribución.*

1. A los efectos del presente Real Decreto, excepto en lo que se refiere a las zonas establecidas para la determinación de la calidad de servicio zonal, se entenderá por zona eléctrica de distribución el conjunto de instalaciones de distribución pertenecientes a una misma empresa y cuyo objeto último es permitir el suministro de energía eléctrica a los consumidores en las adecuadas condiciones de calidad y seguridad.

La caracterización de las distintas zonas eléctricas de distribución determinará la retribución de las empresas distribuidoras propietarias de las redes de cada zona, así como el nivel de pérdidas reconocido a cada una de ellas, de acuerdo con lo que se establezca en dicho régimen retributivo.

2. El gestor de la red de distribución en cada una de las zonas eléctricas de distribución será la empresa distribuidora propietaria de las mismas, sin perjuicio de que puedan

alcanzarse acuerdos entre empresas distribuidoras para la designación de un único gestor de la red de distribución para varias zonas eléctricas de distribución. Estos acuerdos serán puestos en conocimiento de la Administración competente.

Artículo 40. *Gestores de las redes de distribución.*

1. Cada uno de los gestores de la red de distribución, determinados de acuerdo con el artículo anterior, desarrollará las siguientes funciones en el ámbito de su zona eléctrica de distribución:

a) Coordinar las actuaciones de maniobra y mantenimiento que se lleven a cabo en el ámbito de su zona eléctrica de distribución así como con los gestores de redes de distribución colindantes.

b) Analizar las solicitudes de conexión a la red de distribución de su zona y condicionar, en su caso, el acceso a la red cuando no se disponga de capacidad suficiente o se incumplan los criterios de fiabilidad y seguridad establecidos en el presente Real Decreto.

c) Emitir, cuando les sea solicitado por la Administración competente, informe sobre la autorización administrativa para la construcción de instalaciones que se conecten en su zona, de acuerdo con lo dispuesto en el Título VII del presente Real Decreto.

d) Participar como proveedores en el servicio complementario de control de tensión de la red de transporte, de acuerdo con los procedimientos de operación establecidos por el operador del sistema. Para ello gestionará los elementos de control de tensión disponibles en el ámbito de su zona generadores, reactancias, baterías de condensadores, tomas de los transformadores, etc., conforme a lo establecido en los procedimientos de operación de las redes de distribución que se desarrollen.

e) Aquellas otras funciones que se deriven de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y sus normas de desarrollo.

2. El gestor de la red de distribución deberá preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones públicas derivada de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Artículo 41. *Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras.*

1. Serán obligaciones de las empresas distribuidoras:

a) Mantener el cumplimiento de los requisitos para el ejercicio de la actividad, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 37 del presente Real Decreto.

b) Suministrar energía eléctrica a los consumidores a tarifa o a otros distribuidores en los términos establecidos en la Ley 54/1997, y el presente Real Decreto.

c) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de distribución de forma regular y continua con los niveles de calidad establecidos en el presente Real Decreto y sus disposiciones de desarrollo.

d) Maniobrar y mantener sus redes de distribución de acuerdo con los procedimientos de operación de la distribución que se desarrollen.

e) Proceder a la lectura de la energía recibida y entregada por sus redes a los consumidores a tarifa y a los consumidores cualificados de acuerdo con el artículo 95 del presente Real Decreto, ya sea directamente o bien a través de entidades autorizadas al efecto.

f) Comunicar al Ministerio de Economía y a la Comisión Nacional de Energía, las autorizaciones de instalación que les concedan otras Administraciones, así como las modificaciones relevantes de su actividad, a efectos del reconocimiento de sus costes en la determinación de la tarifa y la fijación de su régimen de retribución.

g) Comunicar al Ministerio de Economía, a la Administración competente y a la Comisión Nacional de Energía, la información sobre precios, consumos, facturaciones y condiciones de venta aplicables a los consumidores, distribución de consumidores y volumen correspondiente por categorías de consumo, que se establezcan o se hayan establecido.

h) Comunicar al Ministerio de Economía, y a las Administraciones correspondientes la información sobre calidad de servicio que se establece en el presente Real Decreto, así como cualquier otra información relacionada con la actividad que desarrollen dentro del sector eléctrico.

i) Atender en condiciones de igualdad las demandas de nuevos suministros eléctricos y la ampliación de los existentes, con independencia de que se trate de suministros a tarifa o de acceso a las redes, en las zonas en las que operen, sin perjuicio de lo que resulte de aplicación del régimen de acometidas establecido en el presente Real Decreto.

Cuando existan varios distribuidores cuyas instalaciones sean susceptibles de atender nuevos suministros y ninguno de ellos decidiera acometer la obra, la Administración competente determinará cuál de estos distribuidores deberá realizarla atendiendo al criterio de menor coste y mayor racionalidad económica.

j) Emitir la certificación de consumo anual y en su caso tensión de suministro a los consumidores cualificados conectados a sus redes que lo soliciten con objeto de que puedan acreditar su condición. A estos efectos las empresas distribuidoras deberán llevar un listado detallado de los consumidores que hayan solicitado dicha certificación diferenciando entre los que han ejercido su condición de cualificados de los que no la hayan ejercido. El listado será remitido a la Dirección General de Política Energética y Minas anualmente, comunicando con carácter mensual las altas y bajas que se producen quien lo enviará a las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus competencias.

La Dirección General de Política Energética y Minas establecerá los requisitos mínimos del modelo de información y datos a incluir en los mismos.

El tratamiento de dichos datos, se regulará por lo establecido en el artículo 166 del presente Real Decreto.

k) Informar y asesorar a los consumidores en el momento de la contratación sobre la tarifa y potencia a contratar más conveniente a sus necesidades de acuerdo con el apartado 2 del artículo 80 del presente Real Decreto.

2. Serán derechos de las empresas distribuidoras:

a) El reconocimiento por parte de la Administración de una retribución por el ejercicio de su actividad.

b) Adquirir la energía eléctrica necesaria para atender el suministro de sus clientes a tarifa.

c) Percibir la retribución que le corresponda por el ejercicio de la actividad de distribución.

Artículo 42. *Equipamiento de las instalaciones.*

Los elementos integrantes de las instalaciones de la red de distribución tendrán un equipamiento adecuado para poder atender a las necesidades técnicas requeridas, incluyendo en su caso los elementos de control de potencia reactiva, así como para garantizar la seguridad de las mismas, debiendo cumplir con los procedimientos de operación de las redes de distribución que se aprueben al respecto.

Las redes de distribución deberán ser dimensionadas con capacidad suficiente para atender la demanda teniendo en cuenta las previsiones de su crecimiento en la zona.

CAPÍTULO II

Acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender el suministro

Artículo 43. *Objeto y ámbito de aplicación.*

1. El presente capítulo tiene por objeto establecer el régimen económico de las acometidas eléctricas y demás actuaciones necesarias para atender los requerimientos de suministro de energía eléctrica de los usuarios, sin perjuicio de lo establecido por las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus competencias.

2. Las empresas distribuidoras estarán obligadas a atender en condiciones de igualdad las demandas de suministro eléctrico que se les planteen en las zonas en que operan,

pudiendo exigir de los usuarios que sus instalaciones y receptores reúnan las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias.

3. Lo establecido en este capítulo será de aplicación igualmente a aquellos usuarios conectados a la red de transporte, en cuyo caso, los derechos y obligaciones establecidos en el presente capítulo para las empresas distribuidoras se entenderán para las empresas transportistas.

Artículo 44. *Derechos de acometida.*

(Derogado)

Artículo 45. *Criterios para la determinación de los derechos de extensión.*

(Derogado)

Artículo 46. *Potencia y tensión del suministro.*

La elección de la tensión, el punto de entrega y las características del suministro serán acordados entre la empresa distribuidora y el solicitante teniendo en cuenta un desarrollo racional y óptimo de la red, con el menor coste y garantizando la calidad del suministro. En caso de discrepancia resolverá el órgano competente de la Administración.

Tendrán la consideración de suministros en baja tensión aquellos que se realicen a una tensión inferior igual a 1 kV, no pudiéndose atender suministros con potencia superiores a 50 kW, salvo acuerdo con la empresa distribuidora.

La determinación de la potencia solicitada en los suministros en baja tensión se establecerá de acuerdo con la normativa vigente.

Serán suministros en alta tensión aquellos que se realicen a una tensión superior a 1 kV, sin que exista límite de potencia. El suministro en alta tensión se llevará a cabo a la tensión acordada entre la empresa distribuidora y el solicitante entre las disponibles, teniendo en cuenta las características de la red de distribución de la zona.

En el caso de existir una tensión a extinguir y otra normalizada, se considerará únicamente esta última como disponible.

Artículo 47. *Cuotas de extensión y de acceso.*

(Derogado)

Artículo 48. *Suministros especiales.*

1. Se consideran suministros especiales para determinar los derechos de acometida:

a) Los de duración no superior a seis meses o suministros de temporada.
b) Los provisionales de obras.
c) Los de garantía especial de suministro.

2. Para los suministros de duración no superior a seis meses o suministros de temporada, el solicitante pagará a la empresa distribuidora, o realizará por su cuenta, el montaje y desmontaje de las instalaciones necesarias para efectuar el suministro.

La empresa distribuidora podrá exigir al solicitante de este tipo de suministro un depósito por un importe no superior a una mensualidad, estimadas 8 horas de utilización diaria de la potencia contratada, que se devolverá a la conclusión del suministro.

Las empresas distribuidoras no podrán cobrar, para este tipo de suministros, cantidad alguna en concepto de derechos de acceso.

3. En los suministros provisionales de obras, serán de cuenta del solicitante las inversiones necesarias que sirvan exclusivamente para esta finalidad. El desmontaje de las instalaciones provisionales será también de cuenta del solicitante.

Si la instalación de extensión que ha sido preciso realizar para llevar a cabo el suministro provisional, o parte de ella, es utilizable para el suministro definitivo, y se da la circunstancia que por la ubicación de las edificaciones o instalaciones que se construyan, las inversiones de extensión correspondan ser realizadas por la empresa distribuidora, las cantidades

invertidas por el solicitante serán descontadas de los derechos de acometida a pagar por el suministro definitivo.

La empresa distribuidora podrá exigir al solicitante de un suministro de obra un depósito por un importe no superior a una mensualidad, que se calculará a razón de seis horas diarias de utilización de la potencia contratada, y que será devuelta a la conclusión de la obra.

Las empresas distribuidoras no podrán cobrar, para este tipo de suministros, cantidad alguna en concepto de derechos de acceso.

4. Si algún consumidor de alta o baja tensión deseara una garantía especial de suministro y ésta es atendida mediante el establecimiento de un suministro complementario, tal como es definido en el Reglamento electrotécnico para baja tensión vigente, los costes totales a que dé lugar dicho segundo suministro serán íntegramente a su cargo.

Por el concepto de derechos de acceso no se podrá producir una duplicidad de percepciones con las ya satisfechas por el suministro principal, salvo que este segundo suministro sea realizado por una empresa distribuidora distinta.

5. Ninguno de los suministros a que hace referencia el presente artículo podrá ser utilizado para fines distintos a los que fueron solicitados.

Artículo 49. *Vigencia de los derechos de acometida.*

(Derogado)

Artículo 50. *Derechos de enganche y verificación.*

(Derogado)

Artículo 51. *Actualización de importes.*

(Derogado)

TÍTULO IV

Acceso a las redes de transporte y distribución. Líneas directas

CAPÍTULO I

Acceso y conexión a la red de transporte

Artículo 52. *Derecho de acceso a la red de transporte.*

1. Tendrán derecho de acceso, a la red de transporte, los productores, los autoproductores, los distribuidores, los comercializadores, los agentes externos, los consumidores cualificados y aquellos sujetos no nacionales autorizados que puedan realizar tránsitos de electricidad entre grandes redes.

2. Este derecho sólo podrá ser restringido por la falta de capacidad necesaria, cuya justificación se deberá exclusivamente a criterios de seguridad, regularidad o calidad de suministro.

3. Las limitaciones de acceso para los productores se resolverán sobre la base de la inexistencia en el sistema eléctrico español de reserva de capacidad de red, sin que la precedencia temporal en la conexión implique una consecuente preferencia de acceso. La solución de las eventuales restricciones de acceso se apoyará en mecanismos de mercado conforme a lo establecido en los procedimientos de operación del sistema.

4. El acceso a la red de transporte tendrá carácter de regulado y estará sometido a las condiciones técnicas, económicas y administrativas que fije la Administración competente.

5. Sólo los peajes por uso de las interconexiones internacionales serán facturados por «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima».

Artículo 53. *Acceso a la red de transporte.*

(Derogado)

Artículo 54. *Realización de instalaciones y refuerzos de la red de transporte derivadas de solicitudes de acceso.*

(Derogado)

Artículo 55. *Capacidad de acceso a la red de transporte.*

La determinación de la capacidad de acceso, se basará en el cumplimiento de los criterios de seguridad regularidad y calidad del suministro, siendo el horizonte temporal el correspondiente al último plan o programa de desarrollo aprobado. Serán de aplicación los siguientes criterios en la determinación de la citada capacidad:

a) Acceso para consumo:

El operador del sistema establecerá la capacidad de acceso en un punto de la red de transporte como la carga adicional máxima que puede conectarse en dicho punto, con la garantía de suministro establecida.

b) Acceso para generación:

El operador del sistema establecerá la capacidad de acceso en un punto de la red como la producción total simultánea máxima que puede inyectarse en dicho punto con la red en condiciones de disponibilidad total y el consumo previsto para el horizonte de estudio, en las siguientes condiciones:

1.ª En condiciones de disponibilidad total de red, cumplimiento de los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema establecidos para esta situación.
2.ª En las condiciones de indisponibilidad establecidas en los procedimientos de operación del sistema, cumplimiento de los requisitos de tensión establecidos en los mismos, así como ausencia de sobrecargas que no pudieran ser soslayadas con mecanismos automáticos de teledisparo o reducción de carga de grupos generadores.
3.ª Cumplimiento de las condiciones de seguridad, regularidad y calidad referidas al comportamiento dinámico aceptable del sistema en los regímenes transitorios.

Artículo 56. *Limitaciones a la utilización del acceso a la red de transporte.*

1. La concesión del acceso supone el derecho de utilización de la red por parte de los usuarios. No obstante, el citado acceso podrá restringirse temporalmente para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y fiabilidad establecidos para la operación del sistema.
2. A este respecto y siempre que se garantice la seguridad del sistema, el operador del sistema y gestor de la red de transporte considerará en la resolución de restricciones la existencia de grupos generadores que cuenten con dispositivos de desconexión total o parcial automática de la producción ante determinadas contingencias previsibles en el sistema.

Artículo 57. *Conexión a la red de transporte.*

(Derogado)

Artículo 58. *Contratos técnicos de acceso a la red de transporte.*

1. Tras la resolución favorable de los procedimientos de acceso y de conexión, el agente peticionario deberá suscribir con el transportista propietario del punto de conexión, en el plazo inferior a un mes, un contrato de acceso a la red.
2. El contrato técnico de acceso contemplará como mínimo los siguientes aspectos:

a) Identificación del usuario y del representante, en su caso, que contrata el acceso.
b) Identificación de la empresa propietaria del punto de acceso con la que se contrata.
c) Punto de acceso a la red.
d) Duración del contrato.
e) Potencia máxima contratada, identificando períodos de aplicación, en su caso.

f) Sometimiento a la normativa aplicable sobre condiciones técnicas de conexión e intercambios de información.

g) Condiciones específicas de restricción temporal del servicio.

h) Causas de rescisión.

3. La información a que se refiere el apartado anterior será puesta en conocimiento del operador del sistema y gestor de la red de transporte.

Artículo 59. *Contratos económicos de acceso a la red de transporte.*

En el caso de los contratos correspondientes al uso de las conexiones internacionales, el contrato incluirá las condiciones económicas de cobro de las tarifas de acceso aplicable según la normativa vigente.

Los consumidores cualificados conectados a las redes de transporte suscribirán el contrato de acceso económico, directamente o a través de comercializadores, con el distribuidor cuyas instalaciones se encuentren más próximas al punto de conexión con el transportista, conforme con lo dispuesto en el capítulo I del Título VI del presente Real Decreto de acuerdo con las tarifas vigentes. Para ello deberán acreditar al distribuidor la existencia del contrato técnico con el transportista. En caso de discrepancia sobre el distribuidor que debe firmar el contrato económico resolverá la Dirección General de Política Energética y Minas previo informe del gestor y operador del sistema.

En estos casos, la conexión efectiva se realizará una vez que el distribuidor comunique al transportista la suscripción del contrato económico en el plazo máximo de cinco días desde que se le comunique.

Artículo 59 bis. *Garantía económica para tramitar la solicitud de acceso a la red de transporte de instalaciones de producción.*

(Derogado)

CAPÍTULO II

Acceso y conexión a la red de distribución

Artículo 60. *Derecho de acceso a la red de distribución.*

1. Tendrán derecho de acceso a la red de distribución los productores, los autoproductores, los distribuidores, los comercializadores, los agentes externos y los consumidores cualificados.

El derecho de acceso de los distribuidores a las redes de otros distribuidores quedará limitado a los distribuidores existentes y a los casos en que sea preciso un aumento de la capacidad de interconexión con objeto de atender el crecimiento de la demanda de su zona con arreglo al criterio del mínimo coste para el sistema.

2. Este derecho sólo podrá ser restringido por la falta de capacidad necesaria, cuya justificación se deberá exclusivamente a criterios de seguridad, regularidad o calidad de los suministros.

3. Las limitaciones de acceso para los productores se resolverán sobre la base de la inexistencia de reserva de capacidad de red, sin que la precedencia temporal en la conexión implique una consecuente preferencia de acceso.

4. El acceso a la red de distribución tendrá carácter de regulado y estará sometido a las condiciones técnicas, económicas y administrativas que fije la Administración competente.

Artículo 61. *Acceso de los consumidores a la red de distribución.*

1. Con carácter general, en lo relativo al acceso a las redes de distribución de los consumidores se estará a lo dispuesto en el capítulo II del Título III, relativo a Acometidas eléctricas, en el capítulo I del Título VI, relativo a suministro, y en el capítulo II del Título VI, relativo a calidad del servicio.

2. No obstante, para aquellos consumidores que, por sus especiales características de suministro afecten de forma significativa a las redes de distribución en los casos contemplados en el artículo 63, se estará a lo dispuesto en el artículo siguiente.

Artículo 62. *Procedimiento de acceso a la red de distribución.*

(Derogado)

Artículo 63. *Acceso a la red de distribución de consumidores y generadores con influencia en la red de transporte.*

Los gestores de la red de distribución remitirán al operador del sistema y gestor de la red de transporte aquellas solicitudes de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones que puedan constituir un incremento significativo de los flujos de energía en los nudos de conexión de la red de distribución a la red de transporte o que puedan afectar a la seguridad y calidad del servicio. A este respecto, la afección se entenderá significativa cuando concurra alguna de las siguientes condiciones:

a) Generadores o agrupaciones de éstos con potencia instalada mayor de 50 MW.

b) Generadores y consumidores cuya potencia instalada solicitada sea mayor del 5 por 100 y 10 por 100 de la potencia de cortocircuito del nudo de conexión de la red de distribución a la red de transporte en situación de demanda horaria punta y valle, respectivamente.

El operador del sistema y gestor de la red de transporte resolverá, en un plazo no superior a dos meses, sobre la existencia de capacidad de acceso en los términos establecidos en el artículo 53 del presente Real Decreto.

Artículo 64. *Capacidad de acceso a la red de distribución.*

La determinación de la capacidad de acceso, se basará en el cumplimiento de los criterios de seguridad y funcionamiento de las redes de distribución.

a) Acceso para consumo:

El gestor de la red de distribución establecerá la capacidad de acceso en un punto de la red de distribución como la carga adicional máxima que puede conectarse en dicho punto, sin que se produzcan sobrecargas ni la tensión quede fuera de los límites reglamentarios.

b) Acceso para generación:

El gestor de la red de distribución establecerá la capacidad de acceso en un punto de la red como la producción total simultánea máxima que puede inyectarse en dicho punto con el consumo previsto en la zona y las siguientes condiciones de disponibilidad en la red:

1.ª En condiciones de disponibilidad total de la red, cumpliendo los criterios de seguridad y funcionamiento establecidos para esta situación.

2.ª En condiciones de indisponibilidad establecidas en los procedimientos de operación de las redes de distribución, cumpliendo los requisitos de tensión establecidos en los mismos, sin sobrecargas que no pudieran ser soslayadas con mecanismos automáticos de teledisparo o reducción de carga de grupos generadores.

3.ª Cumpliendo las condiciones de seguridad aceptables relativas al comportamiento dinámico en los regímenes transitorios.

Artículo 65. *Limitaciones a la utilización del acceso a la red de distribución.*

La concesión del acceso supone el derecho de utilización de la red por parte de los usuarios. No obstante, sin perjuicio de lo establecido en el capítulo II del Título VI del presente Real Decreto, el citado acceso podrá restringirse temporalmente para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y fiabilidad establecidos para la operación y mantenimiento de las redes de distribución.

Artículo 66. *Conexión a las redes de distribución.*

(Derogado)

Artículo 66 bis. *Garantía económica para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución de instalaciones de producción.*

(Derogado)

CAPÍTULO III

Líneas directas

Artículo 67. *Línea directa.*

Tendrán la consideración de líneas directas aquéllas que tengan por objeto el enlace directo de un centro de producción con un centro de consumo del mismo titular o de un consumidor cualificado.

Artículo 68. *Instalación de líneas directas.*

1. Los productores y los consumidores cualificados deberán solicitar autorización administrativa para la construcción de líneas directas, que quedarán excluidas del régimen económico establecido para el transporte y la distribución previsto en el presente Real Decreto.

2. El procedimiento de autorización de líneas directas será el previsto en el Título VII del presente Real Decreto. La construcción de líneas directas queda excluida de la declaración de utilidad pública, así como de las disposiciones que en materia de expropiaciones y servidumbres se establecen en el presente Real Decreto.

Artículo 69. *Utilización de las líneas directas y relación con las redes de transporte o distribución.*

1. Las líneas directas sólo podrán ser utilizadas por sus titulares o por filiales en las que cuenten con una partición significativa. A estos efectos se considerará significativa aquella superior al 25 por 100 del capital de la sociedad.

2. La conexión a las redes de transporte o distribución requerirá la autorización de la Administración competente y el cumplimiento de los requisitos de acceso a dichas redes. Ello supondrá la pérdida de su calificación de línea directa, integrándose en el sistema general y quedando sometida a las condiciones de acceso de terceros a las redes previstas en el presente Real Decreto.

TÍTULO V

Actividad de comercialización y consumidores cualificados

CAPÍTULO I

Actividad de comercialización

Artículo 70. *Definición.*

La actividad de comercialización será desarrollada por las empresas comercializadoras debidamente autorizadas que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados y a otros sujetos cualificados según la normativa vigente.

Artículo 71. *Derechos y obligaciones de los comercializadores.*

1. Las empresas comercializadoras, además de los derechos que les son reconocidos en relación con el suministro en el artículo 45.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, tendrán los siguientes derechos:

a) Acceder a las redes de transporte y distribución en los términos previstos en el presente Real Decreto.

b) Actuar como agentes del mercado en el mercado de producción de electricidad.

c) Contratar libremente el suministro de energía eléctrica con aquellos consumidores que tengan la condición de cualificados y con otros sujetos cualificados según la normativa vigente.

2. Las empresas comercializadoras, además de las obligaciones que les corresponden en relación con el suministro en el artículo 45.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, tendrán las siguientes obligaciones:

a) Realizar la comunicación de inicio de actividad ante la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con el modelo establecido en el apartado 6.1 del Anexo del presente real decreto.

b) Mantenerse en el cumplimiento de las condiciones de capacidad legal, técnica y económica que se determinen para actuar como comercializadoras.

c) Para poder adquirir energía eléctrica con el fin de suministrar a sus clientes, deberán presentar al Operador del Sistema, al Operador del Mercado y a las empresas distribuidoras, las garantías que resulten exigibles.

d) Presentar ante los distribuidores, cuando contraten el acceso a sus redes en nombre de los consumidores, los depósitos de garantía correspondientes a dichos accesos de acuerdo con lo establecido en el presente real decreto.

e) Comprobar que sus clientes cumplan los requisitos establecidos para los consumidores y mantener un listado detallado de los mismos donde figuren sus datos de consumo y, en el caso de que contraten el acceso con el distribuidor en nombre de sus clientes, de facturación de las tarifas de acceso. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y las comunidades autónomas, en el ámbito de sus competencias, podrán inspeccionar el cumplimiento de los requisitos de los consumidores.

f) Comunicar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Administración competente la información que se determine sobre tarifas de acceso o peajes, precios, consumos, facturaciones y condiciones de venta aplicables a los consumidores, distribución de consumidores y volumen correspondiente por categorías de consumo, así como cualquier información relacionada con la actividad que desarrollen dentro del sector eléctrico.

Artículo 72. *Comunicación de inicio de la actividad de comercialización.*

1. La comunicación de inicio de la actividad de comercialización, que especificará el ámbito territorial en que se vaya a desarrollar la actividad, corresponde realizarla ante la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. El interesado la presentará a este órgano directivo acompañada de la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos para el ejercicio de la actividad que se establecen en el artículo siguiente, de acuerdo con el modelo establecido en el apartado 6.2 del Anexo del presente real decreto.

Asimismo, cuando la actividad se vaya a desarrollar exclusivamente en el ámbito territorial de una sola comunidad autónoma, deberá comunicarse al órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma correspondiente quien, en el plazo máximo de un mes, dará traslado a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio acompañada de la declaración responsable y la documentación presentada por el interesado.

2. En todo caso, podrá ser solicitada al interesado la documentación necesaria para acreditar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa por parte de la sociedad.

3. Cualquier hecho que suponga la modificación de alguno de los datos incluidos en la comunicación de inicio de actividad o en la declaración responsable originaria, o autorización en el caso de comercializadores exentos de la obligación de comunicación de inicio de

actividad en base a lo dispuesto en el apartado 1 de la disposición adicional segunda de la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio; deberá ser comunicado por el interesado en el plazo máximo de un mes a partir del momento en que se produzca, adjuntando la correspondiente declaración responsable.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas dará traslado de la comunicación realizada por el interesado a la Comisión Nacional de Energía, quien publicará en su página web y mantendrá actualizado con una periodicidad al menos mensual, un listado que incluya a todos los comercializadores, sin perjuicio de lo dispuesto en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero.

Artículo 73. *Requisitos necesarios para realizar la actividad de comercialización.*

1. Para acreditar su capacidad legal, las empresas que realizan la actividad de comercialización deberán ser sociedades mercantiles debidamente inscritas en el registro correspondiente o equivalente en su país de origen, en cuyo objeto social se acredite su capacidad para vender y comprar energía eléctrica sin que existan limitaciones o reservas al ejercicio de dicha actividad.

Asimismo, aquellas empresas con sede en España deberán acreditar en sus estatutos el cumplimiento de las exigencias de separación de actividades y de cuentas establecidas en los artículos 14 y 20 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. En el caso de empresas de otros países, la acreditación de cumplimiento de los requisitos de separación de actividades y cuentas se entenderá referida a las actividades que desarrollen en el ámbito del sistema eléctrico español.

2. Las empresas que tengan por objeto realizar la actividad de comercialización para acreditar su capacidad técnica deberán cumplir los requisitos exigidos a los sujetos compradores en el mercado de producción de energía eléctrica conforme a los Procedimientos de Operación Técnica y, en su caso, las Reglas de Funcionamiento y Liquidación del mercado de producción.

3. Para acreditar la capacidad económica, las empresas que quieran ejercer la actividad de comercialización deberán presentar ante el Operador del Sistema y ante el Operador del Mercado las garantías que resulten exigibles para la adquisición de energía en el mercado de producción de electricidad en los Procedimientos de Operación Técnica y en las correspondientes Reglas de Funcionamiento y Liquidación del Mercado respectivamente.

3 bis. La compra de energía para los consumidores en el mercado es un requisito de capacidad técnica y económica cuyo cumplimiento será verificado a través de los informes de seguimiento de Red Eléctrica de España, S.A., como operador del sistema.

3 ter. El pago de los peajes de acceso a la red y de los cargos es un requisito de capacidad económica que se acreditará conforme a derecho.

4. Antes de realizar su comunicación de inicio de actividad a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el interesado deberá cumplir los requisitos establecidos en los apartados 2 y 3 ante el Operador del Sistema y, en su caso, ante el Operador de Mercado.

Artículo 74. *Extinción de la habilitación para actuar como comercializador.*

Si en el plazo de un año contado desde la fecha de comunicación de inicio de la actividad de comercialización, la empresa no hubiera hecho uso efectivo y real de la misma ejerciendo la actividad de comercialización y por tanto no hubiera adquirido energía en el mercado de producción o si tal uso hubiera sido suspendido durante un plazo ininterrumpido de un año, la Dirección General de Política Energética y Minas declarará la extinción de la habilitación para actuar como comercializador, notificándoselo al interesado, a la Comisión Nacional de Energía, que procederá a dar de baja a la empresa en el correspondiente listado, y, en su caso, a la Administración competente. A estos efectos el operador del sistema y, en su caso, el operador del mercado deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas las empresas comercializadoras en las que se dé tal circunstancia.

CAPÍTULO II

Consumidores directos en mercado

Artículo 75. *Consumidores directos en mercado.*

Tendrán la consideración de consumidores directos en mercado por punto de suministro o instalación aquellos consumidores de energía eléctrica que adquieran energía eléctrica directamente en el mercado de producción para su propio consumo, y que deberán cumplir las condiciones previstas en el artículo 4.b) del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Artículo 76. *Punto de suministro e instalación.*

A los efectos de la consideración de consumidor directo en mercado las instalaciones de estos consumidores deberán reunir los siguientes requisitos:

a) Que su titular sea una única persona física o jurídica.
b) Que los centros o unidades que constituyan la instalación estén unidos por líneas eléctricas propias.
c) Que la energía eléctrica se destine a su propio uso.

Los requisitos anteriores resultarán igualmente de aplicación a los restantes consumidores de energía eléctrica a los efectos del contrato de acceso.
Así mismo los puntos de suministro de estos consumidores deberán reunir los requisitos a y c del párrafo anterior.

Artículo 77. *Consumo de energía eléctrica.*

(Derogado)

Artículo 78. *Condición de consumidor directo en mercado.*

1. La comunicación de inicio de la actividad de consumidor directo en mercado corresponde realizarla ante la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo al modelo establecido en el apartado 6.3 del Anexo del presente real decreto. Ésta dará traslado de la comunicación realizada por el interesado a la Comisión Nacional de Energía, procediendo esta última a publicar en su página web y mantener actualizado con periodicidad al menos trimestral un listado que incluya a todos los consumidores directos en mercado, sin perjuicio de lo dispuesto en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero.
2. La comunicación de inicio de actividad deberá acompañarse de la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos para el ejercicio de la actividad, de acuerdo al modelo establecido en el apartado 6.4 del Anexo del presente real decreto.
3. Los requisitos necesarios para actuar como consumidor directo en mercado son los establecidos en el artículo 4. del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

TÍTULO VI

Suministro

CAPÍTULO I

Contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes. Suspensión del suministro. Equipos de medida

Sección 1.ª Contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes

Artículo 79. *Condiciones generales.*

1. A los efectos del presente Real Decreto se define el suministro de energía eléctrica como la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles.

2. El suministro se podrá realizar:

a) Mediante contratos de suministro a tarifa.

b) Mediante la libre contratación de la energía y el correspondiente contrato de acceso a las redes.

3. El contrato de suministro es personal, y su titular deberá ser el efectivo usuario de la energía, que no podrá utilizarla en lugar distinto para el que fue contratada, ni cederla, ni venderla a terceros.

Se exceptúan de estas limitaciones las empresas distribuidoras a las que sea de aplicación la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, y aquellos otros sujetos que lo vinieran realizando con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, siempre y cuando estuvieran autorizados por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía.

4. La contratación del suministro a tarifa y del acceso a las redes se formalizará con los distribuidores mediante la suscripción de un contrato. El Ministerio de Economía elaborará contratos tipo de suministro y de acceso a las redes.

Sin perjuicio de que la normativa vigente pueda considerar otros plazos para suministros específicos, la duración de los contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes será anual y se prorrogará tácitamente por plazos iguales. No obstante lo anterior, el consumidor podrá resolverlo antes de dicho plazo, siempre que lo comunique fehacientemente a la empresa distribuidora con una anticipación mínima de cinco días hábiles a la fecha en que desee la baja del suministro, todo ello sin perjuicio de las condiciones económicas que resulten en aplicación de la normativa tarifaria vigente.

5. El consumidor tendrá derecho a elegir la tarifa que estime conveniente, entre las oficialmente aprobadas, teniendo en cuenta las tensiones de las redes disponibles en la zona de acuerdo con lo establecido en el artículo 46 del presente Real Decreto, así como la potencia que desea contratar entre las resultantes de aplicar las intensidades normalizadas para los aparatos de control que se vayan a emplear.

6. Las empresas distribuidoras estarán obligadas a atender las peticiones de modificación de tarifa, modalidad de aplicación de la misma y potencia contratada. Al consumidor que haya cambiado voluntariamente de tarifa, potencia contratada o sus modos de aplicación o de otros complementos podrá negársele pasar a otra mientras no hayan transcurrido, como mínimo, doce meses, excepto si se produce algún cambio en la estructura de tarifaria que le afecte.

7. La empresa distribuidora podrá exigir, en el momento de la contratación del acceso a las redes, la entrega de un depósito de garantía bien directamente a los consumidores o a los comercializadores en el caso de que éstos contraten el acceso en nombre del consumidor, de acuerdo a lo siguiente:

a) En el caso de empresas comercializadoras con más de un año de ejercicio de la actividad de comercialización, el depósito de garantía será el obtenido de dividir la cuantía

devengada anualmente por cada cliente por su contrato de acceso entre 365, y multiplicarlo asimismo por el número de días del periodo de liquidación del contrato de acceso, que como máximo será igual a 30 días.

b) En el caso de empresas comercializadoras con menos de un año de ejercicio de la actividad de comercialización, el depósito de garantía para consumidores en baja tensión será un importe igual a la facturación teórica mensual correspondiente a cincuenta horas de utilización de la potencia contratada. Para consumidores en alta tensión, el depósito de garantía será un importe igual a la facturación teórica mensual correspondiente a considerar una utilización de un 40% de la potencia contratada.

Anualmente se procederá a la actualización de los depósitos de garantía.

En el caso en que no se exija el depósito en un ámbito geográfico determinado y categoría de consumidores determinada esta exención deberá ser publicada y comunicada a la Dirección General de Política Energética y Minas. En cualquier otro caso, la exención no podrá ser discriminatoria entre consumidores de similares características, debiendo ser comunicadas a la Dirección General de Política Energética y Minas.

El depósito se considerará adscrito al consumidor como titular del contrato y no podrá ser exigido transcurridos seis meses desde la primera formalización del mismo.

La devolución del depósito de garantía, que se realizará siempre al consumidor con independencia de que este haya contratado el acceso directamente o a través del comercializador, será automática a la resolución formal del contrato, quedando la empresa distribuidora autorizada a aplicar la parte correspondiente del mencionado depósito al saldo de las cantidades pendientes de pago una vez resuelto el contrato.

8. Sin perjuicio de lo establecido en el capítulo de acometidas eléctricas del presente Real Decreto, aparte del depósito, la empresa distribuidora no podrá exigir el pago de ninguna cantidad anticipada. Como excepción, en los suministros eventuales de corta duración, inferior a dos meses, se admitirá la facturación previa de los consumos estimados, en base a la potencia solicitada y al número de horas de utilización previsible, no procediendo en este caso el cobro del depósito.

9. Las empresas distribuidoras podrán negarse a suscribir contratos de tarifa de suministro o tarifa de acceso a las redes con aquellos consumidores que hayan sido declarados deudores por sentencia judicial firme de cualquier empresa distribuidora por alguno de los conceptos incluidos en el presente Real Decreto siempre que no justificara el pago de dicha deuda y su cuantía fuera superior a 150,253026 euros. Así mismo, se podrá denegar la suscripción del contrato de suministro a tarifa o de acceso a las redes cuando las instalaciones del consumidor no cumplan las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias.

10. Todo consumidor tiene el derecho a recibir el suministro en las condiciones mínimas de Calidad que se establecen en el presente Real Decreto.

Artículo 80. *Condiciones del contrato de suministro a tarifa.*

1. Podrán suscribir contratos de suministro a tarifa con las empresas distribuidoras todos aquellos consumidores que no tengan la condición de cualificados o que teniéndola no ejerzan dicha condición de acuerdo con la normativa vigente.

2. El consumidor tiene el derecho a que la empresa distribuidora le informe y asesore en el momento de la contratación, con los datos que le facilite, sobre la tarifa y potencia o potencias a contratar más conveniente, complementos tarifarios y demás condiciones del contrato, así como la potencia adscrita a la instalación de acuerdo con lo previsto en el capítulo de acometidas eléctricas del presente Real Decreto.

3. Si la conexión de las instalaciones del consumidor se efectúa en la red de transporte, el contrato de tarifa de suministro deberá suscribirse con el distribuidor de la zona, previa presentación del contrato técnico suscrito con el transportista según se regula en el artículo 58 del presente Real Decreto. En los casos de suspensión de suministro y resolución de contratos de acuerdo con las secciones 4.ª y 5.ª del presente capítulo el distribuidor lo comunicará al transportista al que esté conectado el consumidor para que proceda a hacer efectivo el corte.

Artículo 81. *Condiciones del contrato de acceso a las redes.*

1. Podrán suscribir contratos de acceso a las redes con las empresas distribuidoras todos aquellos consumidores cualificados y otros sujetos en los términos establecidos en la normativa vigente.

2. Los consumidores cualificados que opten por ejercer dicho derecho podrán contratar el acceso a las redes y la adquisición de la energía conjuntamente o por separado.

3. En el caso en que el consumidor cualificado opte por contratar conjuntamente la adquisición de la energía y el acceso a las redes con un comercializador u otro sujeto cualificado, estos últimos sólo podrán contratar con el distribuidor el acceso a las redes en nombre de aquéllos, quedando obligados a comunicar la duración del contrato de adquisición de energía, el cual no será efectivo hasta que no se disponga del acceso a la red. En estos casos el comercializador o sujeto cualificado estará obligado a informar al consumidor, con carácter anual, del importe detallado de la facturación correspondiente a la tarifa de acceso que haya contratado en su nombre con el distribuidor, salvo que el consumidor decida que desea que se le informe en cada facturación, en cuyo caso el comercializador está obligado a remitírsela.

En cualquier caso, en las relaciones entre el consumidor y el comercializador u otro sujeto cualificado se estará a lo que acuerden las partes, sin perjuicio de que las tarifas de acceso a las redes sean reguladas.

4. Los sujetos cualificados y los consumidores cualificados que opten por contratar de forma separada la adquisición de la energía y el acceso a la red, deberán contratar directamente con el distribuidor el acceso a las redes, quedando obligados a comunicar a éste el concreto sujeto con el que tienen suscrito, en cada momento, el contrato de adquisición de energía, así como la duración del mismo.

5. El contrato de acceso a las redes deberá suscribirse para cada uno de los puntos de conexión a las mismas, con independencia de que se trate de una única instalación, salvo que la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía haya autorizado la agrupación de puntos de conexión de acuerdo con la normativa tarifaria vigente.

6. El consumidor o sujeto cualificado tiene el derecho a que la empresa distribuidora le informe, en el momento de la contratación, sobre las potencias disponibles según las distintas tensiones existentes en la zona.

7. Si la conexión de las instalaciones del consumidor se efectúa en la red de transporte, el contrato de acceso a las redes deberá suscribirse con el distribuidor de la zona, previa presentación del contrato técnico suscrito con el transportista según se regula en el artículo 58. En los casos de suspensión del acceso o resolución del contrato, de acuerdo con las secciones 4.ª y 5.ª del presente capítulo, el distribuidor lo comunicará al transportista al que esté conectado el consumidor o sujeto cualificado para que proceda a la desconexión de sus redes.

Sección 2.ª Facturación del suministro a tarifa y del acceso a las redes

Artículo 82. *Facturación del suministro a tarifa y del acceso a las redes.*

1. La facturación del suministro a tarifa y del acceso a las redes se efectuará por la empresa distribuidora mensual o bimestralmente, y se llevará a cabo en base a la lectura de los equipos de medida instalados al efecto.

2. **(Derogado)**

Previo acuerdo expreso entre las partes, podrá facturarse una cuota fija mensual proporcional a los consumos históricos y cuando no los haya con una estimación de horas de utilización diaria, previamente acordada, más el término de potencia. En todo caso, se producirá una regularización anual en base a lecturas reales. Cuando se pacte una cuota fija mensual, la empresa distribuidora podrá exigir una determinada forma de pago.

3. A petición del consumidor a tarifa y con cargo al mismo, se podrán instalar equipos de medida de funcionamiento por monedas, tarjetas u otros sistemas de autocontrol, que se acomodarán a la estructura tarifaria vigente. Estos equipos de medida deberán ser de modelo aprobado o tener autorizado su uso y contar con verificación primitiva o la que corresponda y precintado.

4. **(Derogado)**
5. **(Derogado)**

Sección 3.ª Traspaso y subrogación de los contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes

Artículo 83. *Traspaso y subrogación de los contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes.*

1. El consumidor que esté al corriente de pago, podrá traspasar su contrato a otro consumidor que vaya a hacer uso del mismo en idénticas condiciones. El titular lo pondrá en conocimiento de la empresa distribuidora mediante comunicación que permita tener constancia a efectos de expedición del nuevo contrato.

2. Para la subrogación en derechos y obligaciones de un contrato de suministro a tarifa o de acceso a las redes bastará la comunicación que permita tener constancia a la empresa distribuidora a efectos del cambio de titularidad del contrato.

3. En los casos en que el usuario efectivo de la energía o del uso efectivo de las redes, con justo título, sea persona distinta al titular que figura en el contrato, podrá exigir, siempre que se encuentre al corriente de pago, el cambio a su nombre del contrato existente, sin más trámites.

4. La empresa distribuidora no percibirá cantidad alguna por la expedición de los nuevos contratos que se deriven de los cambios de titularidad señalados en los puntos anteriores, salvo la que se refiere a la actualización del depósito.

5. No obstante lo anterior, para los incrementos de potencia de los contratos en baja tensión cuya antigüedad sea superior a veinte años, las empresas distribuidoras deberán proceder a la verificación de las instalaciones, autorizándose a cobrar, en este caso, los derechos de verificación vigentes, no siendo exigible en otro tipo de modificaciones. Si efectuada dicha verificación se comprobase que las instalaciones no cumplen las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias, la empresa distribuidora deberá exigir la adaptación de las instalaciones y la presentación del correspondiente boletín del instalador.

Sección 4.ª Pago y suspensión del suministro

Artículo 84. *Período de pago e intereses de demora de los contratos de suministro a tarifa.*

1. Para consumidores privados a tarifa, el período de pago se establece en veinte días naturales desde la emisión de la factura por parte de la empresa distribuidora. En el caso de que el último día del período de pago fuera sábado o festivo, éste vencerá el primer día laborable que le siga.

Dentro del período de pago, los consumidores privados podrán hacer efectivos los importes facturados mediante domiciliación bancaria, a través de las cuentas que señalen las empresas distribuidoras en cajas de ahorro o entidades de crédito, en las oficinas de cobro de la empresa distribuidora o en quien ésta delegue. En zonas geográficas donde existan dificultades para utilizar los anteriores sistemas, el consumidor podrá hacer efectivo el importe facturado mediante giro postal u otro medio similar.

2. En el caso de las Administraciones públicas, transcurridos dos meses desde que les hubiera sido requerido fehacientemente el pago sin que el mismo se hubiera hecho efectivo, comenzarán a devengarse intereses que serán equivalentes al interés legal del dinero incrementado en 1,5 puntos.

Artículo 84 bis. *Suspensión del suministro a consumidores personas físicas en su vivienda habitual con potencia contratada igual o inferior a 10 kW.*

La suspensión del suministro de energía eléctrica a consumidores personas físicas en su vivienda habitual con potencia contratada igual o inferior a 10 kW seguirá lo dispuesto en el Capítulo VI del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.

Artículo 85. *Suspensión del suministro a tarifa por impago.*

1. La empresa distribuidora podrá suspender el suministro a consumidores privados a tarifa cuando hayan transcurrido al menos dos meses desde que les hubiera sido requerido fehacientemente el pago, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo. A estos efectos, el requerimiento se practicará mediante remisión, a la dirección que a efectos de comunicación figure en el contrato de suministro a tarifa, por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado o su representante, así como de la fecha, identidad y contenido del mismo, quedando la empresa distribuidora obligada a conservar en su poder la acreditación de la notificación efectuada. En el supuesto de rechazo de la notificación, se especificarán las circunstancias del intento de notificación y se tendrá por efectuado el trámite. Dicha comunicación deberá incluir el trámite de interrupción del suministro por impago, precisando la fecha a partir de la que se interrumpirá, de no abonarse en fecha anterior las cantidades adeudadas.

2. En el caso de las Administraciones públicas, la empresa distribuidora podrá proceder a la suspensión del suministro por impago, siempre que el mismo no haya sido declarado esencial, si transcurridos cuatro meses desde el primer requerimiento dicho pago no se hubiera hecho efectivo.

3. Para proceder a la suspensión del suministro por impago, la empresa distribuidora no podrá señalar como día para la interrupción un día festivo ni aquéllos que, por cualquier motivo, no exista servicio de atención al cliente tanto comercial como técnica a efectos de la reposición del suministro, ni en víspera de aquellos días en que se dé alguna de estas circunstancias.

4. Efectuada la suspensión del suministro, éste será repuesto como máximo al día siguiente del abono de la cantidad adeudada, de los intereses que haya devengado de acuerdo con el artículo anterior y de la cantidad autorizada en concepto de reconexión del suministro.

Artículo 86. *Suspensión del suministro a los consumidores y sujetos cualificados.*

1. La suspensión del suministro de energía a los consumidores cualificados estará sujeta a las condiciones de garantía de suministro y suspensión que hubieran pactado.

Las condiciones generales de contratación del suministro de energía eléctrica entre los consumidores cualificados y las empresas que realicen el suministro, así como la existencia de pactos particulares que pudieran condicionar la garantía de suministro, deberán ser comunicadas a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de la Energía y a las Comunidades Autónomas en aquellos casos en que los suministros se realicen exclusivamente en el ámbito territorial de las mismas.

2. Cuando se rescindiera un contrato de suministro entre un consumidor y un comercializador antes de la fecha de expiración del mismo, el comercializador podrá exigir la suspensión del suministro a la empresa distribuidora mediante comunicación fehaciente a la misma. La empresa distribuidora procederá a la suspensión del suministro si transcurridos cinco días hábiles desde la citada notificación el comercializador no indicase lo contrario o el consumidor no acreditase la suscripción de un nuevo contrato con otro comercializador.

En estos casos, cuando el comercializador de energía eléctrica no hubiera comunicado a la empresa distribuidora la rescisión del contrato de suministro, la empresa distribuidora quedará exonerada de cualquier responsabilidad sobre la energía entregada al consumidor.

3. Las reglas y condiciones de funcionamiento del mercado de producción, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 27, apartado 3, del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, deberán incluir en todo caso los procedimientos a seguir:

a) En el supuesto de que los agentes que adquieren energía del mercado mayorista incumplan sus obligaciones de pago, así como las comunicaciones que en estos casos deben realizarse entre los diferentes agentes del mercado.

b) Las comunicaciones de las altas y bajas como agente del mercado de aquellos consumidores que adquieran energía directamente del mercado de producción, así como del resto de agentes de dicho mercado.

Estas reglas deberán garantizar la comunicación de estos hechos al Ministerio de Economía, a la Comisión Nacional de Energía, así como a los consumidores y agentes afectados, en un plazo que no podrá exceder en ningún caso los cinco días hábiles.

Artículo 87. *Otras causas de la suspensión del suministro.*

La empresa distribuidora podrá interrumpir el suministro de forma inmediata en los siguientes casos:

a) Cuando se haya realizado un enganche directo sin previo contrato.
b) Cuando se establezcan derivaciones para suministrar energía a una instalación no prevista en el contrato.
c) Cuando se manipule el equipo de medida o control o se evite su correcto funcionamiento.
d) En el caso de instalaciones peligrosas.

En todos los casos anteriores la interrupción del suministro se llevará a cabo por la empresa distribuidora y se comunicará a la Administración competente, haciéndolo por escrito o por cualquier otro medio aceptado entre las partes.

De no existir criterio objetivo para girar la facturación en estos supuestos, la empresa distribuidora la girará facturando un importe correspondiente al producto de la potencia contratada, o que se hubiese debido contratar, por seis horas de utilización diarias durante un año, sin perjuicio de las acciones penales o civiles que se puedan interponer.

Artículo 88. *Gastos por desconexión y reconexión.*

Los gastos que origine la suspensión del suministro serán por cuenta de la empresa distribuidora y la reconexión del suministro, en caso de corte justificado, será por cuenta del consumidor o sujeto cualificado, que deberá abonar una cantidad equivalente al doble de los derechos de enganche vigentes como compensación por los gastos de desconexión.

Artículo 89. *Servicios declarados esenciales.*

1. Lo establecido en los artículos anteriores en relación con la suspensión del suministro o del acceso por impago u otras causas no será de aplicación a los servicios esenciales.
2. Los criterios para determinar los servicios que deben ser considerados esenciales serán:

a) Alumbrado público a cargo de las Administraciones públicas.
b) Suministro de aguas para el consumo humano a través de red.
c) Acuartelamientos e instituciones directamente vinculadas a la defensa nacional, a las fuerzas y cuerpos de seguridad, a los bomberos, a protección civil y a la policía municipal, salvo las construcciones dedicadas a viviendas, economato y zonas de recreo de su personal.
d) Centros penitenciarios, pero no así sus anejos dedicados a la población no reclusa.
e) Transportes de servicio público y sus equipamientos y las instalaciones dedicadas directamente a la seguridad del tráfico terrestre, marítimo o aéreo.
f) Centros sanitarios en que existan quirófanos, salas de curas y aparatos de alimentación eléctrica acoplables a los pacientes, y hospitales.
g) Servicios funerarios.

Las empresas distribuidoras o comercializadoras podrán afectar los pagos que perciban de aquellos de sus clientes que tengan suministros vinculados a servicios declarados como esenciales en situación de morosidad, al abono de las facturas correspondientes a dichos servicios, con independencia de la asignación que el cliente, público o privado, hubiera atribuido a estos pagos.

Sección 5.ª Resolución de los contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes

Artículo 90. *Resolución de los contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes.*

1. La interrupción del suministro por impago o por alguna de las causas establecidas en la presente sección durante más de dos meses desde la fecha de suspensión, determinará la resolución del contrato de suministro o de acceso.

No obstante lo dispuesto en el párrafo anterior, los contratos de suministro de las Administraciones públicas, que no hayan sido declarados esenciales, serán resueltos si la demora en el pago fuera superior a seis meses.

En los supuestos anteriores, si un consumidor con justo título para dicho punto de suministro solicita la formalización de un nuevo contrato, la resolución del anterior contrato será automática.

2. La suspensión del suministro o del acceso en los casos de fraude dará lugar a la resolución automática del contrato.

Artículo 91. *Otras causas de resolución de los contratos.*

En todo caso, serán causas de resolución del contrato las siguientes:

a) El no permitir la entrada en horas hábiles o de normal relación con el exterior, en los locales donde se encuentran las instalaciones de transformación, medida o control a personal autorizado por la empresa distribuidora encargada de la medida.

b) La negligencia del consumidor o sujeto cualificado respecto a la custodia de los equipos de medida y control, con independencia de quién sea el propietario de los mismos.

c) La negligencia del consumidor o sujeto cualificado respecto a la instalación de equipos correctores en el caso que produzca perturbaciones a la red y, una vez transcurrido el plazo establecido por el organismo competente para su corrección, ésta no se hubiera efectuado.

Sección 6.ª Medida y control

Artículo 92. *Control de la potencia contratada.*

1. En los contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes se establecerá la potencia o potencias contratadas del suministro.

2. La empresa distribuidora deberá controlar que la potencia realmente demandada por el consumidor no exceda de la contratada. El control de la potencia se efectuará mediante interruptores de control de potencia, maxímetros u otros aparatos de corte automático. El control de la potencia podrá ser incorporado al equipo de medida necesario para la liquidación de la energía.

3. Los interruptores de control de potencia (ICP), para intensidades de hasta 63 A, se ajustarán a la gama de intensidades normalizadas.

Para suministros en baja tensión de intensidad superior a 63 A podrán utilizarse interruptores de intensidad regulable, maxímetros o integradores incorporados al equipo de medida de la energía, a elección del consumidor, de acuerdo con la normativa aplicable a tarifas.

Cuando la facturación de un consumidor se haga en alta tensión, pero la medida se efectúe en baja tensión, los interruptores de control de potencia se instalarán en el lado de baja tensión con el margen de intensidad necesario para tener en cuenta las pérdidas de transformación.

Cuando el control de la potencia se efectúe por medio de maxímetro o por integradores incorporados al equipo de medida de la energía, la facturación del suministro se realizará atendiendo a las lecturas resultantes. El registro de una potencia superior a la vigente en la acometida autoriza a la empresa distribuidora a facturar al consumidor los derechos de acometida correspondientes a dicho exceso, cuyo valor quedará adscrito a la instalación, sin que esta facultad pueda dar lugar a prácticas discriminatorias entre comercializadores o consumidores.

Artículo 93. *Instalación de equipos de medida y control.*

1. Para la contratación del suministro eléctrico, el consumidor deberá contar con instalaciones adecuadas para la colocación de los equipos de medida y control.

2. Los equipos de medida de energía eléctrica podrán ser instalados por cuenta del consumidor o ser alquilados a las empresas distribuidoras, siempre que los mismos dispongan de aprobación de modelo o en su caso pertenezcan a un tipo autorizado y hayan sido verificados según su normativa de aplicación.

En el caso de los consumidores de baja tensión, las empresas distribuidoras están obligadas a poner a su disposición equipos de medida y elementos de control de potencia para su alquiler.

Los limitadores de corriente o interruptores de control de potencia (ICP) se colocarán en el local o vivienda lo más cerca posible del punto de entrada de la derivación individual.

Si por alguna circunstancia hubieran de instalarse en la centralización de contadores, los interruptores de control de potencia serán de reenganche automático o reenganchables desde el domicilio del contrato.

En los casos en que el equipo de control de potencia se coloque con posterioridad al inicio del suministro, éste se instalará preferentemente del tipo de ICP de reenganche automático. En caso de que el cliente opte por alquilar el equipo a la empresa distribuidora, el precio de alquiler incluirá los costes asociados a la instalación; todo ello sin perjuicio del derecho de cobro, por parte de la empresa distribuidora, de los derechos de enganche que correspondan en concepto de verificación y precintado de dicho equipo de control de potencia y la obligación del consumidor de contar con las instalaciones adecuadas para la colocación de los equipos de medida y control.

En los casos en los que el equipo de control de potencia se coloque con posterioridad al inicio del suministro, el distribuidor deberá comunicar al cliente la obligación de instalarlo según los plazos establecidos. Transcurridas dos notificaciones sin que el consumidor haya expresado su voluntad de proceder a instalar por sí mismo el ICP, el distribuidor deberá proceder a su instalación, facturando en este caso, además de los derechos de enganche vigentes, el precio reglamentariamente establecido para el alquiler del equipo de control de potencia.

En aquellos casos en que el distribuidor se vea imposibilitado a instalar el equipo de control de potencia, podrá proceder a la suspensión del suministro, de acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 85 de este Real Decreto relativo a la suspensión del suministro a tarifa por impago.

3. Realizada la instalación, se colocarán en los equipos de medida los precintos que sean exigibles que en el caso de consumidores a tarifa sólo podrán ser alterados o manipulados por la empresa distribuidora.

4. Los distribuidores deberán exigir que los suministros de baja tensión conectados a sus redes de distribución correspondan a potencias normalizadas. A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas establecerá en el plazo de tres meses la tabla de potencias normalizadas para todos los suministros en baja tensión.

En aquellos casos en que sea preciso proceder a la normalización de las potencias con posterioridad al inicio del suministro, dicha normalización se producirá simultáneamente a la instalación de los equipos de control de potencia.

Si el consumidor optase por acogerse a una potencia normalizada superior a la previamente contratada, las empresas distribuidoras deberán proceder a la verificación de las instalaciones, autorizándose a cobrar, por este concepto, los derechos de verificación vigentes. Si efectuada dicha verificación se comprobase que las instalaciones no cumplen las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias, la empresa distribuidora deberá exigir la adaptación de las instalaciones y la presentación del correspondiente boletín del instalador.

Artículo 94. *Equipos instalados.*

El consumidor será responsable de la custodia de los equipos de medida y control y el propietario de los mismos lo será de su mantenimiento.

Si por elevaciones anormales de tensión u otras causas imputables a la empresa distribuidora, los equipos de medida y control sufren averías, será de cuenta de la empresa distribuidora su reparación o sustitución.

Artículo 95. *Lectura de los suministros.*

1. La lectura de los suministros será responsabilidad de las empresas distribuidoras.

2. La lectura de la energía suministrada al consumidor cualificado mediante contratos no acogidos a tarifa será responsabilidad del distribuidor, quien la pondrá a disposición de los agentes participantes o interesados en la misma, quienes para ello tendrán acceso a la lectura de la misma.

Los equipos de medida de la energía suministrada a los consumidores cualificados mediante contratos no acogidos a tarifa podrán incorporar los elementos necesarios para la medición de las magnitudes requeridas para la facturación de los contratos de acceso a la red.

Artículo 96. *Comprobación de los equipos de medida y control.*

1. Tanto las empresas distribuidoras y, en su caso, las comercializadoras o el operador del sistema, como los consumidores, tendrán derecho a solicitar, del órgano de la Administración competente donde radique la instalación, la comprobación y verificación de los contadores, interruptores de control de potencia (ICP) y otros aparatos que sirvan de base para la facturación, cualquiera que sea su propietario.

2. En el caso de comprobarse un funcionamiento incorrecto, se procederá a efectuar una refacturación complementaria.

Si se hubieran facturado cantidades inferiores a las debidas, la diferencia a efectos de pago podrá ser prorrateada en tantas facturas mensuales como meses transcurrieron en el error, sin que pueda exceder el aplazamiento ni el periodo a rectificar de un año.

Si se hubieran facturado cantidades superiores a las debidas, deberán devolverse todas las cantidades indebidamente facturadas en la primera facturación siguiente, sin que pueda producirse fraccionamiento de los importes a devolver.

En este caso, se aplicará a las cantidades adelantadas el interés legal del dinero vigente en el momento de la refacturación. En el caso de que el error sea de tipo administrativo, los cobros o devoluciones tendrán el mismo tratamiento que el señalado anteriormente.

Artículo 97. *Cambio de características de la energía.*

1. Las empresas distribuidoras, previa autorización de la Administración competente, podrán modificar las tensiones de sus redes de distribución en baja tensión para adaptarlas a las tensiones normalizadas de uso más común y generalizado.

En tales casos, las empresas distribuidoras deberán modificar a su cargo los equipos de medida y control y adaptar o sustituir los aparatos receptores de los consumidores hasta el cociente de la potencia contratada por el coeficiente 0,6, salvo que el consumidor tuviera declarados los aparatos receptores en el contrato de suministro, en cuyo caso la adaptación o sustitución afectará a todos ellos.

2. Cuando el suministro se realice en alta tensión, la empresa distribuidora, también previa autorización de la Administración competente, podrá sustituir una tensión no normalizada por otra normalizada, asumiendo la obligación de sustituir o adaptar las instalaciones y los aparatos de transformación, control, medida y protección, sean o no de su propiedad.

3. Si el cambio de tensión se efectúa a petición del consumidor, o del comercializador que lo represente, la empresa distribuidora la referida instalación, señalando, en su caso, las modificaciones a realizar, corriendo a cargo del solicitante tanto los gastos que origine la sustitución de los equipos de protección y medida como los derechos de verificación.

Sección 7.ª Reclamaciones

Artículo 98. *Reclamaciones.*

Las reclamaciones o discrepancias que se susciten en relación con el contrato de suministro a tarifa, o de acceso a las redes, o con las facturaciones derivadas de los mismos serán resueltas administrativamente por el órgano competente en materia de energía de la Comunidad Autónoma o Ciudades de Ceuta y Melilla, en cuyo territorio se efectúe el suministro, independientemente de las actuaciones en vía jurisdiccional que pudieran producirse a instancia de cualquiera de las partes, sin perjuicio de lo establecido en la disposición adicional undécima. Tercero de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

CAPÍTULO II

Calidad de servicio

Artículo 99. *Concepto, contenido y extensión de la calidad de servicio.*

1. La calidad de servicio es el conjunto de características, técnicas y comerciales, inherentes al suministro eléctrico exigibles por los sujetos, consumidores y por los órganos competentes de la Administración.

Las empresas distribuidoras podrán pactar con los consumidores, o en su caso con los comercializadores que representen a los consumidores cualificados, el establecimiento de una calidad especial, superior a la regulada en este capítulo y con efectos exclusivamente privados, sin que en ningún caso tales pactos puedan suponer un trato discriminatorio entre consumidores o sujetos cualificados de características similares.

Los comercializadores no podrán pactar con los consumidores calidades superiores a las reglamentadas, salvo que figuren expresamente en el contrato de acceso a las redes suscrito con el distribuidor.

2. La calidad de servicio viene configurada por el siguiente contenido:

a) Continuidad del suministro, relativa al número y duración de las interrupciones del suministro.

b) Calidad del producto, relativa a las características de la onda de tensión.

c) Calidad en la atención y relación con el cliente, relativa al conjunto de actuaciones de información, asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación.

3. Se reconoce la siguiente clasificación de la calidad de servicio en cuanto a su extensión:

a) Calidad individual: es aquella de naturaleza contractual, que se refiere a cada uno de los consumidores.

b) Calidad zonal: es la referida a una determinada zona geográfica, atendida por un único distribuidor.

4. A los efectos de la aplicación del presente capítulo, se establece la siguiente clasificación de zonas:

A) Zona urbana: conjunto de municipios de una provincia con más de 20.000 suministros, incluyendo capitales de provincia, aunque no lleguen a la cifra anterior.

B) Zona semiurbana: conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia.

C) Zona rural:

a) Zona rural concentrada: conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000.

b) Zona rural dispersa: conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros, así como los suministros ubicados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales.

No obstante, para empresas eléctricas que distribuyan en aquellos ámbitos territoriales con dispersión de la localización de la demanda en diferentes núcleos de población dentro de un municipio, el Ministerio de Economía, a solicitud de la empresa distribuidora afectada, podrá definir las zonas, urbanas, semiurbanas y rurales en función de los citados núcleos.

Artículo 100. *Definiciones.*

A los efectos del presente capítulo, se considera:

1. Consumidor: el cliente que compra electricidad para su consumo propio.
2. Tensión de alimentación: valor eficaz de la tensión presente en un instante dado en el punto de suministro y medido en un intervalo de tiempo dado.
3. Tensión nominal de una red de distribución: tensión que caracteriza o identifica una red y a la cual se hace referencia para ciertas características de funcionamiento.
4. Tensión de alimentación declarada: es la tensión nominal de la red, salvo que, como consecuencia de un acuerdo entre distribuidor y consumidor, la tensión de alimentación aplicada en el punto de entrega difiera de la tensión nominal, en cuyo caso aquélla corresponde a la tensión de alimentación declarada.
5. Interrupción de alimentación: condición en la que la tensión en los puntos de suministro no supera el 10 por 100 de la tensión declarada. Las interrupciones pueden ser largas, de duración superior a tres minutos, o breves, de duración inferior o igual a tres minutos. El Ministerio de Economía, en función de la evolución de la tecnología, podrá modificar el valor máximo del tiempo hasta el cual una interrupción puede ser clasificada como breve.
6. TIEPI: es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión (1 kV < V ≤ 36 kV).

Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^{k} (PI_i \times H_i)}{\sum PI}$$

Donde:

ΣPI = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

PI_i = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción «i» de duración H_i (en kVA).

H_i = tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia PI_i (en horas).

K = número total de interrupciones durante el período considerado.

Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del TIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

7. Percentil 80 del TIEPI: es el valor del TIEPI que no es superado por el 80 por 100 de los municipios del ámbito provincial definidos.
8. NIEPI: es el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión (1 kV < V ≤ 36 kV). Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^{k} PI_i}{\sum PI}$$

Donde:

ΣPI = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

PI_i = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción «i» (en kVA).

K = número total de interrupciones durante el período considerado.

Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del NIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

Artículo 101. *Continuidad del suministro.*

1. La continuidad del suministro viene determinada por el número y la duración de las interrupciones. Las interrupciones pueden ser imprevistas o programadas para permitir la ejecución de trabajos programados en la red, en cuyo caso los consumidores deberán ser informados de antemano por la empresa distribuidora, previa autorización de la Administración competente de acuerdo con lo previsto en el presente artículo.

2. La determinación de la continuidad del suministro, por las interrupciones de suministro, se basa en dos parámetros:

a) El tiempo de interrupción, igual al tiempo transcurrido desde que la misma se inicia hasta que finaliza, medido en horas. El tiempo de interrupción total será la suma de todos los tiempos de interrupción durante un plazo determinado.

b) El número de interrupciones. El número de interrupciones total será la suma de todas las interrupciones habidas durante un plazo determinado.

3. Para que las interrupciones se califiquen de programadas, las empresas distribuidoras deberán solicitar la correspondiente autorización del órgano competente de energía de la Administración autonómica correspondiente con una antelación mínima de setenta y dos horas, no computándose a tales efectos los sábados, domingos o festivos.

La autorización del órgano competente de energía de la Administración autonómica se entenderá otorgada si transcurrido el plazo de cuarenta y ocho horas desde la solicitud no se estableciera objeción a la interrupción. En aquellos supuestos en que el órgano competente de energía de la Administración autonómica considere que no queda justificada la interrupción programada, o bien que de la misma pueden derivarse perjuicios importantes, podrá denegar la autorización solicitada.

Las interrupciones programadas deberán ser comunicadas a los consumidores afectados con una antelación mínima de veinticuatro horas, por los siguientes medios:

a) Mediante comunicación individualizada, de forma que quede constancia de su envío, a los consumidores cuyos suministros se realicen a tensiones superiores a 1 kV y a los establecimientos que presten servicios declarados esenciales.

b) Mediante carteles anunciadores, situados en lugares visibles, en relación con el resto de consumidores, y mediante dos de los medios de comunicación escrita de mayor difusión de la provincia.

En el caso de que la Administración Autonómica no autorice la interrupción programada y ésta ya haya sido anunciada a los consumidores, deberá informarse a éstos de tal circunstancia por los mismos medios anteriores.

En todos los casos, el documento de aviso deberá contener la fecha y la hora de inicio de la interrupción, así como la fecha y la hora de su finalización.

4. El número y la duración de las interrupciones programadas deberán tenerse en cuenta a efectos de cálculo del TIEPI y NIEPI total, pero las mismas no darán lugar a reducciones en la facturación, a no ser que no se hubieran observado los requisitos exigidos en los apartados anteriores.

Artículo 102. *Calidad del producto.*

1. La calidad del producto hace referencia al conjunto de características de la onda de tensión, la cual puede verse afectada, principalmente, por las variaciones del valor eficaz de la tensión y de la frecuencia y por las interrupciones de servicio y huecos de tensión de duración inferior a tres minutos.

2. Para la determinación de los aspectos de la calidad del producto se seguirán los criterios establecidos en la norma UNE-EN 50.160 o norma que la sustituya y las instrucciones técnicas complementarias que se dicten por el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, en desarrollo del presente Real Decreto.

Artículo 103. *Calidad de la atención al consumidor.*

1. La calidad de la atención y relación con el consumidor se determinará atendiendo a las características del servicio, entre las que se encuentran el conjunto de aspectos referidos al asesoramiento del consumidor en materia de contratación, facturación, cobro, medida de consumos y demás aspectos derivados del contrato suscrito.

2. En concreto, los indicadores de calidad individual, basada en la atención al consumidor, serán los siguientes, sin perjuicio de las modificaciones que puedan introducirse a través de las instrucciones técnicas complementarias que en su caso se aprueben:

A) Elaboración de los presupuestos correspondientes a nuevos suministros: a partir de la solicitud de un suministro, la empresa distribuidora comunicará por escrito al solicitante el punto de suministro y las condiciones técnico-económicas para realizar el mismo, con indicación de la necesidad o no de reservar locales para centros de transformación dentro de los siguientes plazos máximos, contados en días hábiles:

1.º Suministros en baja tensión:

a) Cuando se solicite un suministro de hasta 15 kW en el que no sea preciso realizar instalaciones de extensión, la empresa distribuidora dará por escrito las condiciones técnico-económicas en un plazo de cinco días.

b) Para cualquier servicio cuando no sea necesaria la instalación de centro de transformación: diez días.

c) Cuando sea necesaria la instalación de centros de transformación:

1.ª Servicio auxiliar de obras: diez días.

2.ª Servicio definitivo con centro de transformación de media a baja tensión: veinte días.

3.ª Servicio definitivo con subestación transformadora de alta a media tensión: treinta días.

2.º Suministros en alta tensión:

a) Para un consumidor con tensión nominal de suministro igual o inferior a 66 kV: cuarenta días.

b) Otros suministros de alta tensión: sesenta días.

Las empresas distribuidoras, dentro de los plazos anteriormente indicados, facilitarán por escrito a los solicitantes la justificación detallada de los derechos de acometida a liquidar, precisando el sistema empleado para su determinación y su plazo de vigencia, que será, como mínimo, de tres meses a partir de la fecha de la notificación.

Una vez definida la propuesta técnica y su aprobación, y una vez aceptada por el solicitante la previsión de los derechos correspondientes a la extensión, o a la conexión, según se trate, se establecerán las previsiones de actuación correspondientes a su ejecución.

B) Ejecución de las instalaciones necesarias para los nuevos suministros: cuando se trate de una instalación de extensión y que deba ser realizada por la empresa distribuidora,

los plazos de ejecución para la puesta en servicio de la instalación a partir del momento que se satisfagan los derechos de acometida serán los siguientes, contados en días hábiles:

1.º Suministros en baja tensión:

a) Cuando no sea preciso realizar ninguna ampliación de la red de baja tensión: cinco días.
b) Cuando únicamente se necesite ampliar la red de baja tensión: treinta días.
c) Cuando se necesite construir un centro de transformación: sesenta días.
d) Cuando se necesiten construir varios centros de transformación: ochenta días.

2.º Suministros en alta tensión:

a) Acometida a un solo consumidor con tensión nominal de suministro igual o inferior a 66 kV: ochenta días.
b) Otros suministros de alta tensión: el plazo se determinará en cada caso en función de la importancia de los trabajos a realizar.

En el cómputo de plazos no se tendrán en cuenta los necesarios para obtener autorizaciones, permisos o conformidad para la realización de los trabajos.
En el caso de que sea necesaria la construcción de uno o varios centros de transformación para uso del distribuidor, el plazo no comenzará a computarse hasta la firma de un documento de cesión de uso, correspondiente al local o locales. Además, deberán ser entregados en condiciones para poder realizar la instalación eléctrica, por lo menos, sesenta días antes de que finalice el plazo establecido.
Cuando concurran circunstancias especiales y no exista acuerdo entre el distribuidor y el cliente, el plazo lo fijará el órgano competente de la Administración correspondiente.

C) Enganche e instalación del equipo de medida, en el plazo máximo de cinco días hábiles, a contar desde que el consumidor hubiera suscrito el correspondiente contrato de suministro.
D) Atención de las reclamaciones que los consumidores hubieran presentado en relación a la medida de consumo, facturas emitidas, cortes indebidos, en un plazo máximo de cinco días hábiles para los usuarios de menos de 15 kW contratados y de quince días hábiles para el resto.
E) Enganche después de corte por impago, en un plazo máximo de veinticuatro horas después del pago de la factura.
F) Ejecución indebida de corte por impago.
G) Informar y asesorar a los consumidores en el momento de la contratación sobre la tarifa y potencia a contratar más conveniente a sus necesidades, de acuerdo con el apartado 2 del artículo 80 del presente Real Decreto, a partir de los datos aportados por los consumidores.

Artículo 104. *Cumplimiento de la calidad de suministro individual.*

1. El distribuidor deberá disponer de un sistema de registro de incidencias de acuerdo con el procedimiento de medida y control que se establezca según lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 108, que le permita determinar la afectación de las incidencias de continuidad del suministro de sus redes con todos y cada uno de los consumidores conectados a ellas en todas sus zonas de distribución. El plazo máximo de implantación será de un año desde la aprobación del citado procedimiento.
2. El distribuidor estará obligado, con relación a cada uno de sus consumidores, a que el tiempo y número de interrupciones imprevistas mayores de tres minutos de cada año natural, dependiendo de la zona donde esté situado el suministro, definida de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 99 del presente Real Decreto, no supere los siguientes valores:

a) Media tensión (de 1 a 36 kV):

	Número de horas	Número de interrupciones
Zona urbana	3,5	7
Zona semiurbana	7	11

	Número de horas	Número de interrupciones
Zona rural concentrada	11	14
Zona rural dispersa	15	19

Los consumidores conectados a redes de tensión superior a 36 kV se asimilarán a los umbrales definidos en zonas urbanas, sea cual sea su ubicación.

b) Baja tensión (menor o igual a 1 kV):

	Número de horas	Número de interrupciones
Zona urbana	5	10
Zona semiurbana	9	13
Zona rural concentrada	14	16
Zona rural dispersa	19	22

3. Los límites máximos de variación de la tensión de alimentación a los consumidores finales serán de ± 7 por 100 de la tensión de alimentación declarada. No obstante, este límite podrá ser modificado por el Ministerio de Economía en función de la evolución de la normativa en lo relativo a la normalización de tensiones. La frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 50 Hz. Los límites máximos de variación de esta frecuencia serán los establecidos en la norma UNE-EN 50.160.

Para los suministros a distribuidores que reciban la energía en el primer escalón de tensión (de 1 a 36 kV) las tolerancias anteriores se reducirán a un 80 por 100 de las establecidas con carácter general.

4. El consumidor tendrá derecho a instalar a su cargo un sistema de registro de medida de incidencias de calidad de servicio, debidamente precintado, al objeto de confrontar los valores aportados por las empresas distribuidoras. La instalación y precintado de este sistema deberá contar con el previo acuerdo de ambas partes, adoptado por escrito. En caso de discrepancia, resolverá el órgano competente de la Administración autonómica.

Artículo 105. *Consecuencias del incumplimiento de la calidad de servicio individual.*

1. El distribuidor es responsable del cumplimiento de los niveles de calidad individual definidos en los artículos anteriores, en relación con cada uno de los consumidores conectados a sus redes.

2. El incumplimiento de los valores fijados en el artículo anterior para la continuidad del suministro, determinará la obligación para los distribuidores de aplicar en la facturación de los consumidores conectados a sus redes los descuentos regulados en el apartado siguiente dentro del primer trimestre del año siguiente al del incumplimiento. La implantación de los descuentos por incumplimiento de los límites establecidos entrará en vigor a partir del día 1 de enero del año siguiente a la finalización del período de implantación del procedimiento de registro y control.

3. A estos efectos, en aquellos casos en que el distribuidor incumpla los valores para la continuidad del suministro individual, procederán a aplicar los siguientes descuentos:

a) Consumidores a tarifa:

1.º Si el incumplimiento es por el número de horas de interrupción, con carácter anual aplicará un descuento en la facturación del consumidor en una cantidad equivalente al consumo de su potencia media anual facturada, por la diferencia entre el número de horas de interrupción del consumidor y el número de horas de interrupción reglamentariamente fijado, valorado en cinco veces el precio del kWh correspondiente a su tarifa contratada, con un tope máximo del 10 por 100 de su facturación anual.

2.º Si el incumplimiento es por el número de interrupciones, el descuento en la facturación anual del consumidor será equivalente al consumo de su potencia media anual facturada, por el número de horas de interrupción valoradas al precio del kWh correspondiente a su tarifa contratada por la diferencia entre el número real de interrupciones, menos el fijado reglamentariamente, dividida por ocho, con un tope máximo del 10 por 100 de su facturación anual.

Si se incumplen ambos índices, se tomará el más favorable para el consumidor.

b) Consumidores cualificados:

1.º Por los peajes o tarifa de acceso: con carácter anual, al consumidor cualificado, en el caso de que éste contrate directamente el peaje o tarifa de acceso, o al comercializador, en caso contrario, aplicarán un descuento en la facturación en una cantidad equivalente a:

1.ª Si el incumplimiento es por el número de horas de interrupción, con carácter anual aplicará un descuento en la facturación del consumidor en una cantidad equivalente al consumo de su potencia media anual facturada, por la diferencia entre el número de horas de interrupción del consumidor y el número de horas de interrupción reglamentariamente fijado, valorado en cinco veces el precio del kWh correspondiente a su tarifa de acceso contratada, con un tope máximo del 10 por 100 de su facturación anual.

2.ª Si el incumplimiento es por el número de interrupciones, aplicará un descuento en la facturación anual del consumidor en una cantidad equivalente al consumo de su potencia media anual facturada, por el número de horas de interrupción valoradas al precio del kWh correspondiente a su tarifa de acceso contratada por la diferencia entre el número real de interrupciones, menos el fijado reglamentariamente, dividida por ocho, con un tope máximo del 10 por 100 de su facturación anual.

Si se incumplen ambos índices, se tomará el más favorable para el consumidor.

2.º Por la energía dejada de suministrar: las cantidades que, en su caso, se pacten libremente con el distribuidor. Éstas serán como mínimo equivalentes a:

1.ª Si el incumplimiento es por el número de horas de interrupción, aplicarán un descuento en la facturación del consumidor en una cantidad equivalente al consumo de su potencia media anual facturada, por la diferencia entre el número de horas de interrupción del consumidor y el número de horas de interrupción reglamentariamente fijado, valorado en cinco veces el precio final horario medio anual del kWh en el mercado de producción organizado, con un tope máximo del 10 por 100 de su facturación anual.

2.ª Si el incumplimiento es por el número de interrupciones, el descuento en la facturación anual del consumidor será equivalente al consumo de su potencia media anual facturada, por el número de horas de interrupción, valoradas al precio final horario medio anual del kWh en el mercado de producción organizado por la diferencia entre el número real de interrupciones, menos el fijado reglamentariamente, dividida por ocho, con un tope máximo del 10 por 100 de su facturación anual.

Si se incumplen ambos índices, se tomará el más favorable para el consumidor.

4. En caso de discrepancia entre el distribuidor y el consumidor, o comercializador en el caso de consumidores cualificados, sobre datos a tener en cuenta para la elaboración de los descuentos en las facturaciones, resolverá el órgano competente de la Administración, que tendrá derecho a consultar el registro de información utilizado por la empresa distribuidora.

La negativa por parte de la empresa distribuidora a proporcionar la información solicitada por el consumidor o comercializador, a los efectos del presente Real Decreto, podrá ser considerada infracción, de acuerdo con lo previsto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

5. En aquellos supuestos de incumplimiento de los valores fijados para la calidad del producto, la empresa distribuidora deberá adoptar las medidas correspondientes para subsanar, en un plazo máximo de seis meses, las causas que motiven la deficiente calidad del producto, salvo que por la alta complejidad técnica la Administración competente determine uno superior. En estos casos será necesario instrumentar un plan y que éste sea aprobado por la Administración competente.

6. En todos aquellos supuestos en que se incumpla lo establecido en el apartado 2 del artículo 103 del presente Real Decreto, las empresas distribuidoras procederán a abonar al consumidor, por cada incumplimiento, en la primera facturación que se produzca, la mayor de las siguientes cantidades: 30,050605 euros o el 10 por 100 de la primera facturación completa.

7. Sin perjuicio de las consecuencias definidas en los párrafos anteriores, el consumidor afectado por el incumplimiento de la calidad de servicio individual, podrá reclamar, en vía civil, la indemnización de los daños y perjuicios que dicho incumplimiento le haya causado.

8. En caso de discrepancia entre el distribuidor y el consumidor, o, en su caso el comercializador, sobre el cumplimiento de la calidad individual, resolverá el órgano competente de la Administración Autonómica donde se ubique el suministro.

No se considerarán incumplimientos de calidad los provocados por causa de fuerza mayor o las acciones de terceros, siempre que la empresa distribuidora lo demuestre ante la Administración competente. En cualquier caso, no se considerarán como casos de fuerza mayor los que resulten de la inadecuación de las instalaciones eléctricas al fin que han de servir, la falta de previsión en la explotación de las redes eléctricas o aquellos derivados del funcionamiento mismo de las empresas eléctricas. En caso de discrepancia, resolverá la Administración competente. Asimismo, no podrán ser alegados como causa de fuerza mayor los fenómenos atmosféricos que se consideren habituales o normales en cada zona geográfica, de acuerdo con los datos estadísticos de que se disponga.

9. La Administración competente podrá ordenar, de oficio o a instancia de parte, la apertura de expedientes informativos o sancionadores por falta de calidad.

Artículo 106. *Calidad zonal.*

1. Cada distribuidor está obligado a mantener los niveles de calidad zonal asignados a aquellas zonas donde desarrolle su actividad, calculados como media de la falta de continuidad anual del conjunto de municipios agrupados por provincias, de acuerdo con la clasificación efectuada de los mismos en el apartado 3 del artículo 99 del presente Real Decreto.

2. La medición de la calidad zonal se efectuará sobre la base del TIEPI, el percentil 80 del TIEPI y el NIEPI. El Ministerio de Economía podrá establecer otros indicadores adicionales y podrá revisar los límites de los valores establecidos.

3. Los límites de los valores del TIEPI, el percentil 80 del TIEPI y el NIEPI, durante cada año natural, teniendo en cuenta únicamente las interrupciones imprevistas, son los siguientes:

	TIEPI (Horas)	Percentil 80 del TIEPI (Horas)	NIEPI (Número)
Zona urbana	1,5	2,5	3
Zona semiurbana	3,5	5	5
Zona rural concentrada	6	10	8
Zona rural dispersa	9	15	12

Ningún municipio deberá superar el valor del percentil 80 del TIEPI durante más de dos años consecutivos.

Artículo 107. *Consecuencias del incumplimiento de la calidad zonal.*

1. Las empresas distribuidoras podrán declarar a la Administración competente la existencia de zonas donde tengan dificultad temporal para el mantenimiento de la calidad exigible, presentando a la vez un programa de actuación temporal que permita la corrección de las causas que lo originen. Estos programas se podrán incluir en los planes de mejora de calidad de servicio y la electrificación y mejora de la calidad en el ámbito rural que se instrumenten a través de la tarifa mediante Convenios de Colaboración entre el Ministerio de Economía, las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla y las empresas distribuidoras.

2. La cantidad anual que, en su caso, se fije en la tarifa para la ejecución de los planes citados en el apartado anterior se repartirá entre las diferentes zonas, atendiendo a los criterios y orden de prioridad siguientes:

a) Se aplicará a las zonas que presenten la mayor diferencia de los índices de calidad definidos en este real decreto respecto a la media nacional resultante por cada tipo de zona.

b) Ninguna zona podrá estar incluida en estos planes más de dos años. Estos planes deberán estar financiados por las empresas distribuidoras en una cuantía no inferior al 50 por ciento de las inversiones que se realicen.

3. **(Derogado)**

4. Si realizado un plan de calidad en la zona se continúan superando los límites establecidos en el artículo anterior, la empresa distribuidora deberá justificar los motivos a la Administración competente, que podrá determinar, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, que la causa del incumplimiento radica en la falta de calidad, estando obligada la empresa distribuidora, en este caso, a elaborar un plan de mejora de la calidad de suministro, a cargo y a costa del distribuidor, que ha de ser aprobado por la Administración competente. La presentación del plan de mejora de la calidad deberá realizarse ante la Administración competente en el plazo de seis meses a contar desde el requerimiento efectuado por parte de la misma, y en dicho plan deberán constar las actuaciones a realizar y los plazos de ejecución de las mismas.

5. La no elaboración o ejecución de los mencionados planes podrá ser considerada infracción, de acuerdo con lo previsto en el artículo 61.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Artículo 108. *Información sobre la calidad de servicio.*

1. Las empresas distribuidoras deberán elaborar anualmente información detallada de los valores de los índices de calidad para el ámbito de las distintas zonas de cada provincia donde ejercen su actividad, que se establecen en este capítulo: TIEPI, percentil 80 del TIEPI y NIEPI.

Estos índices calculados por provincias y zonas se desagregarán en los correspondientes a interrupciones programadas y los correspondientes a interrupciones imprevistas, diferenciándose en estas últimas las interrupciones imprevistas por causas de terceros, fuerza mayor y propias de la distribución, discriminando por cada uno de los municipios.

Para tensiones hasta 1 kV, elaborarán anualmente información agregada sobre interrupciones registradas, discriminando por cada tipo de zona y provincia y municipio, distinguiendo las programadas de las imprevistas.

Las empresas distribuidoras elaborarán anualmente información detallada de los valores de los aspectos de calidad del producto definidos en la UNE-EN 50-160 en cada una de las provincias de actuación. Esta información deberá ser facilitada a los clientes actuales o potenciales para el análisis de sus medios de protección, alimentaciones redundantes y ubicación adecuada.

Las empresas distribuidoras elaborarán anualmente información detallada de los valores de los aspectos de calidad en la atención y relación con los clientes en cada una de las provincias de actuación.

2. Esta información será enviada, antes del 30 de junio de cada año, al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, quien la comunicará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Asimismo, se remitirá en el mismo plazo al órgano competente de la comunidad autónoma la información correspondiente al ámbito de su territorio.

3. Para la elaboración de esta información, las citadas empresas deberán disponer de un procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro y la calidad del producto, homogéneo para todas las empresas y auditable. Este procedimiento será presentado de manera conjunta por las empresas distribuidoras, para su aprobación por el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, en el plazo de seis meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto.

4. La información obtenida será sometida a las correspondientes auditorías, a fin de obtener un examen sistemático e independiente. Para ello, deberán disponer de un registro de todas las incidencias detectadas durante los últimos cuatro años.

5. Los comercializadores tendrán derecho a que les sea facilitada por los distribuidores la información de la calidad correspondiente a sus clientes que se suministran a través de las redes de dichos distribuidores, obtenida en base a la metodología descrita en los apartados anteriores, a efectos de poder trasladar a sus clientes los descuentos procedentes que se regulan en el presente capítulo. Dicha información deberá ser facilitada igualmente a los consumidores.

6. La Administración competente, de oficio o a instancia de parte interesada, podrá efectuar cuantas inspecciones o comprobaciones tenga por conveniente, por sus propios medios, o utilizando una entidad técnica homologada, en las instalaciones de los

distribuidores, para comprobar, con estudios técnicamente fiables de auditoría, la calidad de una determinada zona, atendida por una única empresa.

7. El Ministerio de Economía publicará anualmente, con la información auditada facilitada por las propias empresas, un resumen de los niveles de calidad obtenidos para cada uno de los indicadores establecidos.

Artículo 109. *Responsabilidades en el cumplimiento de la calidad.*

1. La responsabilidad del cumplimiento de los índices de calidad de suministro individual y zonal corresponde a los distribuidores que realizan la venta de energía al consumidor o permiten la entrega de energía mediante el acceso a sus redes, sin perjuicio de la posible repetición, por la parte proporcional del incumplimiento, por la empresa distribuidora contra la empresa titular de las instalaciones de transporte, responsable de la entrega de energía en los puntos de enlace entre las instalaciones de transporte y las instalaciones de distribución. Si existieran discrepancias sobre el sujeto que provocara la deficiencia, la Comisión Nacional de Energía determinará los concretos sujetos del sistema a cuya actuación sean imputables las deficiencias.

2. Si la empresa distribuidora acredita que la interrupción imprevista ha sido debida a la actuación de terceros, se podrá proceder, por parte de la Administración competente, a la incoación del correspondiente procedimiento sancionador contra este tercero causante del incidente.

Artículo 110. *Perturbaciones provocadas e inducidas por instalaciones receptoras.*

1. Los consumidores y usuarios de la red deberán adoptar las medidas necesarias para que las perturbaciones emitidas por sus instalaciones receptoras estén dentro de los límites establecidos de acuerdo con lo previsto en el apartado 3 del artículo 104 del presente Real Decreto. La exoneración de la responsabilidad del distribuidor respecto de las perturbaciones producidas por sus consumidores se producirá si consta que previamente se ha requerido al causante para que cese en su actitud y, caso de no ser atendido dentro del plazo otorgado al efecto, se hubiera procedido a efectuar la denuncia ante la Administración competente, quien deberá requerir al consumidor que produce las perturbaciones para que instale los equipos correctores, pudiendo ordenar el corte si no es atendido el requerimiento.

Con objeto de minimizar la circulación de energía reactiva por las redes de distribución, los consumidores están obligados a disponer de los equipos de compensación de su factor de potencia, de modo que éste sea como mínimo de 0,60. A través de las tarifas se darán las señales económicas para la optimización del factor de potencia.

Las empresas distribuidoras podrán pactar, mediante mecanismos de mercado objetivos y transparentes, con los consumidores cualificados, compensaciones locales del factor de potencia, según se determine mediante el correspondiente procedimiento de operación de las redes de distribución, todo ello sin perjuicio de lo que establezca la normativa tarifaria.

2. Los consumidores deberán establecer el conjunto de medidas que minimicen los riesgos derivados de la falta de calidad. A estos efectos, las empresas distribuidoras deberán informar, por escrito, al consumidor sobre las medidas a adoptar para la consecución de esta minimización de riesgos.

3. Para evitar en lo posible la transmisión de defectos, o sus consecuencias, hacia las instalaciones del consumidor, o viceversa, las protecciones particulares del entronque de las instalaciones de clientes con la red general, y su regulación, deberán coordinarse entre la empresa distribuidora y el consumidor, en base a las instrucciones técnicas complementarias que se dicten por el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

CAPÍTULO III

Medidas de protección al consumidor

Artículo 110 bis. *Información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente.*

1. Toda empresa comercializadora o distribuidora que venda electricidad a clientes finales deberá indicar en sus facturas, o junto a ellas, y en la documentación promocional puesta a disposición de los mismos, lo siguiente:

a) la contribución de cada fuente energética primaria en la mezcla global de energías primarias utilizadas para producir la electricidad en el conjunto del sistema eléctrico español durante al año anterior (o el previo al anterior, en las facturas emitidas durante los meses de enero a marzo), incluyendo la correspondiente a las importaciones, según la información publicada por la Comisión Nacional de Energía basada en los datos facilitados por el operador del sistema.

b) la referencia a las fuentes en las que se encuentre publicada la información sobre el impacto en el medio ambiente, al menos en cuanto a las emisiones totales de CO_2 y los residuos radiactivos habidos en el sector eléctrico durante el año anterior (o el previo al anterior, en las facturas emitidas durante los meses de enero a marzo), señalando la contribución equivalente que hubiera tenido en dichos impactos la electricidad vendida por la empresa durante el año anterior (o el previo al anterior, en las facturas emitidas durante los meses de enero a marzo), conforme a la mezcla de energías primarias calculadas, según los criterios establecidos en el párrafo a).

2. Adicionalmente, toda empresa comercializadora que venda electricidad a clientes finales deberá indicar en sus facturas, o junto a ellas, y en la documentación promocional puesta a disposición de los mismos, la contribución de cada fuente energética primaria en el conjunto de la energía eléctrica suministrada por la empresa comercializadora durante el año anterior, así como su impacto ambiental asociado, según la información publicada por la Comisión Nacional de Energía, basada en los datos facilitados por el operador del sistema. Dicha contribución, para cada empresa comercializadora, se referirá al conjunto de sus ventas en el sistema eléctrico español.

3. La Comisión Nacional de Energía aprobará, mediante circular, que se publicará en el "Boletín Oficial del Estado", el formato tipo que deberán utilizar las empresas distribuidoras y comercializadoras en sus facturas para reflejar la información detallada en los apartados 1 y 2, así como el método de cálculo utilizado para el cálculo de la contribución de cada fuente energética primaria en el conjunto de la energía eléctrica suministrada por las empresas comercializadoras y su impacto ambiental asociado, de acuerdo con lo previsto en el párrafo 2.a).

Artículo 110 ter. *Requisitos mínimos de los contratos suscritos con clientes domésticos.*

Los contratos de acceso a las redes suscritos por empresas distribuidoras y los contratos de suministro suscritos por empresas suministradoras de electricidad, cuando dichos contratos sean suscritos con clientes domésticos deberán cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

a) Los contratos deberán tener claramente especificados los siguientes datos:

la identidad y la dirección de la empresa distribuidora o suministradora;

la duración del contrato, las condiciones para su renovación y las causas de rescisión y resolución de los mismos, así como el procedimiento para realizar una u otras;

el procedimiento de resolución de conflictos establecido por el suministrador y Organismos o Tribunales a los que corresponde dirimir sobre su resolución;

el código unificado de punto de suministro, número de póliza del contrato de acceso o de suministro y potencias contratadas;

la información sobre precios y tarifas aplicables y, en su caso, disposición oficial donde se fijen los mismos. Esta información deberá estar permanentemente actualizada a través de la facturación;

el nivel de calidad mínimo exigible en los términos establecidos en el presente Real Decreto y las repercusiones en la facturación que correspondan en caso de incumplimientos;

los plazos para la conexión inicial establecidos en el presente Real Decreto;

otros servicios prestados, incluidos en su caso los servicios de mantenimiento que se propongan, de acuerdo con la normativa vigente;

b) Las condiciones incluidas en los contratos deberán adecuarse a lo establecido en la normativa vigente en materia de contratos con los consumidores y deberán comunicarse antes de la celebración o suscripción de los mismos, bien se realice directamente o a través de terceros.

c) En contratos suscritos en el mercado libre se incluirá además, sin perjuicio de lo establecido en la normativa general sobre contratación, lo siguiente:

1.º Las posibles, penalizaciones en caso de rescisión anticipada del contrato de duración determinada por voluntad del consumidor.

2.º Diferenciación entre los precios y condiciones del contrato y su plazo de vigencia y los de carácter promocional.

d) Los consumidores deberán ser debidamente avisados de cualquier intención de modificar las condiciones del contrato e informados de su derecho a resolver el contrato sin penalización alguna cuando reciban el aviso.

TÍTULO VII

Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 111. *Objeto.*

1. El objeto del presente Título es la regulación de los procedimientos para el otorgamiento de autorizaciones administrativas para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica cuando su aprovechamiento afecte a más de una Comunidad Autónoma o cuando el transporte o distribución salga del ámbito territorial de una de ellas.

2. No obstante lo dispuesto en el párrafo anterior, quedan excluidas del régimen de autorización establecidas en el presente Real Decreto las instalaciones de producción de energía eléctrica de origen nuclear, que se regirán por su normativa específica.

3. En el caso de las instalaciones de producción, se entenderá que su aprovechamiento afecta a más de una Comunidad Autónoma cuando, de acuerdo con lo previsto en el artículo 23 de la Ley 54/1997, atendiendo a la potencia instalada de las unidades de producción, estén obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado, sin perjuicio de su exclusión del sistema de ofertas por acogerse al sistema de contratación bilateral.

4. En todo caso, se entenderá que el aprovechamiento de una instalación de transporte afecta a más de una Comunidad Autónoma cuando se trate de instalaciones que formen parte de la red de transporte mallada peninsular. Asimismo, las líneas que cumplan funciones de evacuación de instalaciones de producción autorizadas por la Administración General del Estado deberán ser autorizadas por la misma.

5. Estos procedimientos son de aplicación tanto a las instalaciones que conforman las redes de transporte y distribución definidas en los Títulos II y III del presente Real Decreto, como a las líneas directas, las de evacuación y las acometidas de tensión superior a 1 kV.

6. Quedan excluidas del régimen de autorización las instalaciones de tensión inferior a 1 kV.

Artículo 112. *Coordinación con planes urbanísticos.*

1. La planificación de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica cuando éstas se ubiquen o discurran en suelo no urbanizable, deberá tenerse en cuenta en el correspondiente instrumento de ordenación del territorio. Asimismo, y en la medida en que dichas instalaciones se ubiquen en cualquiera de las categorías de suelo calificado como

urbano o urbanizable, dicha planificación deberá ser contemplada en el correspondiente instrumento de ordenación urbanística, precisando las posibles instalaciones, calificando adecuadamente los terrenos y estableciendo, en ambos casos, las reservas de suelo necesarias para la ubicación de las nuevas instalaciones y la protección de las existentes.

2. En los casos en los que no se haya tenido en cuenta la planificación eléctrica en los instrumentos de ordenación descritos en el apartado anterior, o cuando las razones justificadas de urgencia o excepcional interés para el suministro de energía eléctrica aconsejen el establecimiento de instalaciones de transporte o distribución y siempre que en virtud de lo establecido en otras leyes resultase preceptivo un instrumento de ordenación del territorio o urbanístico según la clase de suelo afectado, se estará a lo dispuesto en el artículo 244 del texto refundido de la Ley sobre el Régimen del Suelo y Ordenación Urbana, aprobado por el Real Decreto legislativo 1/1992, de 26 de junio, o texto autonómico que corresponda.

Artículo 113. *Órganos competentes.*

1. Las competencias sobre las instalaciones descritas en el anterior artículo 111 son de titularidad de la Administración General del Estado y serán ejercidas por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, sin perjuicio de las que expresamente se atribuyan al Consejo de Ministros.

2. La tramitación de la autorización, declaración en concreto de utilidad pública y aprobación de proyecto de ejecución de instalaciones eléctricas será llevada a cabo por las áreas o, en su caso, Dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación.

3. El Ministerio de Economía podrá celebrar convenios con las Comunidades Autónomas por los que se podrá encomendar a estas últimas algunas de las actuaciones administrativas previstas en este Título.

Las actuaciones resolutorias de los procedimientos establecidos en el presente Título no podrán ser objeto de dicha encomienda.

Artículo 114. *Informe de la Dirección General de Política Energética y Minas.*

La autorización de las instalaciones de transporte que sean competencia de las Comunidades Autónomas requerirán informe de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Para ello, el órgano competente de la Administración Autonómica remitirá la solicitud y la documentación que la acompañe a la Dirección General de Política Energética y Minas, que emitirá informe en el plazo de dos meses. Si transcurrido dicho plazo no lo hubiera emitido, se proseguirán las actuaciones.

En este informe se consignarán las posibles afecciones de la proyectada instalación a los planes de desarrollo de la red, a la gestión técnica del sistema y al régimen económico del mismo, que la Administración autorizante deberá tener en cuenta en el otorgamiento de la autorización. En el supuesto de que la instalación sea objeto de un procedimiento que asegure la concurrencia, el informe de la Dirección General de Política Energética y Minas tendrá por objeto, adicionalmente, las bases del concurso.

La resolución que se emita sobre esta autorización deberá ser notificada a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía y a la Comisión Nacional de Energía.

CAPÍTULO II

Autorizaciones para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones

Artículo 115. *Necesidad de autorización.*

1. La construcción, ampliación, modificación y explotación de todas las instalaciones eléctricas a las que se refiere el artículo 111 del presente real decreto requieren las resoluciones administrativas siguientes:

a) Autorización administrativa previa, que se refiere al anteproyecto de la instalación como documento técnico que se tramitará, en su caso, conjuntamente con el estudio de impacto ambiental. Asimismo, en los casos en los que resulte necesario, permitirá la iniciación de los trámites correspondientes para la ocupación del dominio público marítimo-terrestre.

b) Autorización administrativa de construcción, que se refiere al proyecto concreto de la instalación y permite a su titular la construcción o establecimiento de la misma.

c) Autorización de explotación, que permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación comercial.

Las solicitudes de autorización administrativa previa y de construcción definidas en los párrafos a) y b) del presente apartado podrán efectuarse de manera consecutiva, coetánea o conjunta.

Las instalaciones de la red de transporte que pudieran ser susceptibles de ser catalogadas como inversiones singulares podrán iniciar su tramitación con carácter previo a la obtención de la resolución recogida en el artículo 9 de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica. No obstante, en ningún caso podrán obtener autorización administrativa previa sin que previamente hayan sido catalogadas como singulares mediante la resolución antes señalada.

2. Las modificaciones de instalaciones de generación que hayan obtenido autorización administrativa previa podrán obtener autorización administrativa de construcción sin requerir una nueva autorización administrativa previa cuando se cumplan todas las siguientes condiciones.

a) Las modificaciones no sean objeto de una evaluación ambiental ordinaria de acuerdo a lo establecido en el artículo 7.1 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

b) Los terrenos afectados por la instalación de producción tras las modificaciones no exceden la poligonal definida en el proyecto autorizado o, de excederse, no requieran expropiación forzosa y cuenten con compatibilidad urbanística.

c) La potencia instalada, tras las modificaciones, no exceda en más del quince por ciento de la potencia definida en el proyecto original. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las implicaciones que, en su caso, de conformidad con lo establecido en la disposición adicional decimocuarta, pudiese tener ese exceso de potencia a efectos de los permisos de acceso y conexión.

d) Las modificaciones no supongan un cambio en la tecnología de generación.

e) Las modificaciones no supongan alteraciones de la seguridad tanto de la instalación principal como de sus instalaciones auxiliares en servicio.

f) No se requiera declaración, en concreto, de utilidad pública para la realización de las modificaciones previstas.

g) Las modificaciones no produzcan afecciones sobre otras instalaciones de producción de energía eléctrica en servicio.

De igual modo, las modificaciones de instalaciones de transporte y distribución que hayan obtenido autorización administrativa previa podrán obtener autorización administrativa de construcción sin requerir una nueva autorización administrativa previa cuando se cumplan todas las siguientes condiciones:

a) Las modificaciones no deban ser objeto de una evaluación ambiental ordinaria, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

b) Las modificaciones no provoquen cambios que excedan de las condiciones establecidas en la autorización administrativa previa y en la declaración de impacto ambiental.

c) Las modificaciones no supongan alteraciones de la seguridad tanto de la instalación principal como de sus instalaciones auxiliares en servicio.

d) No se requiera declaración, en concreto, de utilidad pública para la realización de las modificaciones previstas.

e) La modificación de subestaciones que suponga exclusivamente: el equipamiento de posiciones de reserva si éstas ya disponen de autorización administrativa, o la renovación de equipos sin cambio de características técnicas.

f) La repotenciación de líneas mediante retensado o cambio de conductores, recrecido de apoyos o instalación de dispositivos electrónicos.

3. A los efectos de lo establecido en el artículo 53.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se consideran modificaciones no sustanciales, debiendo únicamente obtener la autorización de explotación, previa acreditación del cumplimiento de las condiciones de seguridad de las instalaciones y del equipo asociado, las que cumplan las siguientes características:

a) No se encuentren dentro del ámbito de aplicación de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

b) Que no supongan una alteración de las características técnicas básicas (potencia, capacidad de transformación o de transporte, etc.) superior al diez por ciento de la potencia de la instalación.

c) Que no supongan alteraciones de la seguridad tanto de la instalación principal como de sus instalaciones auxiliares en servicio.

d) Que no se requiera declaración en concreto de utilidad pública para la realización de las modificaciones previstas.

e) Las modificaciones de líneas que no provoquen cambios de servidumbre sobre el trazado.

f) Las modificaciones de líneas que, aun provocando cambios de servidumbre sin modificación del trazado, se hayan realizado de mutuo acuerdo con los afectados, según lo establecido en el artículo 151 de este real decreto.

g) Las modificaciones de líneas que impliquen la sustitución de apoyos o conductores por deterioro o rotura, siempre que se mantengan las condiciones del proyecto original.

h) La modificación de la configuración de una subestación siempre que no se produzca variación en el número de calles ni en el de posiciones.

i) En el caso de instalaciones de transporte o distribución que no impliquen cambios retributivos.

4. En relación con la necesidad y tramitación de autorizaciones administrativas, las instalaciones de almacenamiento que directa o indirectamente estén conectadas a las redes de transporte y distribución solas o hibridadas tendrán el mismo tratamiento que instalaciones de generación de electricidad.

5. Al amparo de lo previsto en el apartado 3 del artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, las instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia instalada de hasta 500 kW, quedan excluidas del régimen de autorización administrativa previa y de autorización administrativa de construcción previsto en los apartados 1.a) y 1.b) del mencionado artículo 53.

Artículo 116. *Coste asociado a las nuevas instalaciones autorizadas de transporte.*

El coste asociado a las nuevas instalaciones de transporte vendrá determinado por la forma de autorización de las mismas, que podrá ser mediante procedimiento de concurrencia o de forma directa, siendo de aplicación lo dispuesto en los artículos 6 y 7 del Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

Artículo 117. *Resolución sobre determinación de la forma de autorización de las nuevas instalaciones de transporte.*

(Derogado)

Artículo 118. *Autorización de instalaciones de transporte de forma directa.*

1. En el caso de que en la resolución sobre determinación de la forma de autorización de las nuevas instalaciones de transporte, a que se refiere el artículo anterior, exista un único solicitante para una determinada nueva instalación de transporte, éste contará con un plazo

de seis meses para proceder a la presentación de una solicitud de autorización administrativa, conforme a lo dispuesto en los artículos 122 y siguientes.

2. Transcurrido el plazo anterior sin que se haya presentado la correspondiente solicitud de autorización administrativa, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá proceder a autorizar dicha instalación mediante procedimiento de concurrencia.

Artículo 119. *Autorización de instalaciones de transporte mediante procedimiento de concurrencia.*

(Derogado)

Artículo 120. *Solicitudes de autorización.*

1. Los solicitantes de las autorizaciones a las que se refiere el presente Título deberán reunir los requisitos señalados en el artículo 70 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y podrán ser presentadas en cualquiera de los lugares a que se refiere el artículo 38.4 de esa misma Ley.

2. Las autorizaciones a las que se refiere el presente Título serán otorgadas, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, y en especial las relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente.

3. Las nuevas instalaciones de la red de transporte para las cuales se solicite autorización administrativa, deberán estar incluidas en la planificación eléctrica.

Artículo 121. *Capacidad del solicitante.*

1. Los solicitantes de las autorizaciones a las que se refiere el presente Título deberán acreditar su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto.

2. Los solicitantes de autorizaciones de instalaciones de distribución de energía eléctrica deberán cumplir los requisitos establecidos para el desarrollo de esta actividad, establecidos en el artículo 37 del presente Real Decreto.

3. Los solicitantes de autorizaciones de instalaciones de producción y de transporte deberán cumplir los siguientes requisitos:

a) Capacidad legal:

Los solicitantes de autorizaciones de instalaciones de transporte deberán revestir la forma de sociedades mercantiles de nacionalidad española o, en su caso, de otro Estado miembro de la Unión Europea con establecimiento permanente en España, teniendo como objeto social exclusivo el desarrollo de dicha actividad, conforme al artículo 2 del presente Real Decreto.

Los solicitantes de autorizaciones de instalaciones de producción deberán tener personalidad física o jurídica propia, quedando excluidas las uniones temporales de empresas.

b) Capacidad técnica:

Para acreditar la capacidad técnica, los solicitantes deben cumplir alguna de las siguientes condiciones:

1.ª Haber ejercido la actividad de producción o transporte, según corresponda, de energía eléctrica durante, al menos, los últimos tres años.

2.ª Contar entre sus accionistas con, al menos, un socio que participe en el capital social con un porcentaje igual o superior al 25 por 100 y que pueda acreditar su experiencia durante los últimos tres años en la actividad de producción, transporte, según corresponda.

3.ª Tener suscrito un contrato de asistencia técnica por un período de tres años con una empresa que acredite experiencia en la actividad de producción, transporte, según corresponda.

c) Capacidad económica:

La capacidad económica de la sociedad solicitante se entenderá cumplida cuando la empresa solicitante aporte acreditación que garantice la viabilidad económica financiera del proyecto, pudiendo la Administración competente eximirla de esta acreditación para aquellas que vinieran ejerciendo esta actividad con anterioridad.

Sección 1.ª Autorización administrativa

Artículo 121 bis. *Trámites previos.*

1. Con carácter previo o simultáneo a la solicitud de autorización administrativa, el peticionario presentará ante la Dirección General de Política Energética y Minas un análisis de costes y beneficios de adaptar el funcionamiento de la instalación proyectada a la cogeneración de alta eficiencia de acuerdo con lo dispuesto en el anexo IV parte 2 del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone parcialmente la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía, en los siguientes casos:

a) Cuando se proyecte una instalación térmica de generación de electricidad cuya potencia térmica total sea superior a 20 MW.

b) Cuando se lleve a cabo una renovación sustancial de una instalación térmica de generación de electricidad cuya potencia térmica total sea superior a 20 MW.

A estos efectos, se entiende como renovación sustancial de una instalación existente toda sustitución de equipos de transformación de energía de la instalación por otros equivalentes, nuevos y sin uso previo, siempre y cuando el coste de inversión de estos equipos supere el 50 % del coste de inversión a nuevo de la instalación existente en el momento de la renovación sustancial. No se considerará renovación, a efectos de lo dispuesto en el párrafo anterior, la instalación de equipo para la captura del dióxido de carbono producido en instalaciones de combustión con vistas a su almacenamiento geológico, tal como se contempla en la Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

A los efectos previstos en este apartado, se entiende por potencia térmica total la suma de las potencias térmicas de todos los elementos que formen parte de la instalación térmica de generación de electricidad.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas, podrá denegar la autorización de la instalación o renovación de la instalación térmica de generación, si la misma no contempla la cogeneración de alta eficiencia y el análisis de costes y beneficios realizado por el titular al que hace referencia el apartado 1, resultara favorable a su incorporación.

3. Excepcionalmente, cuando existan motivos derivados de otras obligaciones exigidas en el ordenamiento jurídico español u otras razones imperiosas de propiedad o de financiación, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá resolver, previa solicitud motivada del interesado, que determinadas instalaciones concretas queden exentas de aplicar opciones cuyos beneficios superen sus costes. En este caso, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo presentará a la Comisión Europea una notificación motivada de su decisión, en el plazo de tres meses desde la fecha de la resolución.

4. En todo caso, lo dispuesto en apartados anteriores aplicará a las instalaciones a las que es aplicable a la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, y sus disposiciones de desarrollo sobre las emisiones industriales, sin perjuicio del cumplimiento de lo establecido en las mismas.

Artículo 122. *Presentación de solicitud de autorización administrativa.*

El peticionario presentará ante las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación la correspondiente solicitud de autorización administrativa, para la construcción, ampliación, modificación, explotación de instalaciones eléctricas de producción, transporte y distribución. Igualmente, podrán presentarse las correspondientes solicitudes ante cualquiera de los lugares a que hace referencia el artículo 38.4 de la Ley

30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Dicha solicitud irá dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas, con los requisitos señalados en el artículo 70 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Artículo 123. *Contenido de la solicitud de autorización administrativa.*

1. La solicitud se acompañará de la documentación que acredite la capacidad del solicitante en los términos que se señalan en el artículo 121, salvo para instalaciones de transporte si ha sido acreditada en el trámite previo.

A la solicitud se acompañará un anteproyecto de la instalación, que deberá contener:

A) Memoria en la que se consignen las especificaciones siguientes:

a) Ubicación de la instalación o, cuando se trate de líneas de transporte o distribución de energía eléctrica, origen, recorrido y fin de la misma.

b) Objeto de la instalación.

c) Características principales de la misma.

B) Planos de la instalación a escala mínima 1 : 50.000.

C) Presupuesto estimado de la misma.

D) Separata para las Administraciones públicas, organismos y, en su caso, empresas de servicio público o de servicios de interés general con bienes o servicios a su cargo afectadas por la instalación.

E) Los demás datos que la Administración encargada de tramitar el expediente estime oportuno reclamar.

2. En el caso de líneas que cumplan funciones de evacuación de instalaciones de producción de energía eléctrica, en ningún caso, podrá otorgarse la autorización administrativa previa de las infraestructuras de evacuación de una instalación de generación sin la previa aportación de un documento, suscrito por todos los titulares de instalaciones con permisos de acceso y de conexión otorgados en la posición de línea de llegada a la subestación de la red de transporte o distribución, según proceda en cada caso, que acredite la existencia de un acuerdo vinculante para las partes en relación con el uso compartido de las infraestructuras de evacuación. A estos efectos, el citado documento podrá ser aportado en el momento de realizar la solicitud a la que se refiere el apartado anterior o en cualquier momento del procedimiento de obtención de la autorización administrativa previa.

Artículo 124. *Trámites de evaluación de impacto ambiental.*

1. Los proyectos de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica se someterán a evaluación de impacto ambiental cuando así lo exija la legislación aplicable en esta materia.

A tales efectos, la información pública necesaria de acuerdo con la normativa anterior será llevada a cabo en la fase de autorización administrativa.

2. Para las instalaciones de producción el solicitante, antes de comenzar los trámites de información pública mencionados, deberá presentar ante el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación copia del resguardo de haber presentado la garantía económica a que se hace referencia en el artículo 59 bis o 66 bis, según corresponda, de este real decreto.

Quedan eximidas del depósito de dicha garantía aquellas modificaciones de instalaciones existentes que no supongan incrementos sobre la capacidad de acceso concedida.

Artículo 125. *Información pública.*

1. Las solicitudes formuladas conforme al artículo 122 se someterán al trámite de información pública durante el plazo de treinta días, a cuyo efecto se insertará un anuncio extracto de las mismas en el «Boletín Oficial» de la provincia respectiva o «Diario Oficial» de la Comunidad Autónoma respectiva, y además en el «Boletín Oficial del Estado». En el

supuesto de que la instalación afecte a más de una provincia, corresponderá tramitar la publicación del anuncio en el «Boletín Oficial del Estado» a las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía en cuya provincia tenga su origen la instalación. Durante el citado plazo de treinta días, podrán formularse por los interesados las alegaciones que estimen oportunas.

2. En el supuesto que se solicite simultáneamente la autorización administrativa y la declaración de utilidad pública, la información pública a que se refiere el apartado anterior se efectuará conjuntamente con la correspondiente a la de la declaración de utilidad pública.

Artículo 126. *Alegaciones.*

De las alegaciones presentadas, en su caso, como consecuencia de la información pública, se dará traslado al peticionario, para que éste, a su vez comunique al área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía encargada de la tramitación lo que estime pertinente en un plazo no superior a quince días. El área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía remitirá, junto con el resto del expediente tramitado, las citadas alegaciones y manifestaciones del peticionario, a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 127. *Información a otras Administraciones públicas.*

1. Por la Administración competente para la tramitación, se dará traslado a las distintas Administraciones, organismos o, en su caso, empresas de servicio público o de servicios de interés general en la parte que la instalación pueda afectar, a bienes y derechos a su cargo.

2. A los anteriores efectos, será remitida, por la Administración competente para la tramitación del expediente, una separata del anteproyecto, conteniendo las características generales de la instalación y la documentación cartográfica correspondiente y, en su caso, un documento de síntesis del estudio de impacto ambiental, en orden a que en un plazo de treinta días presten su conformidad u oposición a la autorización solicitada. Transcurrido dicho plazo sin que las distintas Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas en sus bienes y derechos hayan contestado, se entenderá la conformidad de dicha Administración con la autorización de la instalación.

3. Por la Administración encargada de la tramitación se dará traslado al solicitante de la aceptación u oposición, según lo dispuesto en el apartado anterior, para que en el plazo de quince días preste su conformidad o formule los reparos que estime procedentes.

4. En caso de reparos del peticionario, se trasladarán los mismos a la Administración, organismo o empresa de servicio público o de servicios de interés general que formuló la oposición, en orden a que en el plazo de quince días muestre su conformidad o reparos a dicha contestación. Transcurrido dicho plazo sin que las Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general citados emitieran nuevo escrito de reparos, se entenderá la conformidad con la contestación efectuada por el peticionario.

5. Concluidos los trámites precedentes, las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas los expedientes administrativos de la instalación, junto con sus informes, así como el correspondiente anteproyecto de la misma.

En el supuesto de que la instalación afectase a varias provincias, el anteproyecto será remitido por el órgano administrativo que haya efectuado la tramitación en la provincia donde tenga su origen la correspondiente instalación eléctrica.

6. En los expedientes de autorización de nuevas instalaciones, la Dirección General de Política Energética y Minas dará traslado de la propuesta de resolución a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que deberá emitir informe en el que se valore la capacidad legal, técnica y económica de la empresa solicitante. Este informe deberá ser emitido en un plazo no superior a quince días desde la recepción de la solicitud y tendrá sentido positivo en caso de no recibirse transcurrido dicho plazo. Para proyectos de generación de energías renovables la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá emitir informe favorable sin entrar a realizar un análisis detallado en aquellos casos en los que se cumplan todas y cada una de las siguientes condiciones:

i. El proyecto pertenezca en su totalidad a una empresa promotora que haya obtenido un informe favorable de dicha comisión para la autorización de otros proyectos de generación de la misma tecnología en un plazo no superior a dos años por un tamaño no inferior al cincuenta por ciento.

ii. Siempre que la potencia de sus proyectos autorizados no se haya incrementado en más de un trescientos por ciento a lo largo de dicho periodo.

iii. No haya cambiado su situación a los efectos de capacidad legal.

En el caso de autorizaciones de instalaciones de transporte, y siempre que el promotor sea el transportista único, el plazo de emisión de este informe será de 15 días hábiles y la no emisión en el plazo señalado tendrá consideración de informe favorable.

Artículo 128. *Resolución.*

1. La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá y notificará la resolución dentro de los tres meses desde la presentación de la solicitud de autorización administrativa.

2. La falta de resolución expresa de las solicitudes de autorización tendrá efectos desestimatorios, pudiendo interponerse, en su caso, recurso administrativo ante la autoridad correspondiente.

3. La resolución deberá publicarse en el «Boletín Oficial del Estado» y en el «Boletín Oficial» de las provincias respectivas, y deberá ser notificada al solicitante, y a todas las Administraciones, organismos públicos y empresas del servicio público o de servicios de interés general que intervinieron o pudieron intervenir en el expediente.

4. La autorización administrativa expresará el período de tiempo contado a partir de su otorgamiento en el cual deberá ser solicitada la aprobación del proyecto de ejecución, indicando que se producirá su caducidad si transcurrido dicho plazo aquélla no ha sido solicitada, pudiendo solicitar el peticionario, por razones justificadas, prórrogas del plazo establecido.

Artículo 129. *Ocupación del dominio público marítimo-terrestre.*

1. Excepcionalmente, y por Acuerdo del Consejo de Ministros, a propuesta conjunta de los Ministros de Medio Ambiente, de Fomento y de Economía, tomando en consideración los valores medioambientales y paisajísticos, se podrá autorizar el tendido de líneas eléctricas aéreas de alta tensión, cuando su emplazamiento parcial o total esté comprendido en el dominio público marítimo-terrestre, siempre que el trazado no se localice en tramos de costa que constituyan playa u otros ámbitos de especial protección, y que concurran razones de utilidad pública debidamente acreditadas por el Ministerio de Economía.

2. Si tras el estudio de la solicitud de autorización administrativa de la instalación eléctrica, a juicio del Ministerio de Economía concurren razones de utilidad pública, se dará traslado de la propuesta de autorización al Ministerio de Medio Ambiente, y una vez obtenida su conformidad, se elevará al Consejo de Ministros para su resolución.

Sección 2.ª Aprobación de proyecto de ejecución

Artículo 130. *Solicitud.*

1. El peticionario o el titular de la autorización presentará ante el área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación, la correspondiente solicitud dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas, con los requisitos señalados en el artículo 70 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, junto con el proyecto de ejecución elaborado conforme a los Reglamentos técnicos en la materia.

2. Cuando se trate de líneas eléctricas de carácter interprovincial, deberá realizarse el trámite indicado en el número anterior por provincias, presentando como mínimo en cada una de ellas la parte correspondiente del proyecto de la instalación. Igualmente, podrán presentarse las correspondientes solicitudes ante cualquiera de los lugares a que hace referencia el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

3. Se presentarán en forma de separata aquellas partes del proyecto que afecten a bienes, instalaciones, obras o servicios, centros o zonas dependientes de otras Administraciones, para que éstas establezcan el condicionado técnico procedente.

4. Serán competentes para la tramitación de la aprobación de proyecto de ejecución las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía, en cuyas provincias se ubique o discurra la instalación.

Artículo 131. *Condicionados y aprobación de proyecto.*

1. La Administración competente para la tramitación del expediente remitirá las separatas del proyecto presentado a las distintas Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas, con bienes y derechos a su cargo, al objeto de que establezcan el condicionado técnico procedente, en el plazo de treinta días. Transcurrido dicho plazo sin que las distintas Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas en sus bienes y derechos hayan contestado, se entenderá la conformidad de dicha Administración con las especificaciones técnicas propuestas en el proyecto de ejecución.

Si la instalación cuenta con una resolución de autorización administrativa previa y la tramitación de la autorización administrativa de construcción se realiza exclusivamente bajo el procedimiento contemplado en la presente sección 2.ª de aprobación del proyecto de ejecución, no requiriendo de ninguno de los trámites previstos respecto de una modificación de la autorización administrativa previa ni habiendo solicitado de manera conjunta la declaración de utilidad pública prevista en el artículo 143, el plazo señalado en el párrafo anterior se reducirá a la mitad.

2. No será necesario obtener dicho condicionado:

a) Cuando por las distintas Administraciones, organismos y empresas mencionadas hayan acordado, de conformidad con el Ministerio de Economía o los Departamentos Autonómicos correspondientes, normas de carácter general para el establecimiento de las instalaciones o para el cruce o contigüidad de las líneas eléctricas con los bienes, instalaciones, obras, servicios, centros o zonas a que se refiere el artículo anterior.

b) **(Suprimido).**

3. Se dará traslado al peticionario de los condicionados establecidos, para que en el plazo de quince días preste su conformidad o formule los reparos que estime procedentes.

4. En caso de reparos del peticionario, se trasladarán los mismos a la Administración, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general que emitió el correspondiente condicionado técnico, en orden a que en el plazo de quince días muestre su conformidad o reparos a dicha contestación. Transcurrido dicho plazo sin que la Administración, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general citados emitieran nuevo escrito de reparos sobre su condicionado, se entenderá la conformidad con la contestación al condicionado efectuada por el peticionario.

5. Concluidos los trámites precedentes, el área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía practicará, si lo estima oportuno, un reconocimiento sobre el terreno y reunirá los condicionados técnicos, si los hubiere, y elevará el correspondiente informe sobre aprobación del proyecto de ejecución a la Dirección General de Política Energética y Minas, junto con el correspondiente proyecto de ejecución de la misma. En el supuesto de que la instalación afectase a varias provincias, el proyecto será remitido por el órgano administrativo que haya efectuado la tramitación en la provincia donde tenga su origen la correspondiente instalación eléctrica.

6. Sin perjuicio de lo dispuesto, en el apartado 4 anterior y para el supuesto de que se mantenga la discrepancia en cuanto al condicionado técnico entre el peticionario de la instalación y alguna Administración u organismo, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá, bien resolver recogiendo las condiciones técnicas establecidas en el condicionado, o bien, si discrepa de éste, remitirá propuesta de resolución al Ministro de Economía, para su elevación al Consejo de Ministros.

7. El órgano competente deberá proceder a la emisión de la correspondiente resolución en un plazo de tres meses. La falta de resolución expresa tendrá efectos desestimatorios, pudiendo interponerse, en su caso, recurso administrativo ante la autoridad correspondiente.

8. La resolución deberá ser notificada al peticionario y a todas aquellas Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general que emitieron condicionado técnico o debieron emitirlo en el expediente.

9. La aprobación del proyecto de ejecución constituye la resolución que habilita a su titular a la construcción de la instalación proyectada, sin perjuicio de que este, una vez obtenida la autorización administrativa, pueda iniciar las obras preparatorias de acondicionamiento del emplazamiento de las instalaciones.

Las actividades que podrán acometerse son las siguientes:

a) Vallado del emplazamiento.
b) Acondicionamiento del terreno (excavaciones, cimentaciones profundas y pilotajes).
c) Instalaciones temporales de obra y almacenamiento de equipos.
d) Pavimentaciones, sistemas enterrados y viales internos.
e) Cimentaciones superficiales.

10. La resolución habrá de expresar el período de tiempo en el cual está prevista la ejecución de la instalación.

11. Excepcionalmente, cuando razones de urgencia o excepcional interés para el sistema eléctrico así lo aconsejen, por el Consejo de Ministros, a propuesta del Ministro de Economía, podrá autorizarse, motivadamente y con carácter provisional, la construcción de la instalación sin aprobación de proyecto de ejecución y siempre y cuando la instalación haya obtenido la correspondiente autorización administrativa.

Sección 3.ª Autorización de explotación

Artículo 132. *Acta de puesta en servicio.*

1. Una vez ejecutado el proyecto, se presentará la correspondiente solicitud de acta de puesta en servicio ante las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno respectivas que hayan tramitado el expediente por provincias.

A dicha solicitud se acompañará un certificado de final de obra suscrito por técnico facultativo competente, en el que conste que la instalación se ha realizado de acuerdo con las especificaciones contenidas en el proyecto de ejecución aprobado, así como con las prescripciones de la reglamentación técnica aplicable a la materia.

2. El acta de puesta en servicio se extenderá por el área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno respectivas que hayan tramitado el expediente, en el plazo de un mes, previas las comprobaciones técnicas que se consideren oportunas. Si se tratase de una línea eléctrica que afecte a diferentes provincias, se extenderá acta de puesta en servicio por cada una de ellas.

Durante dicho plazo, las referidas áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía, a petición del titular de la instalación, podrán extender acta de puesta en servicio para pruebas de la misma.

Artículo 132 bis. *Autorizaciones de explotación de las instalaciones de producción.*

(Sin efecto)

Artículo 132 ter. *Autorización de explotación provisional para pruebas de instalaciones de producción.*

(Sin efecto)

Artículo 132 quater. *Autorización de explotación definitiva de instalaciones de producción.*

(Sin efecto)

CAPÍTULO III

Autorización de transmisión de instalaciones

Artículo 133. *Solicitud.*

1. La transmisión de la titularidad de una instalación de producción, transporte o distribución de energía eléctrica requiere autorización administrativa.

2. La solicitud de autorización administrativa de transmisión deberá ser dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas por quien pretende adquirir la titularidad de la instalación.

La solicitud deberá ir acompañada de la documentación que permita acreditar la capacidad legal, técnica y económica del solicitante, así como una declaración del titular de la instalación en la que manifieste su voluntad de transmitir dicha titularidad.

Artículo 134. *Resolución.*

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, sobre la solicitud, en el plazo de tres meses. La falta de resolución expresa en plazo tendrá efectos desestimatorios, pudiendo interponerse, en su caso, recurso administrativo ante la autoridad correspondiente.

A partir de su otorgamiento, el solicitante contará con un plazo de seis meses, para transmitir la titularidad de la instalación. Se producirá la caducidad de la autorización si transcurrido dicho plazo aquélla no ha tenido lugar.

La resolución será notificada al solicitante y al transmitente. Otorgada la autorización, el solicitante deberá comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas la transmisión, en el plazo de un mes desde que se haga efectiva.

CAPÍTULO IV

Autorización de cierre de instalaciones

Artículo 135. *Solicitud.*

1. El titular de la instalación que pretenda el cierre de la misma deberá solicitar autorización administrativa de cierre ante la Dirección General de Política Energética y Minas. Dicha solicitud se efectuará ante el área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno correspondientes. Igualmente, podrán presentarse las correspondientes solicitudes ante cualquiera de los lugares a que hace referencia el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

2. El titular de la instalación acompañará la solicitud de un proyecto de cierre, que deberá contener como mínimo una memoria, en la que se detallen las circunstancias técnicas, económicas, ambientales o de cualquier otro orden, por las que se pretende el cierre, así como los planos actualizados de la instalación a escala adecuada.

3. La solicitud se podrá acompañar de un plan de desmantelamiento de la instalación, en el supuesto que el solicitante así lo pretenda.

Artículo 136. *Procedimiento.*

El procedimiento de tramitación de la solicitud será realizado por el área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno correspondientes.

Artículo 137. *Informe previo.*

En el caso de instalaciones bajo la gestión técnica del operador del sistema y gestor de la red de transporte, éste emitirá informe previo sobre la solicitud de autorización de cierre.

En el caso de instalaciones de transporte cuya autorización de cierre deba ser otorgada por las Comunidades Autónomas, éstas solicitarán informe previo a la Dirección General de

Política Energética y Minas, en el que ésta consignará las posibles afecciones del cierre de la instalación a los planes de desarrollo de la red y a la gestión técnica del sistema.

Artículo 138. *Resolución.*

1. El área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno correspondientes, elevará el expediente de solicitud de cierre junto con su informe a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien deberá resolver, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, sobre la autorización de cierre de la instalación en un plazo de tres meses.

La falta de resolución expresa tendrá efectos desestimatorios, pudiendo interponerse, en su caso, recurso administrativo ante la autoridad correspondiente.

2. En todo caso, la autorización de cierre de la instalación podrá imponer a su titular la obligación de proceder a su desmantelamiento.

La resolución habrá de expresar el período de tiempo contado a partir de su otorgamiento en el cual deberá procederse al cierre y, en su caso, al desmantelamiento de la instalación, indicando que se producirá la caducidad de la autorización si transcurrido dicho plazo aquél no ha tenido lugar.

3. La resolución se notificará al solicitante y se publicará, en todo caso, en el «Boletín Oficial del Estado», y en el «Boletín Oficial» de las provincias donde radique la instalación.

Artículo 139. *Acta de cierre.*

Concedida la autorización de cierre, por el área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno correspondientes y previas las comprobaciones técnicas que se consideren oportunas, se levantará acta de cierre cuando éste se haga efectivo.

CAPÍTULO V

Expropiación y servidumbres

Sección 1.ª Disposiciones generales

Artículo 140. *Utilidad pública.*

1. De acuerdo con el artículo 52.1 de la Ley del Sector Eléctrico, se declaran de utilidad pública las instalaciones eléctricas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, a los efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su establecimiento y de la imposición y ejercicio de la servidumbre de paso.

2. Dicha declaración de utilidad pública se extiende a los efectos de la expropiación forzosa de instalaciones eléctricas y de sus emplazamientos cuando por razones de eficiencia energética, tecnológicas o medioambientales sea oportuna su sustitución por nuevas instalaciones o la realización de modificaciones sustanciales en las mismas.

3. Para el reconocimiento en concreto de utilidad pública de estas instalaciones, será necesario que la empresa interesada lo solicite, incluyendo una relación concreta e individualizada de los bienes o derechos que el solicitante considere de necesaria expropiación.

Artículo 141. *Líneas directas.*

La construcción de líneas directas a la que se refiere el artículo 67 de este Real Decreto queda excluida de la declaración de utilidad pública, así como de las disposiciones que en materia de expropiación y servidumbres se establecen en el presente capítulo.

Artículo 142. *Recursos.*

Contra las resoluciones dictadas en materia de expropiación e imposición de servidumbre, cabrán los recursos previstos en la Ley de Expropiación Forzosa, de 16 de diciembre de 1954, y demás normativa aplicable.

Sección 2.ª Procedimiento de expropiación

Artículo 143. *Solicitud de la declaración de utilidad pública.*

1. Para el reconocimiento, en concreto, de la utilidad pública de las instalaciones aludidas en el artículo 140 será necesario que el peticionario efectúe la correspondiente solicitud dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas con los requisitos señalados en el artículo 70 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, ante el área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación. Igualmente, podrán presentarse las correspondientes solicitudes ante cualquiera de los lugares a que hace referencia el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

2. La solicitud de declaración, en concreto, de utilidad pública, podrá efectuarse bien de manera simultánea a la solicitud de autorización administrativa y/o de aprobación del proyecto de ejecución, o bien con posterioridad a la obtención de la autorización administrativa.

3. La solicitud se acompañará de un documento técnico y anejo de afecciones del proyecto que contenga la siguiente documentación:

a) Memoria justificativa y características técnicas de la instalación.

b) Plano de situación general, a escala mínima 1 : 50.000.

c) Planos de perfil y planta, con identificación de fincas según proyecto y situación de apoyos y vuelo, en su caso.

d) Relación de las distintas Administraciones públicas afectadas, cuando la instalación pueda afectar a bienes de dominio, uso o servicio público o patrimoniales del Estado, Comunidad Autónoma y Corporaciones locales, o a obras y servicios atribuidos a sus respectivas competencias.

e) Relación concreta e individualizada, en la que se describan, en todos sus aspectos, material y jurídico, los bienes o derechos que considere de necesaria expropiación, ya sea ésta del pleno dominio de terrenos y/o de servidumbre de paso de energía eléctrica y servicios complementarios en su caso, tales como caminos de acceso u otras instalaciones auxiliares.

4. Serán competentes para la tramitación de los expedientes de solicitud de utilidad pública las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno en cuyas provincias se ubique o discurra la instalación.

Artículo 144. *Información pública.*

La solicitud de reconocimiento, en concreto, de utilidad pública, junto con el documento técnico citado en el artículo anterior, se someterá al trámite de información pública durante el plazo de treinta días.

A estos efectos, se insertará anuncio, con la relación concreta e individualizada de los bienes y derechos afectados por el procedimiento de expropiación forzosa del pleno dominio o para la imposición de servidumbre de paso de energía eléctrica, en el «Boletín Oficial del Estado» y en el «Boletín Oficial» de las provincias afectadas. El anuncio se publicará también en uno de los diarios de mayor circulación de cada una de las provincias afectadas.

Asimismo, esta información se comunicará a los Ayuntamientos en cuyo término municipal radiquen los bienes o derechos afectados por la instalación, para su exposición al público, por igual período de tiempo.

La información pública establecida a la que se refiere este artículo, de acuerdo con lo previsto en el artículo 115 del presente Real Decreto, podrá realizarse conjuntamente con la de la autorización administrativa prevista en este Título.

Artículo 145. *Alegaciones.*

Si como consecuencia de la información practicada de acuerdo con el artículo anterior, se hubiesen presentado alegaciones, éstas se pondrán en conocimiento del solicitante para

que éste a su vez comunique al órgano encargado de la tramitación lo que estime pertinente en el plazo no superior a quince días, quien, a su vez, junto con el resto del expediente tramitado, remitirá dichas alegaciones y las manifestaciones del peticionario a la Dirección General de Política Energética y Minas, así como, en el caso de necesaria expropiación, un informe basado en el proyecto presentado, relativo al cumplimiento de las condiciones establecidas en el artículo 143 del presente Real Decreto.

Artículo 146. *Información a otras Administraciones públicas.*

1. Por el órgano encargado de la tramitación del expediente, simultáneamente al trámite de información pública, se dará cuenta de la solicitud y de la parte del documento técnico por el que las distintas Administraciones, organismos, empresas de servicio público o de servicios de interés general resulten afectados, a fin de que por estas se emita el correspondiente informe, en el plazo de treinta días. Transcurrido dicho plazo sin que las distintas Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas en sus bienes y derechos hayan contestado, se entenderá que no existe objeción alguna con la declaración de utilidad pública de la instalación.

2. Se entenderá realizado el trámite de informe a que se refiere el apartado anterior cuando, en el supuesto de haberse solicitado conjuntamente la declaración de utilidad pública con la aprobación de proyecto de ejecución, se cumplan los requisitos y trámites establecidos en el artículo 127 del presente Real Decreto.

Artículo 147. *Oposición u objeción.*

1. Si conforme a lo establecido en el artículo anterior se hubiesen formulado objeciones por las Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general consultadas, se pondrán aquéllas en conocimiento de la entidad solicitante, a fin de que en un plazo de quince días realice las rectificaciones correspondientes o bien formule las razones en que fundamente la imposibilidad de atender tales objeciones.

2. Esta contestación será remitida por la Administración que tramita el expediente a las Administraciones u organismos públicos o empresas de servicio público o de servicios de interés general que los hubiesen formulado para que en un plazo de quince días presten su conformidad o reparos con la misma. Se entenderá su conformidad si dentro de este plazo las citadas Administraciones u organismos no emiten un nuevo escrito de reparos.

Artículo 148. *Resolución.*

1. La resolución sobre la declaración de utilidad pública corresponderá a la Dirección General de Política Energética y Minas, si la autorización es de competencia estatal, salvo en el caso de que se mantuviesen expresamente las oposiciones u objeciones sobre la declaración de utilidad pública por parte de las Administraciones u organismos públicos consultados y el Ministerio de Economía discrepase de sus propuestas, en cuyo caso la resolución del expediente corresponderá al Consejo de Ministros.

En todo caso, el órgano competente deberá dictar y notificar la correspondiente resolución en un plazo de seis meses desde la fecha en que la solicitud haya tenido entrada en el registro de dicho órgano.

2. La resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado» y en el «Boletín Oficial» de la provincia o provincias afectadas.

La resolución se notificará al solicitante, a las Administraciones u organismos públicos y empresas de servicio público o de servicios de interés general que informaron o debieron informar durante la tramitación de la declaración de utilidad pública a los titulares de bienes y derechos afectados, así como a los restantes interesados en el expediente, conforme a lo previsto en el artículo 52 de la Ley de Expropiación Forzosa.

Artículo 149. *Efectos.*

1. La declaración de utilidad pública llevará implícita, la necesidad de ocupación de los bienes o de adquisición de los derechos afectados e implicará la urgente ocupación a los efectos del artículo 52 de la Ley de Expropiación, adquiriendo la empresa solicitante la

condición de beneficiario en el expediente expropiatorio, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2.2 de la Ley de Expropiación Forzosa.

2. Igualmente, llevará implícita la autorización para el establecimiento o paso de la instalación eléctrica, sobre terrenos de dominio, uso o servicio público, o patrimoniales del Estado, o de las Comunidades Autónomas, o de uso público propios o comunales de la provincia o municipio, obras y servicios de los mismos y zonas de servidumbre pública.

3. Para la imposición de servidumbre de paso sobre los bienes indicados en el apartado anterior y montes de utilidad pública, no será necesario cumplir lo dispuesto sobre imposición de gravámenes en dichos bienes en las correspondientes Leyes de Patrimonio y de Montes, sin perjuicio de las indemnizaciones correspondientes.

Artículo 150. *Procedimiento de expropiación.*

Declarada la utilidad pública de la instalación, se iniciarán las actuaciones expropiatorias, conforme al procedimiento de urgencia establecido en el artículo 52 de la Ley de Expropiación Forzosa, siendo de aplicación el plazo de un mes para la notificación a los interesados afectados y a las publicaciones a las que se refiere el apartado 4 de dicho artículo 52 de la Ley de Expropiación Forzosa, procediéndose a la expropiación forzosa del pleno dominio de los terrenos y derechos necesarios para la construcción de la misma y de sus servicios auxiliares o complementarios, en su caso, o a la constitución de la correspondiente servidumbre de paso.

Artículo 151. *Adquisición por mutuo acuerdo.*

En cualquier momento, el solicitante de la declaración de utilidad pública podrá convenir libremente con los titulares de los necesarios bienes y derechos la adquisición por mutuo acuerdo de los mismos. Este acuerdo, en el momento de declararse la utilidad pública de la instalación, adquirirá la naturaleza y efectos previstos en el artículo 24 de la Ley de Expropiación Forzosa, causando, por tanto, la correspondiente conclusión del expediente expropiatorio. En estos supuestos, el beneficiario de la declaración de utilidad pública podrá, en su caso, solicitar de la autoridad competente la aplicación del mecanismo establecido en el artículo 59 del Reglamento de Expropiación Forzosa.

Artículo 152. *Expropiación a instancia del dueño del predio sirviente.*

1. Cuando la servidumbre de paso de energía eléctrica haga antieconómica la explotación del predio sirviente, el propietario podrá solicitar de la Administración que le sea expropiado dicho predio, adquiriendo el titular de la servidumbre el pleno dominio sobre el mismo.

2. En la solicitud deberán justificarse las causas concretas determinantes de los perjuicios económicos como consecuencia de la alteración de las condiciones fundamentales de explotación de la finca.

3. La Administración competente, para tramitar el expediente, resolverá sobre esta solicitud en el plazo de diez días. En el caso de que se deniegue la petición se observará lo previsto en el artículo 46 de la Ley de Expropiación Forzosa.

Artículo 153. *Modificación de la servidumbre a instancia del dueño del predio sirviente.*

1. Constituida la servidumbre de paso, el titular del predio sirviente podrá solicitar el cambio del trazado de la línea si no existen para ello dificultades técnicas, siendo a su costa los gastos de variación.

2. El titular del predio sirviente, a quien interese la variación del trazado de la línea prevista en el número anterior, podrá solicitar del órgano encargado de la tramitación del expediente dicha variación en el caso de que no exista acuerdo al respecto con la entidad titular de la línea.

3. En la solicitud deberá acreditarse la conformidad previa de los nuevos propietarios afectados por dicha variación, debidamente documentada, así como el compromiso formal de sufragar todos los gastos que ocasione su realización.

4. De esta petición se dará audiencia al beneficiario de la servidumbre por plazo de quince días, durante el cual presentará el presupuesto total de los gastos de todo orden que

lleve consigo dicha variación de trazado y formulará, en su caso, las alegaciones que estime pertinentes.

5. Del presupuesto que se menciona en el apartado anterior se dará traslado al dueño del predio sirviente para que lo impugne o acepte.

6. La Administración competente resolverá y notificará la solicitud en el plazo de quince días, desde la fecha en que la solicitud haya tenido entrada en el registro del órgano competente, pronunciándose expresamente sobre el presupuesto presentado y señalando el plazo en el que se deberán realizar las obras de la variación.

7. Si la resolución es favorable a la variación, para llevar a efecto la misma, el solicitante deberá abonar previamente al titular de la línea el importe total del presupuesto a que se hace referencia en el apartado anterior.

Artículo 154. *Variación del tendido de la línea como consecuencia de proyectos o planes aprobados por la Administración.*

1. En la elaboración por parte de las distintas Administraciones públicas de proyectos o planes que puedan variar el tendido de una línea ya existente, se dará audiencia a la entidad titular de la línea, con objeto de que formule las alegaciones pertinentes sobre los aspectos técnicos, económicos y de cualquier otro orden respecto a la variación que se proyecte.

2. En el expediente a que se refiere el apartado anterior deberá emitir informe la Dirección General de Política Energética y Minas o el órgano autonómico que resulte competente.

3. La Administración competente sobre el proyecto o plan del que derive la necesidad de variación de la línea, una vez que éste haya sido aprobado, abonará al titular de la línea el coste de la variante y los perjuicios ocasionados.

Artículo 155. *Causas de extinción de la servidumbre de paso.*

La servidumbre establecida para la ejecución de una instalación eléctrica regulada por este Real Decreto se extinguirá:

a) Por la retirada de la instalación. Sin embargo, no se producirá la extinción por la adición, cambio o reparación de sus elementos.

b) Por la falta de uso de la misma sin causa justificada durante un plazo de nueve años desde que se haya interrumpido el servicio.

c) Por revocación o extinción de la autorización sobre dicha instalación.

d) Por las demás causas previstas en el Código Civil.

Artículo 156. *Determinación del justo precio y pago.*

1. Efectuada la ocupación de la finca, se tramitará el expediente de expropiación e imposición de servidumbre en sus fases de justiprecio y pago, según la regulación establecida en la Ley de Expropiación Forzosa y sus normas de desarrollo.

2. La indemnización por el valor de los bienes y derechos a expropiar se determinará de conformidad con lo previsto en el capítulo III del Título II de la Ley de Expropiación Forzosa.

3. La indemnización por la imposición de la servidumbre de paso comprenderá los siguientes conceptos:

a) El valor de la superficie de terreno ocupado por los postes, apoyos o torres de sustentación o por la anchura de la zanja, si la servidumbre es de paso subterráneo o impide el aprovechamiento normal del suelo.

b) El importe del demérito que en el predio sirviente ocasionen la servidumbre, ya sea ésta relativa a una línea aérea o de paso subterráneo; las limitaciones en el uso y aprovechamiento del precio como consecuencia del paso para la vigilancia, conservación y reparación de la línea y las restricciones exigidas para la seguridad de las personas y las cosas.

c) La indemnización por daños y perjuicios derivados de la ocupación temporal de terrenos para depósitos de materiales o para el desarrollo de las actividades necesarias para la instalación y explotación de la línea.

Sección 3.ª Alcance y límites de la expropiación

Artículo 157. *Alcance de la servidumbre de paso de energía eléctrica.*

1. La servidumbre de paso de energía eléctrica gravará los bienes ajenos en la forma y con el alcance que se determinan en la Ley del Sector Eléctrico, en el presente Reglamento y en la legislación general sobre expropiación forzosa y se reputará servidumbre legal a los efectos prevenidos en el artículo 542 del Código Civil y demás con él concordantes.

2. En el caso de que las instalaciones puedan situarse sobre servidumbres administrativas ya establecidas, se deberá recabar de la autoridad u organismo que acordó la imposición de dicha servidumbre el informe correspondiente, y se adoptarán las medidas necesarias para que las mismas puedan seguir siendo utilizadas, caso de ser compatibles, o, en su defecto, se procederá a sustituirlas, de acuerdo con dicha autoridad u organismo. Si no fuera posible el acuerdo, se procederá a su cesión o expropiación sin perjuicio de las indemnizaciones que procedan. En lo referente a la ocupación del espacio marítimo-terrestre, se estará a lo dispuesto en la Ley de Costas.

Artículo 158. *Servidumbre de paso aéreo de energía eléctrica.*

La servidumbre de paso aéreo de energía eléctrica comprenderá:

a) El vuelo sobre el predio sirviente.

b) El establecimiento de postes, torres o apoyos fijos para la sustentación de los cables conductores de energía eléctrica e instalación de puestas a tierra de dichos postes, torres o apoyos fijos.

c) El derecho de paso o acceso para atender al establecimiento, vigilancia, conservación, reparación de la línea eléctrica y corte de arbolado, si fuera necesario.

d) La ocupación temporal de terrenos u otros bienes, en su caso, necesarios a los fines indicados en el párrafo c) anterior.

Artículo 159. *Servidumbre de paso subterráneo de energía eléctrica.*

La servidumbre de paso subterráneo de energía eléctrica comprenderá:

a) La ocupación del subsuelo por los cables conductores a la profundidad y con las demás características que señale la normativa técnica y urbanística aplicable. A efectos del expediente expropiatorio y sin perjuicio de lo dispuesto en cuanto a medidas y distancias de seguridad en los Reglamentos técnicos en la materia, la servidumbre subterránea comprende la franja de terreno situada entre los dos conductores extremos de la instalación.

b) El establecimiento de los dispositivos necesarios para el apoyo o fijación de los conductores.

c) El derecho de paso o acceso para atender al establecimiento, vigilancia, conservación y reparación de la línea eléctrica.

d) La ocupación temporal de terrenos u otros bienes, en su caso, necesarios a los fines indicados en el párrafo c) anterior.

Artículo 160. *Condiciones de seguridad.*

Las condiciones y limitaciones que deberán imponerse en cada caso por razones de seguridad se aplicarán con arreglo a los Reglamentos y normas técnicas vigentes y, en todo caso, con las limitaciones establecidas en el artículo siguiente.

Artículo 161. *Limitaciones a la constitución de servidumbre de paso.*

1. No podrá imponerse servidumbre de paso para las líneas de alta tensión: sobre edificios, sus patios, corrales, centros escolares, campos deportivos y jardines y huertos, también cerrados, anejos a viviendas que ya existan al tiempo de iniciarse el expediente de solicitud de declaración de utilidad pública, siempre que la extensión de los huertos y jardines sea inferior a media hectárea.

2. Tampoco podrá imponerse servidumbre de paso para las líneas de alta tensión sobre cualquier género de propiedades particulares siempre que se cumplan conjuntamente las condiciones siguientes:

a) Que la línea pueda instalarse sobre terrenos de dominio, uso o servicio público o patrimoniales del Estado, de la Comunidad Autónoma, de las provincias o de los municipios, o siguiendo linderos de fincas de propiedad privada.

b) Que la variación del trazado no sea superior en longitud o en altura al 10 por 100 de la parte de línea afectada por la variación que según el proyecto transcurra sobre la propiedad del solicitante de la misma.

c) Que técnicamente la variación sea posible.

La indicada posibilidad técnica será apreciada por el órgano que tramita el expediente, previo informe de las Administraciones u organismos públicos a quienes pertenezcan o estén adscritos los bienes que resultan afectados por la variante, y, en su caso, con audiencia de los propietarios particulares interesados.

En todo caso, se considerará no admisible la variante cuando el coste de la misma sea superior en un 10 por 100 al presupuesto de la parte de la línea afectada por la variante.

Artículo 162. *Relaciones civiles.*

1. La servidumbre de paso de energía eléctrica no impide al dueño del predio sirviente cercarlo o edificar sobre él, dejando a salvo dicha servidumbre, siempre que sea autorizado por la Administración competente, que tomará en especial consideración la normativa vigente en materia de seguridad. Podrá, asimismo, el dueño solicitar el cambio de trazado de la línea, si no existen dificultades técnicas, corriendo a su costa los gastos de la variación, incluyéndose en dichos gastos los perjuicios ocasionados.

2. Se entenderá que la servidumbre ha sido respetada cuando la cerca, plantación o edificación construida por el propietario no afecte al contenido de la misma y a la seguridad de la instalación, personas y bienes de acuerdo con el presente Real Decreto.

3. En todo caso, y para las líneas eléctricas aéreas, queda limitada la plantación de árboles y prohibida la construcción de edificios e instalaciones industriales en la franja definida por la proyección sobre el terreno de los conductores extremos en las condiciones más desfavorables, incrementada con las distancias reglamentarias a ambos lados de dicha proyección.

Para las líneas subterráneas se prohíbe la plantación y construcciones mencionadas en el párrafo anterior, en la franja definida por la zanja donde van alojados los conductores incrementada en las distancias mínimas de seguridad reglamentarias.

CAPÍTULO VI

Revisiones e inspecciones

Artículo 163. *Revisiones periódicas.*

1. Las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica, a que se hace referencia en el artículo 111, deberán ser revisadas, al menos cada tres años, por técnicos titulados, libremente designados por el titular de la instalación.

Los profesionales que las revisen estarán obligados a cumplimentar los boletines, en los que habrán de consignar y certificar expresamente los datos de los reconocimientos. En ellos, además, se especificará el cumplimiento de las condiciones reglamentarias o, alternativamente, la propuesta de las medidas correctoras necesarias.

2. Los citados boletines se mantendrán en poder del titular de las instalaciones, quien deberá enviar copia a la Administración competente.

Artículo 164. *Inspecciones.*

1. Para las instalaciones cuya autorización corresponde a la Administración General del Estado, las inspecciones sobre las condiciones técnicas, así como sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos en las autorizaciones, serán realizadas por la Comisión Nacional de Energía, mediante un procedimiento reglado, con la colaboración de los servicios técnicos

de la Administración General del Estado o de las Comunidades Autónomas donde se ubiquen las mismas.

2. Si como consecuencia de las inspecciones realizadas se pusiera de manifiesto alguna irregularidad que precisase la intervención de las Administraciones Públicas, la Comisión Nacional de Energía, en su caso, o el órgano de la Administración competente de la Comunidad Autónoma, lo pondrá en su conocimiento del titular de la instalación junto con la propuesta de resolución y los plazos para subsanar dicha irregularidad.

3. La Comisión Nacional de Energía acordará, en su caso, la iniciación de los expedientes sancionadores y realizar la instrucción de los mismos, cuando sean de la competencia de la Administración General del Estado, e informar, cuando sea requerida para ello, aquellos expedientes sancionadores iniciados por las distintas Administraciones públicas.

TÍTULO VIII

Registros administrativos

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 165. *Registros administrativos.*

1. El Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica y el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados regulados en los artículos 21.4 y 45.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se regirán en cuanto a su organización y funcionamiento por lo dispuesto en el presente Título.

2. La gestión de los registros mencionados en el apartado anterior corresponderá a la Subdirección General de Energía Eléctrica del Ministerio de Economía.

3. Las inscripciones que se realicen en los registros Administrativos del Ministerio de Economía que se regulan en el presente Real Decreto no devengarán el cobro de tasas.

Artículo 166. *Tratamiento de los datos.*

1. El tratamiento de los datos de carácter personal inscritos en los registros regulados en el presente Título se someterán a lo dispuesto en la Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre, de protección de datos de carácter personal.

2. Los sujetos obligados a comunicar datos a estos registros serán responsables de la veracidad y actualidad de los datos que faciliten.

3. El acceso a los datos podrá tener lugar, si no afecta a la eficacia del funcionamiento del Registro, mediante petición, en la que resulten identificados los datos de cuyo acceso se trate, sin que sea admisible su solicitud genérica.

4. La Comisión Nacional de Energía, el operador del sistema y el operador del mercado tendrán acceso a la información contenida en los Registros a los que se refiere el presente Título, así como las Comunidades Autónomas.

5. Las personas que en el ejercicio de sus funciones tengan acceso a datos que obren en estos Registros estarán obligadas a guardar secreto respecto de los mismos.

Artículo 167. *Cancelación de las inscripciones.*

La cancelación de las inscripciones en los registros a los que se refiere el presente Título se producirá a instancia del interesado o de oficio en los supuestos de cese de la actividad, revocación por el órgano competente de la autorización que sirvió de base para la inscripción y de falta de remisión de los documentos y datos contemplados en el presente Título.

Para proceder a la cancelación de oficio de la inscripción será precisa la instrucción del correspondiente expediente con audiencia del interesado.

CAPÍTULO II

Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica

Artículo 168. *Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.*

1. En el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica deben inscribirse todas las instalaciones de producción de energía eléctrica que hayan sido autorizadas y los agentes externos que hayan sido autorizados para la venta de energía eléctrica en España.

La inscripción en este registro será condición necesaria para poder realizar ofertas de energía eléctrica al operador del mercado y suscribir contratos bilaterales físicos.

Los productores que tengan instalaciones inscritas en el Registro de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica en régimen ordinario con las que realicen ofertas de energía eléctrica al operador del mercado podrán realizar incorporaciones a las redes de transporte y distribución nacionales de energía procedentes de otros sistemas exteriores de acuerdo con lo establecido en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. Asimismo, podrán realizar intercambios intracomunitarios e internacionales de acuerdo con lo previsto en el artículo 16 de la citada Ley.

2. Este Registro se estructura en las siguientes Secciones:

a) Sección primera: Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica en régimen ordinario.

b) Sección segunda: Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica en régimen especial.

c) Sección tercera: Agentes Externos.

3. Los requisitos y procedimientos de inscripción en este Registro son los que se establecen en el presente Real Decreto.

4. A los efectos de inscripción en el registro, las instalaciones de almacenamiento que puedan inyectar energía en las redes de transporte y distribución solas o hibridadas tendrán el mismo tratamiento que instalaciones de producción de electricidad.

Sección 1.ª Sección primera del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica

Artículo 169. *Sección primera: instalaciones de producción en régimen ordinario.*

1. La Sección primera del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica se estructura en las tres Subsecciones siguientes:

a) Subsección 1. En esta Subsección se inscribirán las unidades de producción de energía eléctrica cuya potencia instalada sea superior a 50 MW o que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, estuvieran sometidas al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre la determinación de la tarifa de las empresas de servicio público.

b) Subsección 2. En esta Subsección se inscribirán las unidades de producción de energía eléctrica cuando tengan una potencia instalada igual o inferior a 50 MW y superior a 1 MW y que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, no estuvieran sometidas al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre la determinación de la tarifa de las empresas de servicio público.

c) Subsección 3. En esta Subsección deberán inscribirse las unidades de producción de energía eléctrica con potencia igual o inferior a 1 MW y que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, no estuvieran sometidas al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre la determinación de la tarifa de las empresas de servicio público.

2. El procedimiento de inscripción en esta Sección del Registro constará de una fase de inscripción previa y una fase de inscripción definitiva. Las instalaciones de la Subsección 3 no precisarán más que una inscripción cuyo procedimiento será el de la inscripción previa.

Artículo 170. *Inscripción previa.*

1. La solicitud de inscripción previa en la Sección Primera de este Registro se dirigirá a la Dirección General de Política Energética y Minas cuando el aprovechamiento de la instalación afecte a más de una Comunidad Autónoma. En otro caso, la solicitud se dirigirá al órgano competente de la Comunidad Autónoma donde esté ubicada la instalación de producción, que dará traslado a la Dirección General de Política Energética y Minas en el plazo máximo de un mes de la solicitud de inscripción, así como de la documentación que la acompañe.

2. La solicitud de inscripción previa se acompañará, al menos, de la siguiente documentación:

a) Acreditación de la titularidad de la instalación de producción adecuadamente autorizada.

b) Datos de identificación del titular de la instalación, incluyendo, en su caso, los de inscripción en el Registro Mercantil y en el Registro de Actividades Industriales correspondiente.

c) La información que se recoge en el apartado 1.1 del anexo al presente Real Decreto sobre los datos y condiciones de funcionamiento de la instalación.

3. La formalización de la inscripción previa, en la que constará el número de identificación provisional en el registro, será considerada requisito suficiente para dar cumplimiento a lo previsto en el artículo 4.a) del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, y será notificada al interesado.

Artículo 171. *Inscripción definitiva.*

1. Se procederá a la inscripción definitiva de la instalación de producción en las Subsecciones 1 y 2 de la Sección Primera de este Registro una vez que su titular adquiera la condición de agente del mercado, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 4 del Real Decreto 2019/1997. Para ello deberá dirigirse la solicitud de inscripción definitiva, acompañada de la documentación que acredite su condición de agente del mercado, a la Dirección General de Política Energética y Minas o, en su caso, ante el órgano competente de la Comunidad Autónoma, que dará traslado de la misma a la Dirección General de Política Energética y Minas en el plazo máximo de un mes.

2. El plazo máximo entre la notificación de la inscripción previa en el registro y la presentación de la solicitud de inscripción definitiva será de tres meses. Si no se solicita la inscripción definitiva en ese plazo, se procederá a archivar el expediente, anulando la inscripción previa en el registro.

3. La formalización de la inscripción definitiva, en la que constará el número de identificación en el registro, será notificada al interesado.

Artículo 172. *Notificaciones.*

La notificación de la inscripción previa y de la inscripción definitiva será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el caso de que la solicitud de inscripción haya sido presentada en una Comunidad Autónoma, la formalización de la inscripción será comunicada a la misma.

Artículo 173. *Actualización de datos.*

1. Los titulares de las instalaciones que hayan sido inscritas en esta Sección del Registro deberán remitir al mismo la información establecida en el apartado 1.1 del anexo al presente Real Decreto, con la periodicidad y en los términos que se especifican en el apartado 1.2 del mismo.

2. Sin perjuicio de la actualización de los datos que deba ser realizada de conformidad con lo previsto en el apartado anterior, cualquier modificación de los datos que figuren en el Registro sobre identificación de la instalación, de su titular o sobre las condiciones y potencia de la instalación, deberá ser comunicada por el interesado en el plazo máximo de un mes desde que aquélla se produzca. En estas modificaciones quedan incluidos los cambios de denominación o razón social del titular, las fusiones, absorciones o escisiones de sociedades

que afecten a la titularidad de las instalaciones, así como la ampliación sustancial de las mismas.

3. En el caso de que la información contemplada en los apartados 1 y 2 del presente artículo no sea remitida por el titular de la instalación en el plazo previsto, se procederá a dar de baja la inscripción tras la instrucción del correspondiente expediente, con audiencia del interesado, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 167 del presente Real Decreto.

Artículo 174. *Número de identificación en el registro.*

Los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica harán constar, en los documentos en los que se formalicen las transacciones que tengan por objeto la compra o venta de energía eléctrica, el número de identificación que tengan asignado en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

Sección 2.ª Sección segunda del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica

Artículo 175. *Sección segunda: instalaciones de producción en régimen especial.*

La organización y funcionamiento de la sección segunda del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica se regirá por lo dispuesto en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

Sección 3.ª Sección tercera del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica

Artículos 176 a 180.

(Derogados).

CAPÍTULO III

Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados

Artículo 181. *Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados.*

1. Deberán inscribirse en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados todos aquellos que, de acuerdo con lo previsto en el presente Real Decreto, tengan la condición de distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados que pretendan adquirir, para los fines que se especifican en el presente capítulo, energía eléctrica en el mercado de producción organizado y los agentes externos que hayan sido autorizados para la compra de energía eléctrica en España.

2. Este Registro se estructura en las cuatro secciones siguientes:

a) Sección primera: empresas distribuidoras.
b) Sección segunda: empresas comercializadoras.
c) Sección tercera: consumidores cualificados.
d) Sección cuarta: agentes externos.

3. Los requisitos y procedimiento de inscripción en cada una de las Secciones mencionadas son los que se establecen en el presente Real Decreto.

Sección 1.ª Sección primera del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados

Artículo 182. *Sección primera: empresas distribuidoras.*

1. Los distribuidores deberán inscribirse en la Sección primera: empresas distribuidoras, del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados.

2. El procedimiento de inscripción en esta Sección del Registro constará de una fase de inscripción previa y una fase de inscripción definitiva.

Artículo 183. *Inscripción previa.*

1. La solicitud de inscripción previa en la Sección primera de este Registro se dirigirá a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía. En el caso de que la empresa distribuidora ejerza su actividad exclusivamente en el ámbito de una Comunidad Autónoma, la solicitud se dirigirá al órgano competente de ésta, que dará traslado a la Dirección General de Política Energética y Minas en plazo máximo de un mes de la solicitud de inscripción, así como de la documentación que la acompañe.

2. La solicitud de inscripción previa se acompañará de la acreditación del cumplimiento de los requisitos establecidos para ejercer la actividad de distribución en los párrafos a) y b) del punto 1 del artículo 37 del presente Real Decreto, de la titularidad de las líneas de distribución en funcionamiento adecuadamente autorizadas y, al menos, de los datos que se recogen en el apartado 3.1 del anexo al presente Real Decreto.

3. La formalización de la inscripción previa, en la que constará el número de identificación provisional en el Registro, será notificada al interesado, y será considerado requisito suficiente para dar cumplimiento a lo previsto en el artículo 4.a) del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

Artículo 184. *Inscripción definitiva.*

1. Se procederá a la inscripción definitiva de la empresa distribuidora en la Sección primera de este registro una vez que ésta adquiera la condición de agente del mercado, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 4 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre. Para ello deberá dirigirse la solicitud de inscripción definitiva a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, acompañada de la documentación que acredite su condición de agente del mercado, o al órgano competente de la Comunidad Autónoma, en su caso, que dará traslado a la Dirección General de Política Energética y Minas en plazo máximo de un mes de la solicitud de inscripción, así como de la documentación que la acompañe.

2. El plazo máximo entre la notificación de la inscripción previa en el Registro y la solicitud de la inscripción definitiva será de tres meses. Si no se solicita la inscripción definitiva en ese plazo, se procederá a archivar el expediente, anulando la inscripción previa en el registro.

3. No estará sujeta a este plazo la solicitud de inscripción definitiva que presenten los distribuidores que adquieran toda su energía a tarifa. En el caso de estos distribuidores, la inscripción definitiva supondrá la inclusión de una nota al margen de la inscripción previa, expresando que la sociedad está autorizada para poder adherirse a las reglas del mercado de producción organizado.

No obstante, estas empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa de acuerdo con la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para su inscripción definitiva en el Registro deberán ser clasificadas por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, a efectos de la entrega a la Comisión Nacional de Energía de las cuotas a que se refiere el artículo 5 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, de acuerdo con lo dispuesto en su disposición adicional única.

Para su clasificación en el grupo que les corresponda, deberán presentar la correspondiente solicitud a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, acompañada de las certificaciones de las empresas distribuidoras o

productores que les suministren o de las facturaciones de las adquisiciones de energía eléctrica a otras empresas distribuidoras o productores durante el último año y de las facturaciones que realicen a sus clientes durante el mismo período con el grado de desagregación que el citado centro directivo le requiera.

Una vez clasificadas e inscritas, las empresas distribuidoras a las que se refiere este punto, con carácter anual, procederán a remitir la información a que se refiere el párrafo anterior a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía en el plazo máximo de tres meses desde que finalice cada ejercicio, al objeto de acreditar que continúan perteneciendo al grupo en el que fueron clasificadas o, en caso contrario, poder proceder a su nueva clasificación.

La falta de remisión de la citada documentación en plazo supondrá la nueva clasificación automática de la empresa en el grupo 3 de acuerdo con la clasificación que se establece en la disposición adicional única del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

En el momento en que dichos distribuidores se adhieran a las reglas del mercado por adquirir su energía para la venta a consumidores a tarifa, en parte o en la totalidad, lo deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas en el plazo de quince días.

4. La formalización de la inscripción definitiva, en la que constará el número de identificación en el Registro, será notificada al interesado.

Artículo 185. *Notificaciones.*

La notificación de la inscripción previa y de la inscripción definitiva será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el caso de que la solicitud de inscripción haya sido presentada en una Comunidad Autónoma, la formalización de la inscripción será comunicada a la misma.

Artículo 186. *Actualización de datos.*

1. Los distribuidores que hayan sido inscritos en esta Sección del Registro deberán remitir al mismo la información actualizada sobre adquisición y facturación de energía eléctrica y acceso a las redes establecida en el apartado 3.1 del anexo al presente Real Decreto, con la periodicidad y en los términos que se especifican en el apartado 3.2 del mismo.

2. Sin perjuicio de la actualización de los datos que deba ser realizada de conformidad con lo previsto en el apartado anterior, cualquier modificación de los datos que figuren en el Registro sobre identificación de la sociedad o de las instalaciones de las que sea el titular deberá ser comunicada por el interesado en el plazo máximo de un mes desde que aquélla se produzca. En estas modificaciones quedan incluidos los cambios de denominación o razón social del titular, las fusiones, absorciones o escisiones de sociedades que afecten a la titularidad de las instalaciones, así como la ampliación sustancial de las mismas.

3. En el caso de que la información a que se refieren los apartados 1 y 2 del presente artículo no sea remitida por el distribuidor en el plazo previsto, se procederá a dar de baja la inscripción de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 167 del presente Real Decreto.

Artículo 187. *Número de identificación en el registro.*

Las empresas distribuidoras harán constar en los documentos en los que se formalicen las transacciones que tengan por objeto la compra o venta de energía eléctrica o el uso de las redes el número de identificación que tengan asignado en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados.

Sección 2.ª Sección segunda del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados

Artículo 188. *Sección segunda: empresas comercializadoras.*

(Derogado)

Artículo 189. *Inscripción previa.*

(Derogado)

Artículos 190 a 193.

(Derogados)

Sección 3.ª Sección tercera del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados

Artículos 194 a 199.

(Derogados).

Sección 4.ª Sección cuarta del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados

Artículos 200 a 204.

(Derogados).

Disposición adicional primera. *Instalaciones de «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima».*

Las instalaciones de titularidad de «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», a la entrada en vigor del presente Real Decreto, serán consideradas a todos los efectos red de transporte de energía eléctrica.

Disposición adicional segunda. *Procedimientos de operación del sistema para la gestión, el mantenimiento y la planificación de la red de transporte.*

El operador del sistema y gestor de la red de transporte presentará al Ministerio de Economía para su aprobación, en un plazo no superior a seis meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, los procedimientos de operación del sistema para la gestión, el mantenimiento y la planificación de la red de transporte que regulen, al menos, los siguientes aspectos:

a) Los requisitos mínimos de equipamiento de las instalaciones de transporte.
b) Los requisitos mínimos de equipamiento de las instalaciones conectadas a la red de transporte.
c) Las condiciones de funcionamiento y seguridad de las instalaciones conectadas a la red de transporte.
d) Los procedimientos de comprobación del equipamiento de las instalaciones de la red de transporte.
e) El establecimiento y verificación de las consignas de los equipos de protección y control.
f) El establecimiento de los criterios de diseño y desarrollo de la red de transporte.
g) Coordinación de los planes de desarrollo de la red de transporte y de las redes de distribución.
h) Los procedimientos para la medida y control de la calidad del servicio en la red de transporte.

Disposición adicional tercera. *Primer Plan de Desarrollo de la Red de Transporte.*

El proceso de elaboración del primer Plan de Desarrollo de la Red de Transporte, descrito en el capítulo III del Título II, deberá comenzar antes de tres meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto.

Disposición adicional cuarta. *Adecuación de contratos de suministro.*

Las condiciones de los contratos de suministro a tarifa o de acceso que se regulan en el presente Real Decreto serán de aplicación a los contratos que se suscriban o renueven a partir de la entrada en vigor del presente Real Decreto; dichas condiciones quedarán automáticamente incorporadas para los contratos vigentes en sustitución de los antiguos o, en el caso de los contratos de suministro, las denominadas pólizas de abono.

Disposición adicional quinta. *Acreditación de requisitos legales técnicos y económicos.*

A los efectos previstos en el artículo 121 del presente Real Decreto, se considerarán acreditados los requisitos de capacidad legal, técnica y económica para aquellas entidades de nacionalidad Española o de cualquier otro estado miembro de la Unión Europea con establecimiento permanente en España que al momento de la entrada en vigor del presente Real Decreto se encuentren realizando actividades de producción, transporte o distribución y revistan la forma jurídica que exige la Ley 54/1997 y el presente Real Decreto para el ejercicio que corresponda a cada actividad.

Disposición adicional sexta. *Líneas de evacuación de centrales de generación.*

Las líneas de evacuación de centrales de generación existentes a la entrada en vigor del presente Real Decreto serán consideradas a todos los efectos instalaciones de transporte, distribución o generación, según corresponda, atendiendo a su nivel de tensión y a la actividad ejercida por el titular de la instalación.

Disposición adicional séptima. *Instalaciones de transporte a 31 de diciembre de 1999.*

La Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía publicará, en los tres meses siguientes a la entrada en vigor del presente Real Decreto, la lista de instalaciones que forman parte de la red de transporte a 31 de diciembre de 1999.

Disposición adicional octava. *Red bajo la gestión técnica del operador del sistema.*

El operador del sistema y gestor de la red de transporte propondrá al Ministerio de Economía, en un plazo no superior a seis meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, el procedimiento de operación que establezca los criterios para la determinación de la red bajo la gestión técnica del operador del sistema.

Disposición adicional novena. *Redes de distribución que tengan incidencia en la operación del sistema.*

El operador del sistema y gestor de la red de transporte propondrá al Ministerio de Economía, en un plazo no superior a seis meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, los procedimientos de operación de las redes de distribución que tengan incidencia en la operación del sistema o que tengan relación con la retribución de la actividad, de modo que se garantice la seguridad, la fiabilidad y la eficacia de las mismas.

Disposición adicional décima. *Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar térmica.*

(Derogada)

Disposición adicional undécima. *Protección de la avifauna.*

Al objeto de prevenir daños a la avifauna, a propuesta de los Ministerios de Economía y Medio Ambiente, se establecerán las medidas de carácter técnico que se deberán adoptar para evitar la colisión y electrocución de las aves con las líneas eléctricas.

Disposición adicional duodécima. *Procedimiento de autorización de pequeñas instalaciones de generación o de instalaciones de generación conectadas a redes de distribución.*

Las administraciones competentes para la autorización de instalaciones de producción garantizarán que los procedimientos de autorización de pequeñas instalaciones de generación de menos de 50 MW o de instalaciones de generación conectadas a las redes de distribución tengan en cuenta su tamaño limitado y posible impacto.

Disposición adicional duodécima. *Vertidos a la red de energía eléctrica para consumidores que implanten sistemas de ahorro y eficiencia.*

(Derogada)

Disposición adicional decimotercera. *Determinación de las condiciones económicas de la conexión de una instalación de generación a las redes de transporte y distribución.*

1. Para todas las instalaciones de generación que no se encuentran dentro del ámbito de aplicación del Real Decreto 1699/2011, de 16 de noviembre, el coste de las nuevas instalaciones necesarias desde el punto frontera hasta el punto de conexión con la red de transporte o distribución, las repotenciaciones en las líneas de la empresa transportista o distribuidora del mismo nivel de tensión al del punto de conexión, si fuese necesaria, la repotenciación del transformador afectado de la empresa transportista o distribuidora del mismo nivel de tensión al del punto de conexión serán realizadas a cargo del solicitante.

La empresa transportista o distribuidora deberá remitir al promotor de la instalación de generación un pliego de condiciones técnicas y un presupuesto económico. Para la remisión de dichos documentos, la empresa transportista o distribuidora contará con un plazo de un mes a contar desde la fecha en que esta empresa tenga constancia de la aceptación por parte del promotor de la instalación de generación del punto de conexión propuesto por la empresa transportista o distribuidora.

Los documentos señalados en este apartado deberán desglosarse del siguiente modo:

a) Pliego de condiciones técnicas:

1.º Trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de transporte o distribución existente en servicio, siempre que éstos sean necesarios para incorporar las nuevas instalaciones.

Los trabajos detallados en este apartado serán realizados por el transportista o distribuidor al ser éste el propietario de esas redes y por razones de seguridad, fiabilidad y calidad del suministro.

2.º Trabajos necesarios para la conexión de la instalación de generación hasta el punto de conexión con la red de distribución, si lo ha solicitado expresamente el promotor de la instalación de generación.

Los trabajos referidos en este apartado podrán ser ejecutados a requerimiento del solicitante por cualquier empresa instaladora legalmente habilitada o por la empresa transportista o distribuidora.

La empresa distribuidora deberá hacer constar de manera expresa en el pliego de prescripciones técnicas que estas instalaciones podrán ser ejecutadas bien por la empresa distribuidora o bien por un instalador habilitado que deberá llevar a cabo la instalación de acuerdo a las condiciones detalladas en el mencionado pliego de prescripciones técnicas, a las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias y a las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración competente.

b) Presupuesto:

1.º Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos correspondientes a refuerzos, adecuaciones, adaptaciones o reformas de instalaciones de la red de transporte o distribución existente en servicio, necesarios para incorporar a las nuevas instalaciones.

2.º Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos necesarios para la conexión de la instalación de generación hasta el

punto de conexión con la red de transporte o distribución, si lo ha solicitado expresamente el promotor de la instalación de generación.

A petición expresa del promotor de la instalación de generación, el transportista o distribuidor presentará un presupuesto por estas instalaciones que deberá ser independiente del presupuesto señalado en el apartado 1.º anterior. Al igual que en el caso del pliego de prescripciones técnicas, la empresa distribuidora deberá hacer constar de manera expresa en el en este presupuesto que estas instalaciones podrán ser ejecutadas bien por la empresa distribuidora o bien por un instalador habilitado que deberá llevar a cabo la instalación de acuerdo a las condiciones detalladas en el mencionado pliego de prescripciones técnicas, a las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias y a las establecidas por la empresa distribuidora y aprobadas por la Administración competente.

En el caso de que el solicitante decida que la empresa transportista o distribuidora ejecute los trabajos deberá comunicarlo de manera expresa a la misma en el plazo de tres meses a contar desde la recepción del presupuesto.

Igualmente, si el solicitante decidiese que fuese cualquier otra empresa instaladora legalmente autorizada la que ejecutase los trabajos deberá comunicarlo a la empresa transportista o distribuidora en el plazo de tres meses a contar desde la recepción del presupuesto.

2. Si la empresa transportista o distribuidora no efectuase la notificación en el plazo a que se refiere el apartado 1, el interesado podrá dirigir su reclamación al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la finalización de dicho plazo, quien procederá a requerir los datos mencionados a la empresa transportista o distribuidora y resolverá y notificará en un plazo máximo de tres meses.

3. En caso de disconformidad con las condiciones técnicas y el presupuesto económico propuestas por la empresa transportista o distribuidora, el interesado podrá dirigirse al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la recepción de la documentación, para que éste proceda a la resolución de la discrepancia estableciendo las condiciones que las partes habrán de respetar. La resolución y notificación deberá producirse en el plazo máximo de dos meses a contar desde la fecha de la solicitud.

4. Una vez comunicada a la empresa transportista o distribuidora el interés en que ejecute los trabajos, el pliego de condiciones técnicos y el presupuesto será válido en los términos que las condiciones técnicas del punto de acceso y conexión.

5. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 9.2 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, las nuevas instalaciones necesarias hasta el punto de conexión que vayan a ser utilizadas por más de un consumidor y/o generador, excepto si pueden ser consideradas infraestructuras compartidas de evacuación, y sean realizadas directamente por el solicitante, habrán de ser cedidas al transportista o distribuidor de la zona, que se responsabilizará desde ese momento de su operación y mantenimiento. Cuando existan varias empresas distribuidoras en la zona a las cuales pudieran ser cedidas las instalaciones, la Administración competente determinará a cuál de dichas empresas deberán ser cedidas, con carácter previo a su ejecución y siguiendo criterios de mínimo coste. El titular de la instalación podrá exigir la suscripción de un convenio de resarcimiento frente a terceros nuevos consumidores y/o nuevos generadores, con una duración mínima de diez años, quedando dicha infraestructura abierta al uso de terceros. Este periodo mínimo de diez años, podrá ser ampliado excepcionalmente por el órgano correspondiente de la Administración competente en casos debidamente justificados. Los referidos convenios deberán ser puestos en conocimiento de la Administración competente, acompañándose a la documentación de la solicitud de autorización administrativa de transmisión de la instalación.

Disposición adicional decimocuarta. *Consideración de una misma instalación de generación a efectos de los permisos de acceso y conexión.*

1. Los permisos de acceso y conexión otorgados solo tendrán validez para la instalación para la que fueron concedidos. Asimismo, el otorgamiento de un permiso de acceso y conexión a una instalación estará condicionado a que esta pueda ser considerada la misma

instalación que aquella a la que se refiere la solicitud con la que se inició el procedimiento de acceso y conexión.

2. Para valorar si una instalación puede ser considerada la misma le serán de aplicación los criterios recogidos en el anexo II. A propuesta de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, estos criterios podrán ser modificados mediante real decreto.

3. En todo caso, la consideración de que una instalación no sea la misma llevará implícita la necesidad de realizar una nueva solicitud de acceso y conexión a la red para la obtención de nuevos permisos.

4. En aquellos casos en los que las instalaciones con permisos de acceso y conexión solicitados y/o concedidos hayan sufrido modificaciones que impliquen que dichas instalaciones puedan ser consideradas las mismas de acuerdo con lo establecido en esta disposición, los titulares deberán actualizar la solicitud de los permisos de acceso y conexión, o en su caso, actualizar los permisos de acceso y conexión concedidos para adaptarlos a las características de la instalación modificada.

5. En ningún caso, la actualización de los permisos de acceso y de conexión por las causas a las que se refiere el apartado anterior, conllevará la modificación de la fecha de concesión de dichos permisos, que seguirá siendo la misma que la del permiso concedido.

Del mismo modo, en ningún caso la actualización de una solicitud de acceso y conexión por las razones a las que se refiere el apartado anterior supondrá la modificación de la fecha en la que se considere realizada la solicitud de acuerdo con lo que, a este respecto, establezca el procedimiento que regule la concesión de los permisos de acceso y de conexión.

6. Para la actualización de los permisos de acceso y conexión solicitados y/o concedidos de acuerdo con lo previsto en el apartado cuarto, el solicitante o, en su caso, el titular de los permisos de acceso y conexión deberá comunicar al gestor de la red su intención de actualizar la solicitud de acceso y conexión en tramitación o, en su caso, los permisos de acceso y conexión otorgados. A la vista de esta comunicación y de la documentación aportada, el gestor de la red deberá pronunciarse sobre si considera que procede la actualización de la solicitud o, en su caso, de los permisos de acceso y conexión otorgados, por considerar que las modificaciones propuestas permiten seguir considerando la instalación como la misma que aquella que ha solicitado o tiene otorgados los permisos de acceso y conexión.

La actualización quedará condicionada, en todo caso, a que se sustituya la garantía económica inicialmente presentada por una segunda garantía que recoja los nuevos términos.

A tales efectos, una vez disponga del pronunciamiento del gestor de la red sobre si la instalación sigue siendo la misma a efectos de los permisos de acceso y conexión, el solicitante o, en su caso, el titular de dichos permisos deberá dirigirse al órgano competente para autorizar la instalación para solicitarle la autorización de sustitución de la garantía depositada y, en caso de ser favorable, su remisión a la Caja General de Depósitos.

Una vez depositada la nueva garantía se deberá presentar ante el órgano competente para autorizar la instalación resguardo acreditativo de su constitución. La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para solicitar al gestor de la red de transporte, o en su caso, al gestor de la red de distribución, la actualización de los permisos de acceso y conexión. Para ello, el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación remitirá al solicitante la confirmación de la adecuada constitución de la garantía.

A los efectos anteriores, la presentación ante el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación del resguardo acreditativo de haber constituido la garantía deberá hacerse acompañar de una solicitud expresa para que dicho órgano se pronuncie sobre si la garantía está adecuadamente constituida con el fin de poder presentar dicha confirmación ante el gestor de red pertinente y que este pueda admitir la actualización de los permisos. Si la solicitud o el resguardo de depósito de la garantía que la acompañan no fuesen acordes a la normativa, el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación requerirá al interesado para que la subsane. A estos efectos, se considerará como fecha de presentación de la solicitud aquella en la que haya sido realizada la subsanación.

Disposición transitoria primera. *Aplicación de la planificación de la actividad de transporte.*

A los efectos previstos en los los artículos 112 y 120.3 del presente Real Decreto, no resultará de aplicación lo relativo a la planificación de las instalaciones de la red de transporte, en tanto no resulte aprobada por primera vez la planificación de dichas instalaciones según el procedimiento previsto en este Real Decreto.

Disposición transitoria segunda. *Actividades de transporte.*

1. Hasta el momento en que, de acuerdo con el punto 1 de la disposición transitoria quinta de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, se establezca la exigencia de separación de actividades, las empresas que con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley ejercieran la actividad de transporte podrán ejercer las actividades no reguladas conjuntamente con la de transporte, procediendo a separar contablemente sus actividades eléctricas reguladas.

2. Los transportistas que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, fueran titulares de instalaciones autorizadas podrán continuar en el ejercicio de sus actividades dentro de los términos de la autorización.

Disposición transitoria tercera. *Información de transportistas y gestores de red de distribución al gestor de la red de transporte.*

1. Las empresas transportistas deberán remitir al operador del sistema y gestor de la red de transporte, en el plazo de cuatro meses a partir de la entrada en vigor del presente Real Decreto, relación individualizada de todas las instalaciones de transporte de su propiedad, con indicación de sus características principales y situación administrativa.

2. Asimismo, los gestores de la red de distribución remitirán la información de las líneas de 110-132 kV y transformadores 400/110-132 kV y 220/110-132 kV bajo su gestión al operador del sistema y gestor de la red de transporte, así como de cualquier otra instalación bajo la gestión técnica del operador del sistema, con indicación de sus características principales y situación administrativa.

Disposición transitoria cuarta. *Pérdidas en la red de transporte.*

1. De forma transitoria, al menos hasta el 1 de enero de 2002, las pérdidas de la red de transporte se aplicarán a los consumidores de energía eléctrica mediante la aplicación de los coeficientes de pérdidas que reglamentariamente se publiquen cada año.

2. El operador del sistema, a los seis meses de entrada en vigor del presente Real Decreto, independientemente de la afección que pueda suponer para la liquidación de los agentes, deberá calcular y publicar los factores de pérdidas de cada nudo y la asignación horaria de pérdidas a cada sujeto, según la metodología desarrollada en el capítulo VI del Título II, a partir de la entrada en vigor del presente Real Decreto.

Disposición transitoria quinta. *Exención de la solicitud de conexión.*

Los productores, distribuidores y consumidores conectados a las redes de transporte y distribución a la fecha de entrada en vigor del presente Real Decreto estarán exentos de presentar la solicitud de conexión indicada en los capítulos I y II del Título IV de este Real Decreto.

Disposición transitoria sexta. *Acceso de terceros a las redes.*

Todos los sujetos y consumidores cualificados que con anterioridad a su cualificación estuvieran recibiendo suministro a tarifa tendrán automáticamente concedido el derecho de acceso a las redes, por la potencia que tuvieran adscrita a la instalación, que en cualquier caso no podrá ser inferior a la contratada en la tarifa, sin que proceda cargo alguno en concepto de depósito de garantía, salvo que incremente la potencia contratada.

Con este fin, el consumidor, o su representante, deberá comunicar por escrito a la empresa distribuidora el cambio de modalidad de suministro, con un mes de antelación a la fecha en que desee efectuar dicho cambio, debiéndose firmar en este período el nuevo

contrato de acceso y proceder al cierre de las lecturas correspondientes al suministro a tarifa en el plazo de quince días desde la baja del contrato de suministro a tarifa.

Disposición transitoria séptima. *Actividad de generación e instalaciones de producción.*

1. Los generadores que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, fueran titulares de instalaciones autorizadas podrán continuar en el ejercicio de sus actividades dentro de los términos de la autorización. A estos efectos, aquellos titulares de instalaciones autorizadas que no tuvieran personalidad propia dispondrán de un plazo de tres meses para adaptarse a lo dispuesto en los párrafos a) y b) del artículo 9 de la citada Ley. Una vez realizada la adaptación, deberán comunicarlo a la Dirección General de Política Energética y Minas en el plazo de quince días.

2. Las instalaciones de producción que hubieran sido inscritas de forma provisional en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción del Ministerio de Economía dispondrán de un plazo de tres meses para proceder a su inscripción definitiva en el mismo, considerándose, a estos efectos, cumplimentados los requisitos exigidos para efectuar la inscripción previa.

Disposición transitoria octava. *Actividad de distribución.*

1. Los distribuidores que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, fueran titulares de instalaciones autorizadas podrán continuar en el ejercicio de sus actividades dentro de los términos de la autorización. Estas autorizaciones se entenderán transferidas a las sociedades que deban constituirse en su momento, de acuerdo con la disposición transitoria quinta de la citada Ley.

2. Los distribuidores que hubieran sido inscritos de forma provisional en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados del Ministerio de Economía como empresas distribuidoras dispondrán de un plazo de tres meses para proceder a su inscripción definitiva en el mismo, considerándose, a estos efectos, cumplimentados los requisitos exigidos para efectuar la inscripción previa.

Disposición transitoria novena. *Actividad de Comercialización.*

Las empresas comercializadoras que de forma provisional hayan sido autorizadas e inscritas en el Registro de empresas comercializadoras del Ministerio de Economía dispondrán de un plazo de tres meses para presentar la solicitud de autorización de su actividad y de inscripción definitiva en el Registro.

Disposición transitoria décima. *Planes de mejora de calidad de servicio.*

En tanto no se disponga de los datos de índices de calidad medidos de acuerdo con el procedimiento homogéneo para todas las empresas a que se refiere el capítulo 2 del Título VI del presente Real Decreto, para efectuar, en su caso, el reparto de la cuantía destinada a los Planes de mejora de calidad del servicio y electrificación y mejora de la calidad en el ámbito rural, de acuerdo con el presente Real Decreto, se tomarán como base los datos de los mismos que faciliten las empresas distribuidoras.

Disposición transitoria undécima. *Expedientes en tramitación.*

Los expedientes sobre las materias reguladas en el presente Real Decreto, iniciados con anterioridad a la entrada en vigor del mismo, se tramitarán hasta su resolución conforme a la normativa anterior.

Disposición transitoria duodécima. *Derechos de acometidas.*

Los derechos de acometidas correspondientes a las instalaciones existentes a la entrada en vigor del presente Real Decreto sólo podrán ser exigidos por las empresas distribuidoras hasta transcurridos tres meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto.

Disposición transitoria decimotercera. *Consumidores cualificados en territorios insulares y extrapeninsulares.*

En tanto se establezca la reglamentación singular a que hace referencia el artículo 12 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, los consumidores cualificados de los territorios insulares y extrapeninsulares podrán adquirir la energía con referencia a los precios resultantes de la casación en el mercado organizado de producción.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogados:

a) El Decreto de 12 de marzo de 1954 por el que se aprueba el texto unificado del reglamento de «Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía».
b) El Decreto 2617/1966, de 20 de octubre, sobre autorización de instalaciones eléctricas.
c) El Decreto 2619/1966, de 20 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley 10/1966, de 18 de marzo.
d) El Real Decreto 2949/1982, de 15 de octubre, por el que se dan normas sobre acometidas eléctricas y se aprueba el Reglamento correspondiente.

Asimismo, queda derogada cualquier otra disposición de igual o menor rango en lo que se oponga al presente Real Decreto.

Disposición final primera. *Carácter básico.*

1. El presente Real Decreto tiene carácter de básico, de acuerdo con lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución.
2. El Título VII de este Real Decreto no tendrá carácter de básico para aquellos procedimientos administrativos en los que sean competentes las Comunidades Autónomas, ajustándose en todo caso a lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.
3. Los preceptos del capítulo V del Título VII, relativos a expropiación forzosa y servidumbres, son de aplicación general al amparo de lo previsto en el artículo 149.1.8.ª y 18.ª de la Constitución.
4. Las instalaciones a que se refiere el artículo 149.1.22.ª de la Constitución se regirán por lo dispuesto en este Real Decreto y en sus disposiciones de desarrollo.

Disposición final segunda. *Desarrollo normativo.*

1. Se autoriza al Ministro de Economía a modificar el contenido de los datos que se establecen en el anexo al presente Real Decreto en función de la evolución del mercado y de la liberalización del suministro, en el ámbito de sus competencias.
2. Se autoriza al Ministro de Economía para dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y cumplimiento de lo establecido en el presente Real Decreto.

Disposición final tercera. *Valores de calidad de servicio individual y zonal.*

El Ministerio de Economía revisará cada cuatro años los valores establecidos en el capítulo II del Título VI del presente Real Decreto, en función de los datos obtenidos y la evolución del nivel de exigencia de los consumidores.
No obstante, finalizado el plazo de implantación del Plan al que se refiere el artículo 104 del presente Real Decreto, el Ministerio de Economía podrá modificar los límites de los valores de los índices de calidad que se establecen en el presente Real Decreto.

Disposición final cuarta. *Instrucciones técnicas complementarias.*

El Ministerio de Economía, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, establecerá, en el plazo de un año:

Las instrucciones técnicas complementarias al presente Real Decreto, en las que se definan los criterios para determinar la incidencia de las indisponibilidades programadas sobre los índices de calidad del servicio en la red de transporte de energía eléctrica, así como las instrucciones técnicas complementarias que fijen las obligaciones y los derechos de los distribuidores y los consumidores en relación con la calidad del producto en el marco de lo establecido por la Ley y este Real Decreto.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

El presente Real Decreto entrará en vigor a los veinte días de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

No obstante, el derecho de los abonos por incumplimiento de la calidad de atención al consumidor establecido en el artículo 103.2 entrará en vigor el día 1 de enero del año 2001.

ANEXO

1.1 Datos e información para la inscripción de los productores en régimen ordinario.

1) Datos de la titularidad de la unidad de producción (1):

Titularidad:
Participación:
Dirección de la propiedad:
Calle, número:
Municipio:
Código postal:
Provincia:

2) Datos de la Unidad de Producción:

Unidad de Producción (denominación del grupo):
Fecha de puesta en servicio:
Tipo (2):
Tecnología (3):

(1) Denominación de cada titular y su tanto por ciento de participación.

(2) Hidráulica, térmica clásica o termonuclear.

(3) Hidráulica fluyente, bombeo puro, bombeo mixto, turbina de gas, turbina de vapor, ciclo combinado, otros (especificarlos).

Potencia instalada (MW):
Potencia bruta total en MW:
Potencia neta total en MW:

Ubicación de la central:

Dirección:
Municipio:
Provincia:

Punto de conexión de la Unidad para la Entrega de Energía:

Tensión:
Propiedad de la red:
Nudo:

Central hidráulica (rellenar sólo en caso de este tipo de centrales):

Unidad de Gestión Hidráulica a la que pertenece:
Río:

Central térmica clásica (rellenar sólo en el caso de este tipo de centrales):

Combustible(s):

1.2 Requisitos y periodicidad de la información.

La información a que hace referencia el apartado anterior deberá estar debidamente acreditada mediante la firma de un representante legal del titular de la unidad de producción.

La información de los apartados anteriores se remitirá junto con la solicitud de inscripción, y cuando se produzca cualquier cambio de los datos que figuran en la misma.

2.1 **(Derogado)**

2.2 **(Derogado)**

3.1 Información y datos para la inscripción de los distribuidores.

1) Datos de la sociedad:

Denominación o razón social:
Domicilio social:

Dirección:
Población:
Provincia:
Código postal:
Teléfono:
Fax y correo electrónico, en su caso:

Representantes legales:
CIF:
Fecha de constitución de la sociedad:
Ámbito geográfico en el que distribuye:

2) Energía adquirida:

Energía adquirida en el mercado de producción (kWh):
Facturación de la energía adquirida en el mercado de producción (pesetas):
Energía adquirida a instalaciones acogidas al régimen especial (kWh):
Facturación de la energía adquirida a instalaciones acogidas al régimen especial (pesetas):
Energía adquirida a otros distribuidores con la certificación correspondiente de la empresa de la que adquiere la energía en la que conste lo siguiente:

Energía adquirida: escalón 1 tensión (kWh):
Energía adquirida: escalón 2 tensión (kWh):
Energía adquirida: escalón 3 tensión (kWh):
Energía adquirida: escalón 4 tensión (kWh):

Facturación de la energía adquirida a otros distribuidores con la certificación correspondiente de la empresa de la que adquiere la energía en la que conste lo siguiente:

Energía adquirida: escalón 1 tensión (pesetas):
Energía adquirida: escalón 2 tensión (pesetas):
Energía adquirida: escalón 3 tensión (pesetas):
Energía adquirida: escalón 4 tensión (pesetas):

3) Energía entregada:

A sus consumidores a tarifa, clasificado por tarifas:

Número de clientes:
Potencia facturada (kW):
Energía vendida (kWh):
Facturación Mpta.

A otros distribuidores acogidos a tarifa. Para cada nivel de tensión y cada distribuidor suministrado:

Potencia facturada (kW):
Energía vendida (kWh):

Facturación (Mptas.):
Empresa distribuidora suministrada:

4) Facturación de tarifas de acceso a consumidores cualificados clasificados por tarifas:

Número de clientes:
Potencia facturada (kW):
Energía (kWh):
Facturación de peajes (Mpta.):

5) En el caso de adquirir energía de otras centrales generadoras que no oferten al mercado, se deberá detallar para cada central:

Central:
Energía adquirida de la central (kWh):
Coste de la energía adquirida de la central (Mpta.):

6) Grupo en el que está clasificada o solicita clasificarse a efectos de cotización de los porcentajes de facturación a la Comisión Nacional de Energía (1):

---

(1) Grupo 1, 2 ó 3.

7) Otros Ingresos:

Ingresos por acometidas:
Ingresos por alquiler de equipos de medida:

3.2 Requisitos y periodicidad de la información.

La información a que hace referencia el apartado anterior deberá estar debidamente acreditada mediante la firma de un representante legal de la Sociedad.

La información de los apartados 1) y 6) deberá remitirse cuando se solicite la inscripción de la sociedad en el registro y cuando se produzca algún cambio de los datos que figuran en la misma.

Anualmente, se enviarán los datos que figuran en los apartados 2), 3), 4) y 5) durante el primer trimestre del año siguiente al que se produzcan.

4.1 Información y datos para la inscripción de los comercializadores.

1) Datos de la sociedad:

Denominación o razón social (1):
Domicilio social (1):

Dirección:
Población:
Provincia:
Código postal:
Teléfono:
Fax y correo electrónico, en su caso:

Representantes legales:
CIF:
Fecha de constitución de la sociedad (1):
Ámbito geográfico en el que comercializa:

2) Energía adquirida:

Energía adquirida en el mercado de producción (kWh):
Energía adquirida a instalaciones acogidas al régimen especial (kWh):
Energía adquirida a otros comercializadores (para cada comercializador que adquiera la energía):

Comercializador:
Energía adquirida (kWh):

Energía adquirida de generadores de la UE o agentes externos (kWh):
Energía adquirida a productores españoles en régimen ordinario (kWh) (2):

(1) En el caso de que se trate de un establecimiento permanente en España, estos datos se referirán a dicho establecimiento, indicando este hecho.

(2) A partir de la fecha en que se autorice.

3) Energía entregada:

A consumidores cualificados (para cada nivel de tensión):

Energía entregada (kWh):

A otros comercializadores para cada comercializador:

Comercializador:
Energía entregada (kWh):

4.2 Requisitos y periodicidad de la información.

La información a que hace referencia el apartado anterior deberá estar debidamente acreditada mediante la firma de un representante legal de la sociedad.

La información del apartado 1 deberá remitirse cuando se solicite la inscripción de la sociedad en el registro y cuando se produzca algún cambio de los datos que figuran en el mismo.

Anualmente, se enviarán los datos que figuran en los apartados 2) y 3) durante el primer trimestre del año siguiente al que se produzcan.

5.1 Información y datos para la inscripción de los consumidores cualificados.

1) Asociada a la empresa propietaria de la instalación:

CIF:
Denominación o razón social:
Domicilio social:

Dirección:
Población:
Provincia:
Código postal:

Otros:

Representantes legales:
Apartado de correos:
Código postal del apartado de correos:
Teléfono de la sede social:
Fax de la sede social:

2) Asociada a la instalación:

Dirección:
Población en la que se encuentra ubicada la instalación:
Provincia de la instalación:
Código postal de la instalación:
Dirección de la instalación:
Teléfono de la instalación:
Número de puntos de toma (o acometidas):

3) Asociada a cada uno de los puntos de toma (o acometidas):

Para cada uno de los puntos de toma o acometidas indicadas en el último punto del apartado 2), se indicará:

Punto número:

Distribuidor al que está conectada:

Tensión del punto de toma (o acometida):
Potencia contratada:
Energía consumida en el año anterior:

4) Datos de autoconsumo (sólo en el caso de autoproductores):

Energía autoconsumida en el último año (kWh).
Energía vendida al distribuidor en el último año (kWh).
Energía vendida a una empresa matriz o filiales (kWh).

5.2 Requisitos y periodicidad de la información.

La información a que hace referencia el apartado anterior deberá estar debidamente acreditada mediante la firma de un representante legal de la sociedad.

La información de los apartados 1 y 2 deberá remitirse cuando se solicite la inscripción de la sociedad en el registro y cuando se produzca algún cambio de los datos que figuran en la misma.

Anualmente se enviarán los datos que figuran en los apartados 3) y 4) durante el primer trimestre del año siguiente al que se produzcan.

6.1 Modelo de comunicación de inicio de actividad de empresa comercializadora.

COMUNICACIÓN DE INICIO DE ACTIVIDAD

D.ª/D……, mayor de edad, con documento nacional de identidad número ……., en nombre y representación de....., con CIF.....……, domicilio social en…… y domicilio a efectos de notificaciones en……....., en plena posesión de su capacidad jurídica y de obrar, comunica a [órgano ante el que se presenta] el inicio de la actividad de comercialización de energía eléctrica, que se desarrollará en el ámbito territorial de…… a cuyos efectos presenta declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos para el ejercicio de la misma.

En…….. a…… de……. de.....

Firma

6.2 Modelo de declaración responsable de empresa comercializadora.

DECLARACIÓN RESPONSABLE

D.ª/D....., mayor de edad, con documento nacional de identidad número....., en nombre y representación de....., con domicilio social en…… y CIF…….

Declaro bajo mi responsabilidad, a efectos de la comunicación de inicio de la actividad de comercialización que dicha sociedad cumple los requisitos necesarios para el ejercicio de dicha actividad exigidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo, en particular:

a) Ser sociedades mercantiles debidamente inscritas en el registro correspondiente o equivalente en su país de origen, y contar con un objeto social que acredita la capacidad para vender y comprar energía eléctrica sin limitaciones o reservas al ejercicio de dicha actividad.

En el caso de empresas con sede en España: el cumplimiento en los estatutos de las exigencias de separación de actividades y de cuentas establecidas en los artículos 14 y 20 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

En el caso de empresas de otros países: cumplimiento de los requisitos de separación de actividades y cuentas de las actividades desarrolladas en el ámbito del sistema eléctrico español.

b) Cumplir con los requisitos exigidos a los sujetos compradores en el mercado de producción de energía eléctrica conforme a los Procedimientos de Operación Técnica y, en su caso, las Reglas de Funcionamiento y Liquidación del mercado de producción.

c) Haber presentado ante el Operador del Sistema y ante el Operador del Mercado las garantías que resultan exigibles para la adquisición de energía en el mercado de producción

de electricidad en los Procedimientos de Operación Técnica y en las correspondientes Reglas de Funcionamiento y Liquidación del Mercado, respectivamente.

Asimismo manifiesto que dispongo de la documentación que acredita el cumplimiento de los citados requisitos, y que me comprometo a mantenerlos durante el periodo de tiempo inherente al ejercicio de la actividad de comercialización y a notificar los hechos que supongan una modificación de los mismos, asumiendo las responsabilidades legales en caso de incumplimiento, falsedad u omisión.

En…… a…… de…… de.....

Firma

6.3 Modelo de comunicación de inicio de actividad de consumidor directo en mercado.

COMUNICACIÓN DE INICIO DE ACTIVIDAD

D.ª/D....., mayor de edad, con documento nacional de identidad número....., en nombre y representación de....., con CIF....., domicilio social en..... y domicilio a efectos de notificaciones en....., en plena posesión de su capacidad jurídica y de obrar, comunica a [órgano ante el que se presenta] el inicio de la actividad de consumidor directo en mercado en su instalación de ....., a cuyos efectos presenta declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos para el ejercicio de la misma.

En…… a…… de…… de.....

Firma

6.4 Modelo de declaración responsable de consumidor directo en mercado.

DECLARACIÓN RESPONSABLE

D.ª/D....., mayor de edad, con documento nacional de identidad número....., en nombre y representación de....., con domicilio social en..... y CIF.....

Declaro bajo mi responsabilidad, a efectos de la comunicación de inicio de la actividad de consumidor directo en mercado que dicha sociedad cumple los requisitos necesarios para el ejercicio de dicha actividad exigidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo, en particular:

a) Haber prestado al operador del sistema garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de la actuación de la sociedad y cumplir los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación relativos al proceso de cobros y pagos.

b) En caso de participar en el mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica: tener la condición de agente de mercado habiendo suscrito el contrato de adhesión a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado de producción y haber presentado las garantías que correspondan ante el operador del mercado.

Asimismo manifiesto que dispongo de la documentación que acredita el cumplimiento de los citados requisitos, y que me comprometo a mantenerlos durante el periodo de tiempo inherente al ejercicio de la actividad y a notificar los hechos que supongan una modificación de los mismos,, asumiendo las responsabilidades legales en caso de incumplimiento, falsedad u omisión.

En…… a…… de…… de.....

Firma

ANEXO II

Criterios para considerar que una instalación de generación de electricidad es la misma a efectos de los permisos de acceso y conexión concedidos o solicitados

1. A efectos de la concesión de los permisos de acceso y conexión solicitados y de la vigencia de los permisos de acceso y conexión ya otorgados, se considerará que una

instalación de generación de electricidad es la misma que otra que ya hubiese solicitado u obtenido los permisos de acceso y conexión, si no se modifica ninguna de las siguientes características:

a) Tecnología de generación. Se considerará que no se ha modificado la tecnología de generación si se mantiene el carácter síncrono o asíncrono de la instalación. Asimismo, en el caso de instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se considerará que no se ha modificado la tecnología si la instalación pertenece al mismo grupo al que se refiere el artículo 2 del citado real decreto. La adición de elementos de almacenamiento de energía no implicará que se modifique la tecnología de la instalación.

Tampoco se considerará que se ha modificado la tecnología de generación cuando los cambios introducidos consistan en la adición de etapas de electrónica de potencia en instalaciones de generación hidráulicas ya en servicio siempre que su introducción permita el funcionamiento reversible de la instalación.

b) Capacidad de acceso. La capacidad de acceso solicitada o concedida no podrá incrementarse en una cuantía superior al 5 % de la capacidad de acceso solicitada o concedida en el permiso de acceso original. A estos efectos, se entenderá como capacidad de acceso, aquella que figure en el permiso de acceso o en la solicitud del mismo. Si en el mismo se recogieran varios valores de potencia sin indicar claramente de cual se trata será aquel valor que refleje la potencia activa máxima que puede inyectarse a la red. Este valor no tendrá por qué ser coincidente con la potencia instalada o la potencia nominal de la instalación. No obstante, no se considerará que se mantiene la capacidad de acceso cuando esta disminuya respecto de la solicitada o la otorgada en el permiso de acceso como consecuencia de una reducción de potencia instalada o nominal que resulte de la división de un proyecto en dos o más proyectos de instalación de generación cuya suma de potencias sea igual a la potencia original.

c) Ubicación geográfica. Se considerará que no se ha modificado la ubicación geográfica de las instalaciones de generación cuando el centro geométrico de las instalaciones de generación planteadas inicialmente y finalmente, sin considerar las infraestructuras de evacuación, no difiere en más de 10.000 metros.

En el caso de que se realice una hibridación, a los efectos de los permisos de acceso y conexión, la instalación se considerará la misma siempre que se cumplan los criterios anteriormente señalados. No obstante, en el caso de hibridación de instalaciones ya en servicio o proyectos que ya cuenten con permisos de acceso concedido, la condición a) solo será de aplicación a los módulos de generación de electricidad existentes o a los que se refiera el permiso de acceso ya otorgado.

A estos efectos, las modificaciones en la ubicación geográfica de la instalación que se produzcan en un periodo inferior a diez años se considerarán de forma acumulativa y por tanto se deberá analizar la distancia entre los centros geométricos de la nueva solicitud con respecto a la más antigua presentada en el plazo señalado.

2. En el caso de instalaciones de generación de electricidad que, de conformidad con lo establecido en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, estén integradas por más de un módulo de generación de electricidad, la condición asociada a la tecnología de generación a la que se refiere el apartado anterior será de aplicación a cada uno de los módulos de generación que la integren de tal manera que dicha instalación de generación de electricidad no podrá ser considerada la misma si se modifica la tecnología de generación de cualquiera de los módulos de generación de electricidad que la integran.

§ 125

Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión

Ministerio de Economía
«BOE» núm. 313, de 31 de diciembre de 2002
Última modificación: 6 de octubre de 2018
Referencia: BOE-A-2002-25422

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico, configura la comercialización de energía eléctrica como una realidad cierta, materializada en los principios de libertad de contratación y de elección de suministrador. Para la total implantación del proceso de liberalización, se establece en la Ley un período transitorio, con el propósito inicial de que la libertad de elección fuese una realidad para todos los consumidores en un plazo de diez años.

El Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, adelanta el calendario de la liberalización previsto, al establecer en su artículo 19.uno que "A partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores de energía eléctrica tendrán la consideración de consumidores cualificados".

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, sienta las bases que regulan los derechos y obligaciones de los comercializadores y distribuidores, los contratos de suministro a tarifa y de acceso a las redes, los derechos de calidad de la atención al consumidor y las obligaciones registrales de los distribuidores.

El Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, viene a adecuar las tarifas de acceso vigentes hasta esta fecha, adaptándolas a la nueva situación en un entorno de elegibilidad total.

El Real Decreto 385/2002, de 26 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, viene a corroborar lo señalado en el Real Decreto 1955/2000 en el sentido de establecer la obligación de los distribuidores de ser los encargados de la lectura en relación con los datos requeridos para la facturación de las tarifas de acceso, así como de la energía que haya de liquidarse en el mercado.

Existe, por tanto, un bloque regulatorio comprensivo de los diferentes aspectos que afectan al suministro, de las obligaciones y derechos de los agentes y de las relaciones entre los mismos. No obstante, resulta evidente que un incremento tan importante en la liberalización del suministro eléctrico, permitiendo que todos los consumidores de energía eléctrica puedan escoger suministrador, sólo es posible si se basa en sistemas que garanticen la adecuada protección del consumidor, minimicen la carga de trabajo de éste,

estandaricen la información a transmitir y los medios por los que se remite y asignen adecuadamente los costes que ocasionan los suministros.

El presente Real Decreto viene a completar la regulación existente relativa al suministro para hacerla extensiva a la totalidad de los consumidores de baja tensión, de tal forma que sea posible la plena elegibilidad el 1 de enero de 2003.

El reto con el que se enfrenta el mercado el próximo 1 de enero es el paso de los 62.000 clientes que en la actualidad pueden elegir suministrador a los más de 21 millones de clientes que existen en la totalidad del mercado, de los cuales el 97 por ciento son consumidores domésticos. Esto supone el incremento más importante en número de consumidores desde que se inició la liberalización del sector.

La implantación efectiva de la plena liberalización del suministro el 1 de enero de 2003 exige una revisión de los procedimientos de contratación existentes que faciliten la incorporación de los consumidores al mercado.

No se puede pasar por alto el hecho de que los mecanismos que en este ámbito establecidos en la regulación existente estaban previstos para una determinada etapa de liberalización, 62.000 clientes, por lo que en muchos casos no resultan adecuados cuando se incorporan más de 21 millones de consumidores. En este caso las relaciones se multiplican significativamente y si la organización de los procesos de cambio de suministrador no fueran ágiles, podría crearse una barrera meramente administrativa que retrasaría el ejercicio de la libertad de elección.

Por ello el alcance de la norma se limita a los consumidores que hasta el 1 de enero de 2003 no tenían la condición de consumidores cualificados, básicamente los consumidores en baja tensión, así como a los distribuidores y comercializadores en la medida en que participan en los procesos necesarios para el suministro de electricidad a dichos consumidores.

Se establecen los criterios específicos que permitan agilizar a estos consumidores en baja tensión la formalización de contratos de tarifas de acceso y de adquisición de energía y los cambios de modalidad de contratación. Un aspecto que se recoge es la informatización de los datos que los distribuidores deben mantener de sus clientes así como de medios y agentes que pueden acceder a los mismos, diferenciando entre datos del punto de suministro accesibles a todos los sujetos del sistema y datos restringidos a ciertos agentes.

Por su parte se estandarizan los procedimientos a seguir en caso de rescisión o finalización de estos contratos y se determinan los plazos para el paso de tarifa de suministro a tarifa de acceso y los plazos para cambio de comercializador. Se establecen plazos diferenciados según se requieran o no actuaciones sobre las instalaciones y según el ciclo de lectura y facturación.

Determina las condiciones, medios de comunicación, plazos y procedimientos para atender las solicitudes de modificación de forma de contratación recibidas por los distribuidores.

La norma ha sido sometida a informe previo de la Comisión Nacional de Energía.

En su virtud, a propuesta del Ministerio de Economía, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 27 de diciembre de 2002,

D I S P O N G O :

Artículo 1. *Objeto.*

El presente Real Decreto tiene por objeto establecer las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y acceso a redes en baja tensión, de los procedimientos de gestión y administración de dichos contratos, procedimientos de cambio de suministrador y la forma de liquidar la energía a partir de la aplicación de perfiles de consumo.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

El presente Real Decreto es de aplicación a los consumidores en baja tensión que adquieren su energía a tarifa de suministro o a través de un comercializador, a los

distribuidores y a los comercializadores de energía eléctrica como participantes en los procesos necesarios para el suministro de electricidad a dichos consumidores.

Artículo 3. *Formalización de contratos de tarifas de acceso y de adquisición de energía.*

El consumidor puede optar por contratar directamente el acceso a las redes con el distribuidor y la energía con un comercializador o por contratar la energía y el acceso a las redes a través de un comercializador.

1. Los consumidores que opten por contratar el acceso a las redes directamente con el distribuidor, quedarán obligados a aportar a este último justificación documental acreditativa de la existencia de un contrato de adquisición de energía con un comercializador así como documentación acreditativa de la duración del mismo.

2. En el caso en que el consumidor opte por contratar la energía y el acceso a las redes a través de un comercializador, este último ***sólo*** podrá contratar con el distribuidor el acceso a las redes como mandatario del consumidor. El contrato de suministro entre el consumidor y el comercializador, deberá formalizarse por escrito. En él deberá incluirse una autorización para que el comercializador pueda actuar como mandatario del consumidor, contratando con el distribuidor la tarifa de acceso y traspasar al distribuidor los datos necesarios para el suministro. La recogida, tratamiento y traspaso de estos datos deberán observar en todo momento las previsiones establecidas en la normativa sobre protección de datos de carácter personal que resulte de aplicación.

3. En el caso en que el consumidor opte por contratar la energía y el acceso a las redes a través de un comercializador que actúa como sustituto del consumidor, el comercializador deberá disponer de poder suficiente otorgado por el consumidor a favor del comercializador. En este caso la posición del comercializador en el contrato de acceso suscrito con el distribuidor será a todos los efectos la del consumidor correspondiente.

En cualquier caso, el distribuidor mantendrá con el consumidor todas las obligaciones relativas al contrato de acceso y en caso de rescisión del contrato entre el comercializador y el consumidor, éste será el titular del depósito de garantía, así como de cualquier otro derecho asociado a la instalación, sin que pueda ser exigible, por parte del distribuidor, actualización alguna con motivo de la renovación contractual.

4. En el caso en que el consumidor cualificado opte por contratar el acceso a las redes a través de un comercializador, éste deberá informar al consumidor en lo relativo a la facturación correspondiente a la tarifa de acceso de acuerdo con lo establecido en el artículo 81.3 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

5. Los comercializadores en sus facturas a los consumidores deberán necesariamente hacer constar el Código Unificado de Punto de Suministro, el número de póliza de contrato de acceso, la tarifa de acceso a que estuviese acogido el suministro, los datos necesarios para el cálculo de dicha tarifa de acceso y la fecha de finalización del contrato.

Artículo 4. *Duración de los contratos y cambios de modalidad de contratación.*

1. Los contratos de tarifa de acceso son de duración anual, prorrogándose tácitamente por períodos idénticos. Las excepciones que contempla la normativa sobre tarifas de acceso en relación con la duración de los contratos eventuales, de temporada, de interconexiones internacionales, para suministro de energía adicional y para suministros a instalaciones acogidas al régimen especial, no serán de aplicación para los contratos en baja tensión de tarifa de acceso 2. Los consumidores que opten por volver a la tarifa de suministro, deberán mantenerse en esta modalidad de contratación durante al menos un año, sin que sea posible suscribir un nuevo contrato de adquisición de energía y acceso a redes antes de transcurrido dicho plazo.

3. En aquellos casos en que se pase de tarifa de suministro a tarifa de acceso, de manera que el cambio suponga sólo una modificación de modalidad de contratación, no procederá cargo adicional alguno. En el caso de que se modifique la potencia contratada o se realicen actuaciones exigibles sobre los aparatos de medida y control o sobre las instalaciones, se estará a lo dispuesto en la normativa vigente.

4. El cambio de modalidad de contratación de tarifa de suministro a tarifa de acceso, no extinguirá las obligaciones de pago que se hubieran contraído entre los sujetos como consecuencia de la modalidad de contratación anterior, manteniéndose, en particular, la

posibilidad de suspensión del suministro por parte de los distribuidores, por la falta del pago a la tarifa anteriormente contratada, en los casos y con las condiciones previstas en la sección 4.a del Título VI del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre.

5. Con carácter general, los contratos de suministro de energía en baja tensión celebrados entre los comercializadores y consumidores tendrán una duración máxima de un año, pudiéndose prorrogar tácitamente por períodos de la misma duración. Las prórrogas de estos contratos podrán ser rescindidas por el consumidor con un preaviso de quince días de antelación, sin que proceda cargo alguno en concepto de penalización por rescisión de contrato.

En el caso en que, a causa del consumidor, se rescindiera un contrato antes de iniciada la primera prórroga, las penalizaciones máximas por rescisión de contrato, cuando ésta cause daños al suministrador, no podrán exceder el 5% del precio del contrato por la energía estimada pendiente de suministro. A este efecto, se empleará el método de estimación de medidas vigente para el cambio de suministrador.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, podrá aprobar contratos tipo de suministro de energía en baja tensión de duración superior a un año, estableciendo las condiciones, y, en su caso, penalizaciones máximas que podrán establecer los comercializadores en caso de rescisión de los contratos.

Los contratos de los comercializadores en mercado libre no podrán incorporar cláusulas que prevean penalizaciones, excluyan o limiten de cualquier otro modo el acogimiento al bono social del consumidor que cumpla los requisitos para ser considerado vulnerable.

6. En un proceso de cambio de suministrador, los consumidores y los comercializadores podrán solicitar que se realice una anulación, en tanto no se haya activado el cambio o se hayan comenzado las actuaciones en campo si fuesen precisas. Si con posterioridad a estos hechos se produce una solicitud de anulación del cambio, se entenderá como una reposición, siendo por cuenta del comercializador, tanto el coste de reposición, como el de la energía y de la tarifa de acceso, hasta que se produzca la activación a la situación anterior al cambio. Todo ello sin perjuicio de las cláusulas previstas en el contrato entre el comercializador y el consumidor.

Artículo 5. *Rescisión o finalización de contratos de adquisición de energía en baja tensión.*

Salvo en los casos en que la causa de rescisión de un contrato sea el impago de las facturaciones por parte del consumidor, en cuyo caso se estará a lo dispuesto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, cuando se rescindiera un contrato de adquisición de energía en baja tensión entre un consumidor y un comercializador antes de la fecha de expiración del mismo, o finalizara la duración del contrato, el comercializador lo deberá notificar al consumidor y al distribuidor.

En dicha notificación enviada al consumidor y al distribuidor, se señalará que, salvo que el consumidor acredite disponer de un contrato de adquisición de energía con otro comercializador o solicite al distribuidor el paso a tarifa de suministro, el distribuidor procederá a facturar al consumidor a la tarifa de suministro correspondiente transcurridos quince días hábiles desde la fecha de la notificación. Esta remisión se deberá efectuar por correo certificado o cualquier otro medio que garantice fehacientemente la comunicación. La empresa distribuidora procederá a facturar al consumidor de acuerdo con lo anterior a partir del plazo anteriormente citado, salvo que en los quince días de preaviso, el comercializador indicase lo contrario o el consumidor acreditase un nuevo contrato de adquisición de energía con un comercializador o hubiese suscrito un contrato a tarifa de suministro.

Cuando el comercializador de energía eléctrica no hubiera comunicado al consumidor y a la empresa distribuidora la rescisión del contrato de adquisición de energía, la empresa distribuidora quedará exonerada de cualquier responsabilidad sobre la energía entregada al consumidor, que será a cargo del comercializador.

Los servicios adicionales que hayan sido contratados por el consumidor junto con el suministro de electricidad de electricidad deberán ser rescindidos a la vez que el suministro de electricidad, salvo que el consumidor indique expresamente lo contrario en el momento de la finalización del contrato.

Artículo 6. *Condiciones y plazos para el paso de tarifa de suministro a tarifa de acceso y plazos para cambio de comercializador.*

1. Será condición necesaria para que los consumidores puedan suscribir contratos de adquisición de energía y de tarifa de acceso, que sus equipos de medida y de control de potencia reúnan los requisitos exigibles para poder efectuar el cálculo de las tarifas de acceso y liquidación de la energía.

2. En aquellos puntos de suministro en baja tensión en que no se precise realizar actuaciones sobre las instalaciones para que sea posible el paso de tarifa de suministro a tarifa de acceso, éste deberá producirse dentro de los siguientes plazos:

a) Para aquellos suministros con ciclo de lectura y facturación bimestral, el consumidor, podrá optar por que el paso al mercado liberalizado se haga dentro del plazo de quince días siguientes a la solicitud, o cuando corresponda según ciclo de lectura, lo que comunicará directamente al distribuidor o bien al comercializador cuando éste actúe como mandatario o sustituto suyo.

b) Para aquellos suministros con ciclo de lectura y facturación mensual, el paso a contrato de adquisición de energía y de tarifa de acceso se hará cuando corresponda según ciclo de lectura.

En aquellos puntos de suministro en baja tensión en los que se precise que el distribuidor realice actuaciones sobre las instalaciones para el paso de tarifa de suministro a contrato de adquisición de energía y de tarifa de acceso, dicho paso se producirá cuando se realicen las citadas actuaciones, que en todo caso deberán ajustarse a los plazos reglamentariamente establecidos. Con este fin el distribuidor procederá a realizar el cierre de lecturas junto con las actuaciones en las instalaciones.

3. Los plazos establecidos en el apartado anterior también deberán observarse en los procesos de cambio de comercializador.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, establecerá el procedimiento de estimación de medida aplicable a los cambios de suministrador cuando, de acuerdo con lo establecido en los apartados anteriores, éstos se produzcan fuera del ciclo de lectura.

5. En aquellos puntos de suministro que no dispongan de registro de consumo horario, no podrá contratarse simultáneamente la adquisición de energía con más de un comercializador. En el caso en que dispongan de registro de consumo horario, sólo podrán contratar con un único comercializador en cada período de liquidación de la energía.

Artículo 7. *Sistema de información de puntos de suministro.*

1. Las empresas distribuidoras deben disponer de una base de datos referidos a todos los puntos de suministro conectados a sus redes y a las redes de transporte de su zona, permanentemente completa y actualizada, en la que consten al menos los siguientes datos:

a) Código Universal de Punto de Suministro, esto es, el “CUPS” completo.

b) Empresa distribuidora, que ha de incluir nombre y código de la empresa distribuidora.

c) Ubicación del punto de suministro, que incluye dirección completa (tipo de vía, nombre de la vía, número, piso y puerta). Esta información debe referirse en todo momento al punto de suministro y no a la ubicación, población y provincia del titular de dicho punto de suministro que se exige en la letra aa) de este mismo artículo.

d) Población del punto de suministro, que incluye el nombre de la población y el código postal. Esta información debe referirse en todo momento al punto de suministro y no a la ubicación, población y provincia del titular de dicho punto de suministro.

e) Nombre de la Provincia del punto de suministro. Esta información debe referirse en todo momento al punto de suministro y no a la ubicación, población y provincia del titular de dicho punto de suministro.

f) Fecha de alta del suministro, que incluye día, mes y año en la que se conectó el punto de suministro a las redes.

g) Tarifa en vigor de suministro o de acceso. Debe constar el nombre de la Tarifa Básica o Tarifa de Acceso de Terceros a las Redes según la modalidad de contratación en vigor en el punto de suministro. Dicho Nombre debe corresponderse con el que conste en la norma reguladora de las tarifas en vigor en cada momento.

h) Tensión (en voltios) de la conexión del punto de suministro a las redes.

i) Potencia máxima (en kW) del punto de suministro, según consta en el Boletín de Instalaciones Eléctricas emitido por un instalador autorizado.

j) Potencia máxima (en kW) del punto de suministro, según consta en el acta de autorización de puesta en marcha.

k) Clasificación del punto de suministro según los "Nombres de tipos de punto de medida" actualmente en vigor, y definidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, a saber: "Tipo 1, 2, 3, 4 ó 5".

l) Disponibilidad de Interruptor de Control de Potencia, donde se hará constar "ICP no instalado", o "ICP instalado".

m) Nombre del Tipo de Perfil de Consumo según los tipos de perfil actualmente en vigor, y definidos en el Resolución de 28 de diciembre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, o la que esté en vigor en cada momento, a saber: "Tipo Pa, Pb, Pc o Pd".

Para potencias contratadas menores o iguales a 15 KW, discriminación horaria: Sí o no; para potencias contratadas mayores a 15 KW, tipo de discriminación horaria: DHX, siendo X el número de periodos.

n) Valor de los derechos de extensión (en kW) que tenga reconocidos el punto de suministro.

ñ) Valor de los derechos de acceso (en kW) que tenga reconocidos el punto de suministro.

o) Propiedad del equipo de medida, que incluye tipo de propietario del equipo de medida: "Empresa distribuidora" o "Titular del punto de suministro".

p) Propiedad de Interruptor de Control de Potencia, que incluye tipo de propietario del ICP: "Empresa distribuidora" o "Titular del punto de suministro".

q) Potencias contratadas en cada período, y en función de la tarifa básica o la Tarifa de Acceso de Terceros a las Redes, "Valor de la potencia contratada (en kW) por Periodo Tarifario".

r) Fecha del último movimiento de contratación a efectos tarifarios, que comprende día, mes y año del último cambio de los parámetros relativos a la contratación tarifaria (ya sea en modalidad de Tarifa básica o en Tarifa de acceso de terceros a las redes), pudiendo ser estos parámetros la tarifa en sí misma, la potencia contratada, la tensión de conexión, el complemento por discriminación horaria y el modo de facturación.

s) Fecha del último cambio de comercializador que ha de incluir día, mes y año del último cambio de comercializador.

t) Fecha límite de los derechos reconocidos de extensión que ha de incluir día, mes y año de los derechos reconocidos de extensión.

u) Consumo agregado de los tres últimos años naturales por períodos de discriminación horaria y meses, a contar desde la fecha de la consulta, que incluye el consumo de energía activa en KWh, el consumo de energía reactiva en kVar y la potencia demandada en kW. Esta información incluirá el consumo con periodicidad mensual excepto para los puntos de suministro con lectura bimestral, desglosado en los periodos que registre en origen el equipo de medida.

En el caso de que el distribuidor disponga de la curva de carga horaria de los consumos de un punto de suministro, dicha información no figurará en el Sistema de información de puntos de suministro.

v) Día, mes y año de la última lectura.

w) La información relativa a los impagos en que los consumidores hayan incurrido, sin perjuicio de las obligaciones establecidas en el artículo 29.2 de la Ley Orgánica de Protección de Datos de Carácter Personal, y artículos 38 a 44 de su Reglamento de desarrollo aprobado por Real Decreto 1720/2007, de 21 de diciembre.

x) Existencia, y en su caso importe del depósito de garantía suscrito por el titular del punto de suministro, o inexistencia del mismo.

y) Datos relativos al titular del punto de suministro: persona física o persona jurídica.

z) Nombre y apellidos, o en su caso denominación social y forma societaria, del titular del punto de suministro.

aa) Dirección completa del titular del punto de suministro. Esta información debe referirse en todo momento al titular del punto de suministro y no a la ubicación, población y provincia de dicho punto de suministro que se exige en la letra c) de este mismo artículo.

ab) Información relativa al uso del punto de suministro cuando el titular es persona física: "Vivienda habitual" o "No vivienda habitual".

Las empresas distribuidoras que proporcionen en forma de código alfanumérico la información relativa al nombre de la empresa distribuidora, nombre de la población del Punto de Suministro, nombre de la provincia del Punto de Suministro, y nombre de la Tarifa Básica o Tarifa de Acceso de Terceros a las Redes, están obligadas a proporcionar una relación donde conste la correspondencia de dichos códigos con los nombres concretos. El resto de los contenidos deberá ser presentado por todas las empresas distribuidoras en la forma descrita en la relación anterior.

ac) Empresa comercializadora que realiza actualmente el suministro.

Téngase en cuenta que se suspende la eficacia del inciso ac), en la redacción dada por el art. 2.1 del Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por Auto del TS de 24 de febrero de 2016. Ref. BOE-A-2016-3412.

ad) Disponibilidad de equipo de medida efectivamente integrado en el sistema de telegestión.

ae) Disponibilidad de equipo de medida monofásico o trifásico.

af) Información relativa al acogimiento o no del punto de suministro a una modalidad de autoconsumo y particularización del tipo.

ag) Información relativa a la aplicación del bono social al consumidor.

2. Las empresas distribuidoras deberán dotarse de los sistemas informáticos necesarios que permitan la consulta de datos del registro de puntos de suministro y la recepción y validación informática de solicitudes y comunicaciones con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, los consumidores y los comercializadores de energía eléctrica.

Las empresas distribuidoras deberán garantizar el acceso a las bases de datos de puntos de suministro a través de medios telemáticos. En particular, la empresas distribuidoras deberán contar con los medios necesarios para que cualquier comercializador o la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, pueda descargar y proceder al tratamiento de los datos referidos a la totalidad de los puntos de suministro conectados a las redes del distribuidor y a las redes de transporte de su zona, así como llevar a cabo una selección detallada de los puntos de suministro respecto a los cuales quiere acceder a sus datos, en función de las diferentes categorías de datos que componen las citadas bases.

En todo caso, ni las empresas comercializadoras ni la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrán acceder a cualquier información que directamente identifique al titular del punto de suministro, y en particular, a los datos recogidos en los apartados c), z) y aa) del apartado 1.

Adicionalmente, las empresas comercializadoras no podrán acceder a la información del apartado ac), quedando accesible para la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ejercicio de sus funciones.

Las empresas distribuidoras no podrán establecer condición alguna al acceso y tratamiento de estos datos por parte de los comercializadores o de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, ni exigir en ningún caso que éstos les proporcionen dato alguno como condición previa de acceso a su base de datos, entre ellos: el Código Universal del Punto de Suministro, NIF o NIE del titular de dicho punto de suministro o número de contrato en vigor de cada punto de suministro concreto, para el cual deseen consultar la base de datos.

Sin perjuicio del derecho de acceso a las bases de datos a través de medios telemáticos las empresas distribuidoras deberán remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o a los comercializadores que lo soliciten, los datos relativos a todos y cada uno de los puntos de suministro conectados a sus redes y a las redes de transporte de su

zona a través de un soporte físico informático que permita su inmediata y efectiva disposición y tratamiento, sin que resulte exigible, en ningún caso, que los comercializadores o la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia les proporcionen dato alguno como condición previa de acceso a su base de datos. La empresa distribuidora deberá remitir dicha información en el plazo máximo de 15 días desde la fecha de solicitud por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o del comercializador.

3. Tanto la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como los comercializadores que hayan presentado la comunicación de inicio de actividad y declaración responsable, figuren en el listado publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y cumplan en todo momento con los requisitos exigidos para ejercer la actividad, podrán acceder gratuitamente a las bases de datos de puntos de suministro de cada empresa distribuidora.

El acuerdo de inicio del procedimiento de extinción de la habilitación para ejercer como comercializadora de energía eléctrica así como la apertura de diligencias penales relacionadas con la actividad de comercialización, suspenderá el derecho al acceso a las bases de datos de puntos de suministro de las empresas distribuidoras, sin perjuicio de la información necesaria para llevar a cabo el traspaso de clientes a la comercializadora de referencia de acuerdo con el procedimiento legalmente establecido.

Los comercializadores, y demás sujetos que hagan uso de la información que figura en las bases de datos de puntos de suministro de las empresas distribuidoras, a tenor de lo contemplado en la presente disposición y en el artículo 46.1.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, deberán suscribir un código de conducta y garantizar la confidencialidad de la información contenida en las mismas.

4. No obstante lo dispuesto en el apartado 3, aquellos a quienes se refiera la información citada en los apartados anteriores, tendrán derecho de acceso a sus datos contenidos en el registro de puntos de suministro de forma gratuita y, además, podrán prohibir por escrito a los distribuidores la difusión de los datos que señalen expresamente y el acceso por los comercializadores distintos a aquel con el que se tenga contratado el suministro. En este caso la manifestación escrita del consumidor deberá constar expresamente en la base de datos, correspondiendo al distribuidor custodiar una copia de dicha solicitud.

No obstante lo anterior, en el caso de que el consumidor esté en situación de impago no podrá prohibir la difusión de su Código Universal del Punto de Suministro y de la información de dicha situación.

5. Los datos a que hace referencia el apartado 1 de este artículo deberán constar en las Bases de Datos referidas a los puntos de suministro conectados tanto a baja como alta tensión.

6. Se habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo para dictar cuantas disposiciones sean necesarias para modificar los datos de carácter técnico a que hace referencia el apartado 1 de este artículo.

Artículo 8. *Condiciones, plazos, medios y sistemas de comunicación de las solicitudes de modificación de la forma de contratación.*

1. Los distribuidores deberán contestar a las solicitudes de modificación de la forma de contratación de los consumidores que hayan optado por contratar directamente el acceso a las redes con el distribuidor y a las peticiones de los comercializadores que actúen como mandatarios o sustitutos de los consumidores que hayan optado por contratar la energía y el acceso a las redes a través de dicho comercializador, relativas a los procedimientos que se detallan en el párrafo siguiente, en un plazo de cinco días hábiles, comunicándoles si procede atender a dichas solicitudes o si existen objeciones que impidan su realización.

Los procedimientos establecidos para atender a dichas solicitudes se referirán principalmente a los procesos de paso de contrato a tarifa de suministro a contrato de tarifa de acceso, cambio de comercializador, cambio de condiciones contractuales de los contratos de acceso, baja de contratos, procesos auxiliares de anulación y reposición para cada uno de los procedimientos anteriormente citados y mecanismos de acceso y mantenimiento del Registro de puntos de medida.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, desarrollará los procedimientos a que se hace referencia en el

apartado anterior, relativos a los procesos de gestión y administración de los contratos de adquisición de energía y acceso a redes en baja tensión.

3. Los comercializadores y los distribuidores deben instalar los sistemas y medios informáticos necesarios para intercambiar la información a través de buzones FTP con ficheros y formatos preestablecidos u otro sistema previamente aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

4. Los consumidores podrán realizar sus solicitudes personalmente en las oficinas de la empresa distribuidora, por escrito mediante correo certificado o por los medios informáticos anteriormente descritos. En dichas comunicaciones se deberá hacer constar fehacientemente la fecha de la solicitud y la de recepción por parte del distribuidor.

5. Los distribuidores que tengan implementados los sistemas de comunicación que se señalan en el apartado tercero de este artículo quedarán exonerados del cumplimiento de los plazos de respuesta a las solicitudes que presentadas por los comercializadores que se recogen en el apartado primero de este artículo, en tanto éstas no se reciban por los sistemas telemáticos establecidos, sin perjuicio de que deban cumplir los plazos para la realización de las distintas actuaciones que señala la normativa.

Artículo 9. *Liquidaciones de energía a partir de la aplicación de perfiles de consumo.*

1. Para aquellos puntos de suministro que, de acuerdo con la normativa aplicable, no tengan la obligación de disponer de registro de consumo horario en sus equipos de medida, la Dirección General de Política Energética y Minas determinará, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía y a efectos de liquidación de la energía, el perfil de consumo y el método de cálculo aplicables a cada grupo de consumidores, en función de la tarifa de acceso contratada y los equipos de medida y control instalados.

2. Para la estimación del perfil de carga representativo de los consumidores con tarifas de acceso 2.OA y 2.ONA se podrá utilizar un panel representativo de los consumidores. Antes del 31 de diciembre de 2003, los distribuidores deberán instalar y gestionar los equipos del panel que les correspondan, cuyo número y características serán determinados por la Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 10. *Precios de las actuaciones.*

Los precios a repercutir por los distribuidores a los comercializadores por las actuaciones de anulación de contratos, reposición de contratos y cambio de comercializadora que se hace referencia en el presente Real Decreto, son los que figuran en el cuadro siguiente:

1. Precio de las actuaciones relativas al cambio de suministrador:

Tipo de actuación:

Anulaciones antes de activación nuevo contrato: 3 euros.
Reposición antes 1.ª factura: 15 euros.
Reposición después 1.ª factura: 30 euros.

2. Estos precios se actualizarán por el Gobierno con carácter anual o cuando las circunstancias así lo aconsejen. A estos efectos los distribuidores deberán presentar antes del mes de noviembre de cada año, los ingresos y gastos detallados por tipo de actuación, desde el 1 de octubre del año anterior hasta el 30 de septiembre del año correspondiente, a la Dirección General de Política Energética y Minas quien lo remitirá para informe a la Comisión Nacional de Energía con carácter previo a dicha actualización.

Disposición adicional primera. *Inclusión del código unificado de punto de suministro.*

El distribuidor deberá incluir en sus contratos de tarifa de suministro y de tarifa de acceso así como en las facturaciones que se deriven de cualquiera de las dos modalidades, el Código Unificado de Punto de Suministro con las características que se señalan en el Real Decreto 385/2002, de 26 de abril.

Disposición adicional segunda. *Rescisión anticipada de contratos de adquisición de energía.*

Cuando se rescindiera un contrato de adquisición de energía en baja tensión entre un consumidor y un comercializador antes de la fecha de expiración del mismo, se estará a lo dispuesto en el artículo 5 del presente Real Decreto, no siendo de aplicación lo establecido con carácter general a estos efectos en el artículo 86.2 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, excepto, en los casos en que la causa de rescisión del contrato sea el impago de las facturaciones por parte del consumidor.

Disposición adicional tercera. *Tratamiento del comercializador como sustituto del consumidor en los contratos de suministro en alta tensión.*

En los contratos de suministro eléctrico en alta tensión, cuando el consumidor opte por contratar la energía y el acceso a las redes a través de un comercializador que actúa como sustituto del consumidor, el distribuidor podrá exigir el poder suficiente otorgado por el consumidor a favor del comercializador. En este caso la posición del comercializador en el contrato de acceso suscrito será a todos los efectos el del consumidor correspondiente.

Disposición adicional cuarta. *Procedimientos de cambio de modalidad de contrato en alta tensión.*

La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía desarrollará los procedimientos de paso de contrato a tarifa de suministro a contrato de tarifa de acceso, cambio de comercializador, así como cualquier otro procedimiento que afecte a los procesos de gestión y administración de los contratos de adquisición de energía y acceso a redes en alta tensión relativos a las relaciones entre los consumidores, distribuidores y comercializadores.

Disposición adicional quinta. *Indicadores de calidad de la atención al consumidor.*

Se considerarán indicadores de calidad de la atención al consumidor a los efectos previstos en el artículo 103.2 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, además de los previstos en el citado artículo los siguientes:

a) Informar a los consumidores y comercializadores de los datos definidos en el artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre.

b) Responder a las solicitudes de acceso de los consumidores y comercializadores en los plazos que señala el Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre.

c) Cumplir los plazos que señala el artículo 6 del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre.

Disposición transitoria única. *Plazos para la instalación de elementos de control de potencia de las tarifas de acceso 2.0 A y 2.0 NA.*

Durante el año 2003, el plazo para la instalación y precintado de los interruptores de control de potencia que deben tener instalados los consumidores que se acojan a las tarifas 2.0A y 2.0NA será de un mes desde la concesión del acceso a redes.

En el caso en que se modifique la potencia respecto a la que tenía el suministro cuando estaba acogido a tarifa de suministro, el contrato de acceso de terceros a la red producirá sus efectos, de forma provisional, con la misma potencia que tenía contratada el consumidor cuando se encontraba acogido a tarifa de suministro, entrando en vigor dentro de los quince días siguientes a la solicitud, o según ciclo de lectura, a elección del consumidor. Una vez se disponga del interruptor de control de potencia adecuado para las tarifas de acceso se procederá a actualizar, en su caso, el contrato con los nuevos valores.

No obstante lo anterior, en el caso en que la potencia contratada en estas tarifas de acceso, sea la misma que tenía el suministro cuando estaba acogido a tarifa de suministro, el plazo para la instalación de los interruptores de control de potencia será de tres meses desde la concesión del acceso a las redes.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en el presente Real Decreto.

Disposición final primera. *Otras posibilidades de contratación.*

Se autoriza a los consumidores cualificados en baja tensión a contratar la energía con productores en régimen ordinario y especial o accediendo directamente al mercado organizado de producción, siempre que estén dados de alta en la sección tercera del registro administrativo de distribuidores, comercializados y consumidores cualificados del Ministerio de Economía y cumplan todos los requisitos establecidos en la normativa para los agentes compradores del mercado de producción de energía eléctrica. Sólo podrán disponer de un contrato de adquisición de energía con un único sujeto en cada período de liquidación de la energía.

En estos casos deberán disponer de registro de consumo horario, siendo los requisitos de los equipos de medida a instalar los exigibles a los consumidores de alta tensión establecidos en el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, con las modificaciones introducidas en el Real Decreto 385/2002, de 26 de abril.

Disposición final segunda. *Carácter básico de las medidas.*

El presente Real Decreto tiene carácter de básico, de acuerdo con lo establecido en el artículo 149.1.13.a y 25.a de la Constitución y en el artículo 3.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico.

Disposición final tercera. *Normas de desarrollo.*

El Ministro de Economía queda facultado para dictar las normas que sean precisas para la aplicación del presente Real Decreto.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

El presente Real Decreto entrará en vigor el 1 de enero de 2003.

§ 126

Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 63, de 13 de marzo de 2010
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2010-4172

[. . .]

Artículo tercero. *Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, se modifica en los siguientes términos:

Uno. El apartado 2 del artículo 71 queda redactado como sigue:

«2. Las empresas comercializadoras, además de las obligaciones que les corresponden en relación con el suministro en el artículo 45.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, tendrán las siguientes obligaciones:

a) Realizar la comunicación de inicio de actividad ante la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con el modelo establecido en el apartado 6.1 del Anexo del presente real decreto.

b) Mantenerse en el cumplimiento de las condiciones de capacidad legal, técnica y económica que se determinen para actuar como comercializadoras.

c) Para poder adquirir energía eléctrica con el fin de suministrar a sus clientes, deberán presentar al Operador del Sistema, al Operador del Mercado y a las empresas distribuidoras, las garantías que resulten exigibles.

d) Presentar ante los distribuidores, cuando contraten el acceso a sus redes en nombre de los consumidores, los depósitos de garantía correspondientes a dichos accesos de acuerdo con lo establecido en el presente real decreto.

e) Comprobar que sus clientes cumplan los requisitos establecidos para los consumidores y mantener un listado detallado de los mismos donde figuren sus datos de consumo y, en el caso de que contraten el acceso con el distribuidor en

nombre de sus clientes, de facturación de las tarifas de acceso. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y las comunidades autónomas, en el ámbito de sus competencias, podrán inspeccionar el cumplimiento de los requisitos de los consumidores.

f) Comunicar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Administración competente la información que se determine sobre tarifas de acceso o peajes, precios, consumos, facturaciones y condiciones de venta aplicables a los consumidores, distribución de consumidores y volumen correspondiente por categorías de consumo, así como cualquier información relacionada con la actividad que desarrollen dentro del sector eléctrico.»

Dos. El artículo 72 queda redactado como sigue:

«Artículo 72. *Comunicación de inicio de la actividad de comercialización.*

1. La comunicación de inicio de la actividad de comercialización, que especificará el ámbito territorial en que se vaya a desarrollar la actividad, corresponde realizarla ante la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. El interesado la presentará a este órgano directivo acompañada de la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos para el ejercicio de la actividad que se establecen en el artículo siguiente, de acuerdo con el modelo establecido en el apartado 6.2 del Anexo del presente real decreto.

Asimismo, cuando la actividad se vaya a desarrollar exclusivamente en el ámbito territorial de una sola comunidad autónoma, deberá comunicarse al órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma correspondiente quien, en el plazo máximo de un mes, dará traslado a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio acompañada de la declaración responsable y la documentación presentada por el interesado.

2. En todo caso, podrá ser solicitada al interesado la documentación necesaria para acreditar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa por parte de la sociedad.

3. Cualquier hecho que suponga la modificación de alguno de los datos incluidos en la comunicación de inicio de actividad o en la declaración responsable originaria, o autorización en el caso de comercializadores exentos de la obligación de comunicación de inicio de actividad en base a lo dispuesto en el apartado 1 de la disposición adicional segunda de la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio; deberá ser comunicado por el interesado en el plazo máximo de un mes a partir del momento en que se produzca, adjuntando la correspondiente declaración responsable.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas dará traslado de la comunicación realizada por el interesado a la Comisión Nacional de Energía, quien publicará en su página web y mantendrá actualizado con una periodicidad al menos mensual, un listado que incluya a todos los comercializadores, sin perjuicio de lo dispuesto en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero.»

Tres. El artículo 73 queda redactado como sigue:

«Artículo 73. *Requisitos necesarios para realizar la actividad de comercialización.*

1. Para acreditar su capacidad legal, las empresas que realizan la actividad de comercialización deberán ser sociedades mercantiles debidamente inscritas en el registro correspondiente o equivalente en su país de origen, en cuyo objeto social se acredite su capacidad para vender y comprar energía eléctrica sin que existan limitaciones o reservas al ejercicio de dicha actividad.

Asimismo, aquellas empresas con sede en España deberán acreditar en sus estatutos el cumplimiento de las exigencias de separación de actividades y de cuentas establecidas en los artículos 14 y 20 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre,

del Sector Eléctrico. En el caso de empresas de otros países, la acreditación de cumplimiento de los requisitos de separación de actividades y cuentas se entenderá referida a las actividades que desarrollen en el ámbito del sistema eléctrico español.

2. Las empresas que tengan por objeto realizar la actividad de comercialización para acreditar su capacidad técnica deberán cumplir los requisitos exigidos a los sujetos compradores en el mercado de producción de energía eléctrica conforme a los Procedimientos de Operación Técnica y, en su caso, las Reglas de Funcionamiento y Liquidación del mercado de producción.

3. Para acreditar la capacidad económica, las empresas que quieran ejercer la actividad de comercialización deberán presentar ante el Operador del Sistema y ante el Operador del Mercado las garantías que resulten exigibles para la adquisición de energía en el mercado de producción de electricidad en los Procedimientos de Operación Técnica y en las correspondientes Reglas de Funcionamiento y Liquidación del Mercado respectivamente.

4. Antes de realizar su comunicación de inicio de actividad a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el interesado deberá cumplir los requisitos establecidos en los apartados 2 y 3 ante el Operador del Sistema y, en su caso, ante el Operador de Mercado.»

Cuatro. El artículo 74 queda redactado como sigue:

«Artículo 74. *Extinción de la habilitación para actuar como comercializador.*

Si en el plazo de un año contado desde la fecha de comunicación de inicio de la actividad de comercialización, la empresa no hubiera hecho uso efectivo y real de la misma ejerciendo la actividad de comercialización y por tanto no hubiera adquirido energía en el mercado de producción o si tal uso hubiera sido suspendido durante un plazo ininterrumpido de un año, la Dirección General de Política Energética y Minas declarará la extinción de la habilitación para actuar como comercializador, notificándoselo al interesado, a la Comisión Nacional de Energía, que procederá a dar de baja a la empresa en el correspondiente listado, y, en su caso, a la Administración competente. A estos efectos el operador del sistema y, en su caso, el operador del mercado deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas las empresas comercializadoras en las que se dé tal circunstancia.»

Cinco. La denominación del capítulo II queda redactada como sigue:

«Consumidores directos en mercado»

Seis. El artículo 75 queda redactado como sigue:

«Artículo 75. *Consumidores directos en mercado.*

Tendrán la consideración de consumidores directos en mercado por punto de suministro o instalación aquellos consumidores de energía eléctrica que adquieran energía eléctrica directamente en el mercado de producción para su propio consumo, y que deberán cumplir las condiciones previstas en el artículo 4.b) del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.»

Siete. El artículo 76 queda redactado como sigue:

«Artículo 76. *Punto de suministro e instalación.*

A los efectos de la consideración de consumidor directo en mercado las instalaciones de estos consumidores deberán reunir los siguientes requisitos:

a) Que su titular sea una única persona física o jurídica.

b) Que los centros o unidades que constituyan la instalación estén unidos por líneas eléctricas propias.

c) Que la energía eléctrica se destine a su propio uso.

Los requisitos anteriores resultarán igualmente de aplicación a los restantes consumidores de energía eléctrica a los efectos del contrato de acceso.

Así mismo los puntos de suministro de estos consumidores deberán reunir los requisitos a y c del párrafo anterior.»

Ocho. El artículo 78 queda redactado como sigue:

«Artículo 78. *Condición de consumidor directo en mercado.*

1. La comunicación de inicio de la actividad de consumidor directo en mercado corresponde realizarla ante la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo al modelo establecido en el apartado 6.3 del Anexo del presente real decreto. Ésta dará traslado de la comunicación realizada por el interesado a la Comisión Nacional de Energía, procediendo esta última a publicar en su página web y mantener actualizado con periodicidad al menos trimestral un listado que incluya a todos los consumidores directos en mercado, sin perjuicio de lo dispuesto en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero.

2. La comunicación de inicio de actividad deberá acompañarse de la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos para el ejercicio de la actividad, de acuerdo al modelo establecido en el apartado 6.4 del Anexo del presente real decreto.

3. Los requisitos necesarios para actuar como consumidor directo en mercado son los establecidos en el artículo 4. del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.»

Nueve. El apartado 7 del artículo 79 queda redactado como sigue:

«7. La empresa distribuidora podrá exigir, en el momento de la contratación del acceso a las redes, la entrega de un depósito de garantía bien directamente a los consumidores o a los comercializadores en el caso de que éstos contraten el acceso en nombre del consumidor, de acuerdo a lo siguiente:

a) En el caso de empresas comercializadoras con más de un año de ejercicio de la actividad de comercialización, el depósito de garantía será el obtenido de dividir la cuantía devengada anualmente por cada cliente por su contrato de acceso entre 365, y multiplicarlo asimismo por el número de días del periodo de liquidación del contrato de acceso, que como máximo será igual a 30 días.

b) En el caso de empresas comercializadoras con menos de un año de ejercicio de la actividad de comercialización, el depósito de garantía para consumidores en baja tensión será un importe igual a la facturación teórica mensual correspondiente a cincuenta horas de utilización de la potencia contratada. Para consumidores en alta tensión, el depósito de garantía será un importe igual a la facturación teórica mensual correspondiente a considerar una utilización de un 40% de la potencia contratada.

Anualmente se procederá a la actualización de los depósitos de garantía.

En el caso en que no se exija el depósito en un ámbito geográfico determinado y categoría de consumidores determinada esta exención deberá ser publicada y comunicada a la Dirección General de Política Energética y Minas. En cualquier otro caso, la exención no podrá ser discriminatoria entre consumidores de similares características, debiendo ser comunicadas a la Dirección General de Política Energética y Minas.

El depósito se considerará adscrito al consumidor como titular del contrato y no podrá ser exigido transcurridos seis meses desde la primera formalización del mismo.

La devolución del depósito de garantía, que se realizará siempre al consumidor con independencia de que este haya contratado el acceso directamente o a través del comercializador, será automática a la resolución formal del contrato, quedando la empresa distribuidora autorizada a aplicar la parte correspondiente del mencionado

depósito al saldo de las cantidades pendientes de pago una vez resuelto el contrato.»

Diez. El apartado 6.1 del Anexo queda redactado como sigue:

«6.1 Modelo de comunicación de inicio de actividad de empresa comercializadora.

COMUNICACIÓN DE INICIO DE ACTIVIDAD

D.ª/D……, mayor de edad, con documento nacional de identidad número ……, en nombre y representación de....., con CIF.....……, domicilio social en…… … y domicilio a efectos de notificaciones en…… ……..,

en plena posesión de su capacidad jurídica y de obrar, comunica a [órgano ante el que se presenta] el inicio de la actividad de comercialización de energía eléctrica, que se desarrollará en el ámbito territorial de…… a cuyos efectos presenta declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos para el ejercicio de la misma.

En…… a…… de…… de.....

Firma»

Once. El apartado 6.2 del Anexo queda redactado como sigue:

«6.2 Modelo de declaración responsable de empresa comercializadora.

DECLARACIÓN RESPONSABLE

D.ª/D....., mayor de edad, con documento nacional de identidad número....., en nombre y representación de....., con domicilio social en…… y CIF…… …

Declaro bajo mi responsabilidad, a efectos de la comunicación de inicio de la actividad de comercialización que dicha sociedad cumple los requisitos necesarios para el ejercicio de dicha actividad exigidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo, en particular:

a) Ser sociedades mercantiles debidamente inscritas en el registro correspondiente o equivalente en su país de origen, y contar con un objeto social que acredita la capacidad para vender y comprar energía eléctrica sin limitaciones o reservas al ejercicio de dicha actividad.

En el caso de empresas con sede en España: el cumplimiento en los estatutos de las exigencias de separación de actividades y de cuentas establecidas en los artículos 14 y 20 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

En el caso de empresas de otros países: cumplimiento de los requisitos de separación de actividades y cuentas de las actividades desarrolladas en el ámbito del sistema eléctrico español.

b) Cumplir con los requisitos exigidos a los sujetos compradores en el mercado de producción de energía eléctrica conforme a los Procedimientos de Operación Técnica y, en su caso, las Reglas de Funcionamiento y Liquidación del mercado de producción.

c) Haber presentado ante el Operador del Sistema y ante el Operador del Mercado las garantías que resultan exigibles para la adquisición de energía en el mercado de producción de electricidad en los Procedimientos de Operación Técnica y en las correspondientes Reglas de Funcionamiento y Liquidación del Mercado, respectivamente.

Asimismo manifiesto que dispongo de la documentación que acredita el cumplimiento de los citados requisitos, y que me comprometo a mantenerlos durante el periodo de tiempo inherente al ejercicio de la actividad de comercialización y a

notificar los hechos que supongan una modificación de los mismos, asumiendo las responsabilidades legales en caso de incumplimiento, falsedad u omisión.

En…… a…… de…… de.....

Firma»

Doce. Se añade un nuevo apartado 6.3 al Anexo, con la siguiente redacción:

«6.3 Modelo de comunicación de inicio de actividad de consumidor directo en mercado.

COMUNICACIÓN DE INICIO DE ACTIVIDAD

D.ª/D....., mayor de edad, con documento nacional de identidad número....., en nombre y representación de....., con CIF....., domicilio social en..... y domicilio a efectos de notificaciones en.....,

en plena posesión de su capacidad jurídica y de obrar, comunica a [órgano ante el que se presenta] el inicio de la actividad de consumidor directo en mercado en su instalación de ....., a cuyos efectos presenta declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos para el ejercicio de la misma.

En…… a…… de…… de.....

Firma»

Trece. Se añade un nuevo apartado 6.4 al Anexo, con la siguiente redacción:

«6.4 Modelo de declaración responsable de consumidor directo en mercado.

DECLARACIÓN RESPONSABLE

D.ª/D....., mayor de edad, con documento nacional de identidad número....., en nombre y representación de....., con domicilio social en..... y CIF.....

Declaro bajo mi responsabilidad, a efectos de la comunicación de inicio de la actividad de consumidor directo en mercado que dicha sociedad cumple los requisitos necesarios para el ejercicio de dicha actividad exigidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo, en particular:

a) Haber prestado al operador del sistema garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de la actuación de la sociedad y cumplir los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación relativos al proceso de cobros y pagos.

b) En caso de participar en el mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica: tener la condición de agente de mercado habiendo suscrito el contrato de adhesión a las reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación del mercado de producción y haber presentado las garantías que correspondan ante el operador del mercado.

Asimismo manifiesto que dispongo de la documentación que acredita el cumplimiento de los citados requisitos, y que me comprometo a mantenerlos durante el periodo de tiempo inherente al ejercicio de la actividad y a notificar los hechos que supongan una modificación de los mismos,, asumiendo las responsabilidades legales en caso de incumplimiento, falsedad u omisión.

En…… a…… de…… de.....

Firma»

[. . .]

Disposición transitoria primera. *Incorporación automática de sujetos inscritos en las Secciones segunda y tercera del anterior Registro de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores directos en mercado a los listados a publicar por la Comisión Nacional de Energía.*

Los comercializadores y consumidores directos en mercado que con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto estuvieran inscritos en el correspondiente registro administrativo y se encontraran exentos de la obligación de comunicación de inicio de actividad en base a lo dispuesto en el apartado 1 de la disposición adicional segunda de la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, serán incorporados a los listados de comercializadores y consumidores directos en mercado publicados por la Comisión Nacional de Energía de acuerdo con las obligaciones, requisitos y plazos establecidos por el presente real decreto.

Disposición transitoria segunda. *Régimen transitorio.*

1. Los procedimientos iniciados con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto se tramitarán y resolverán por la normativa vigente en el momento de la presentación de la solicitud.
2. No obstante lo dispuesto en el apartado anterior, el interesado podrá, con anterioridad a la resolución, desistir de su solicitud y optar por la aplicación de la nueva normativa.
3. Los comercializadores y consumidores directos en mercado autorizados previamente a la entrada en vigor de este real decreto podrán seguir realizando su actividad en todo el territorio español.

[. . .]

Disposición final segunda. *Registro de Distribuidores.*

Las referencias al Registro de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores directos en mercado contenidas en las disposiciones relativas al sector eléctrico de igual o inferior rango normativo, se entenderán hechas al Registro de Distribuidores.

[. . .]

§ 127

Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 289, de 2 de diciembre de 2019
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2019-17287

Desde el año 1999 se ha ido implantando gradualmente en toda la Unión Europea el mercado interior de la electricidad. Dicho mercado interior tiene como finalidad dar una posibilidad real de elección a todos los consumidores de la Unión Europea, sean ciudadanos o empresas, de crear nuevas oportunidades comerciales y de fomentar el comercio transfronterizo, a fin de conseguir mejoras de la eficiencia, un aumento de la calidad del servicio y una mayor competitividad, y de contribuir a la seguridad del suministro y a la sostenibilidad.

La Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y, posteriormente, la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, que sustituye a la anterior, sentaron las bases para la creación del mercado interior de la electricidad. En particular, esta última directiva estableció que la regulación de las interconexiones y los intercambios de energías de balance debía ser fijada por las autoridades reguladoras, de acuerdo con unos criterios que persiguieran un buen funcionamiento del mercado interior de la electricidad.

El Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, estableció las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y, en particular, reguló los procedimientos empleados para asignar la capacidad de intercambio en las interconexiones entre países de la Unión Europea, previendo la coordinación de los mecanismos de asignación entre los Sistemas que unen las interconexiones y permitiendo a los Estados miembros establecer una regulación más detallada de la contenida en el mismo.

La Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, estableció la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema.

Con carácter posterior a la publicación de dicha circular, se han aprobado una serie de reglamentos denominados «Códigos de red» o «Directrices», comunes a todos los gestores de redes de transporte, que establecen directrices sobre las materias previstas en el Reglamento (EU) 714/2009.

Entre otros, en orden de aprobación, cabe destacar el Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (CACM); el Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión, de 26 de septiembre de 2016, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo (FCA); el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (SOGL); el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (EBGL), y el Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio (NCER):

– El CACM regula los aspectos fundamentales que rigen la asignación de capacidad dentro de la Unión Europea en los mercados diarios e intradiarios europeos. Así, el mercado diario está basado en un acoplamiento de mercados en el que las ofertas se casan a la vez que se asigna la capacidad de intercambio en las distintas zonas de ofertas. El mercado intradiario se diseña como un Mercado Intradiario Continuo con posibilidad de incorporar subastas.

– El FCA fija el marco general para el cálculo y la asignación a largo plazo de la capacidad de las interconexiones comunitarias, así como para la creación de la plataforma única europea de subastas para la asignación de los derechos de capacidad a largo plazo.

– El SOGL establece las directrices para preservar la seguridad de la operación, la calidad de la frecuencia y el uso eficiente del sistema y los recursos interconectados.

– El EBGL establece el marco normativo europeo para el desarrollo, implantación y operación de los mercados de balance en el Mercado Interior de electricidad europeo. La EBGL prevé así, un cronograma de implantación de plataformas europeas para el intercambio de servicios de balance y un marco para la armonización de los distintos mercados de balance a nivel europeo (contratación y liquidación de reservas para la contención de la frecuencia, reservas para la recuperación de la frecuencia y reservas de sustitución), así como una metodología común para la activación de reservas para la recuperación de la frecuencia y de reservas de sustitución, a través de principios y normas comunes.

– El NCER indica cómo se ha de realizar la gestión por parte de los operadores del sistema de los estados de emergencia, así como la coordinación necesaria a nivel europeo, las simulaciones y pruebas y las herramientas y equipos necesarios para garantizar la reposición del sistema.

De acuerdo con lo previsto en dichos reglamentos, son competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los desarrollos que se derivan de los reglamentos de mercados (CACM, FCA, EBGL). A su vez, también corresponde a esta Comisión desarrollar aquellos aspectos del Reglamento de gestión de la red de transporte que implican coordinación para la operación del sistema (SOGL, NCER) con otras autoridades reguladoras nacionales europeas, así como aspectos cuyo desarrollo y aprobación por las autoridades reguladoras nacionales están previstos en la normativa comunitaria.

Asimismo, resulta relevante en el marco de la supervisión de estos mercados, el Reglamento (UE) 1227/2011, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía, cuyo objeto es prohibir prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de energía.

La aplicación de estos reglamentos conlleva un considerable incremento en el grado de cooperación entre los distintos actores del ámbito eléctrico europeo, especialmente para las autoridades reguladoras nacionales y los operadores de los sistemas y de los mercados, con objeto de facilitar la armonización de las normas vigentes sobre asignación de capacidad, gestión de congestiones e intercambios de electricidad (en los horizontes de largo plazo, diario, intradiario, balance y tiempo real). La aplicación de sus disposiciones requiere, por ejemplo, el diseño, desarrollo y adopción de distintas metodologías armonizadas y plataformas de negociación comunes, a propuesta de los operadores y, previa consulta a los interesados y aprobación por parte de las autoridades reguladoras pertinentes. Tanto las propuestas derivadas de estos reglamentos como su aprobación se llevan a cabo de forma

coordinada en todo el ámbito de aplicación, que puede ser nacional, regional (cuando afecta a varios países) e incluso europeo, en función del número de países afectados por la regulación.

Así, cabe citar propuestas que se aprueban por el regulador nacional como, por ejemplo, las condiciones de balance, otras que se aprueban por los reguladores de una región, como, por ejemplo, la metodología de cálculo de capacidad que afecta a la región Suroeste (Portugal-España-Francia), y otras que son aprobadas por todos los reguladores europeos, como el algoritmo de acoplamiento del mercado diario.

El modelo en el que se basa la elaboración de las metodologías y condiciones contempladas en los mencionados reglamentos europeos, que implica la recepción, por parte de los reguladores, de propuestas preparadas por los operadores implicados, con su posterior análisis y aprobación o solicitud de enmiendas, se ha demostrado como una herramienta ágil y fiable a la hora del desarrollo y modificación de regulación de detalle a nivel europeo, incrementando la oportunidad de participación de los sujetos desde las primeras fases del desarrollo, lo que se estima positivo en materias que, como estas, tienen un contenido eminentemente técnico. Este modelo se empleará también con respecto a las reglas o condiciones de mercado de aplicación nacional. Esto facilita un proceso de aprobación de la normativa más transparente para los sujetos, manteniendo los niveles requeridos de rigor técnico, objetividad y no discriminación.

Asimismo, en junio de 2019, la Unión Europea ha completado la revisión del marco normativo de su política energética, a través del denominado paquete normativo de Energía Limpia para todos los europeos, estableciendo las condiciones para la transición hacia una energía limpia, con el fin de alcanzar los compromisos asumidos en virtud del Acuerdo de París adoptado el 12 de diciembre de 2015. En particular, cabe destacar el Reglamento 2019/943, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad y la Directiva 2019/944, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, cuyo objetivo es conseguir un mercado de la electricidad europeo más competitivo y más flexible que facilite la participación de las energías renovables y la demanda. El Reglamento 2019/943 aborda una revisión del anterior Reglamento 714/2009 y la Directiva 2019/944, y una revisión de la anterior Directiva 2009/72, tratando de eliminar, en ambos casos, los obstáculos detectados para la realización del mercado interior de la electricidad.

Por otra parte, el 11 de enero de 2019 se publicó el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, donde se establecen las competencias de la CNMC en el ámbito, entre otros, de los mercados organizados de electricidad. En particular, destaca el apartado 38 del artículo 7 introducido en la Ley 3/2013, de 4 de junio, que atribuye a este organismo la potestad de determinar las reglas de los mercados organizados en su componente normativa en aquellos aspectos cuya aprobación corresponda a la autoridad reguladora nacional de conformidad con las normas del derecho europeo.

La toma en consideración de estos reglamentos anteriormente mencionados, así como la asunción de competencias derivadas del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, hacen necesaria la revisión de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, que queda derogada por esta circular.

Por último, la gestión de las interconexiones no comunitarias –interconexiones de España con Marruecos y con Andorra–, queda fuera del ámbito de los reglamentos europeos citados anteriormente. No obstante, se considera conveniente incluir aquí la regulación particular de estas interconexiones a fin de recoger en una única regulación todos los intercambios transfronterizos que se realizan en España. El mecanismo recogido en esta circular para estos casos irá evolucionando en la medida en que se desarrollen mercados en competencia en esos sistemas, o bien se alcancen acuerdos específicos de cooperación con estos países, asegurando siempre la coherencia con el modelo europeo.

Para el caso de la interconexión España-Andorra, Andorra tiene un sistema con un único comprador, considerándose la zona de precio integrada en la zona española a los efectos de gestión de la interconexión.

Con respecto a Marruecos, el mecanismo previsto para la gestión de la interconexión se basa en la asignación de la oferta marroquí mediante el algoritmo de casación europeo, respetando el valor máximo de capacidad disponible para transacciones de mercado, en cada uno de los dos sentidos de flujo de energía en la interconexión.

En cualquier caso, las interconexiones con terceros países, reguladas en el capítulo VI de esta circular, se entienden sujetas a las disposiciones que se dicten de conformidad con el artículo 3.5 de la Directiva (UE) 2019/944, respecto a los participantes de terceros países que operen en el mercado interior de la electricidad.

Al margen de la derogación que se lleva a cabo de la Circular 2/2014, de 12 de marzo, hay que tener en cuenta que esta circular desplaza las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban el mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, disposiciones que, en las materias que son objeto de regulación en esta circular, devienen ahora inaplicables, de acuerdo con el dictamen emitido por el Consejo de Estado, conforme a lo establecido en el citado Real Decreto-ley. Este efecto se produce sin perjuicio de que, a través, en su caso, de mecanismos de cooperación, se pueda articular una tabla de vigencias para facilitar el conocimiento de las normas aplicables en estas materias, así como que, de acuerdo con lo que se señala en diversos artículos de esta circular, se dé publicidad, a través de las oportunas páginas web, al compendio de normas aplicables, estructurado por materias.

Por todo lo anterior, de conformidad con lo establecido en los apartados 1.b) y c) y 38 del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, previos los trámites de audiencia y de informe del Consejo de Reguladores del MIBEL, y de acuerdo con las orientaciones de política energética previstas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril,

El Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su reunión del día 20 de noviembre de 2019, ha acordado, de acuerdo con el Consejo de Estado, emitir la presente circular.

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto de la circular.*

Constituye el objeto de la presente circular establecer el marco regulatorio relativo a los siguientes aspectos:

1. Al mercado mayorista de electricidad, definido este como el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

De acuerdo con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, el mercado mayorista de electricidad se estructura en mercados a plazo organizados y no organizados, mercado diario, mercado intradiario, mercado de ajuste, entendidos estos como los servicios de no frecuencia y servicios de balance del sistema, necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor, incluyendo la resolución de restricciones técnicas.

2. A la gestión de las interconexiones de España dentro de la Unión Europea y con terceros países en los diferentes horizontes de negociación.

3. A los aspectos técnicos de la operación del sistema, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta circular será de aplicación a los siguientes sujetos:

1. A los participantes en el mercado, entendidos como aquellos productores, comercializadores, consumidores directos en mercado, o sus correspondientes representantes, definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. Al Operador del Sistema y al Operador del Mercado en el ámbito de sus competencias.

3. A los gestores de la red de distribución.

Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos de esta circular, los conceptos técnicos empleados en la misma, relativos al mercado mayorista de electricidad y a la gestión de la operación del sistema, tendrán el significado que resulta de las disposiciones de la Unión Europea que regulan estas materias. A estos efectos, se tendrá en cuenta, en particular, el significado que resulta de las definiciones que se contienen en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre asignación de capacidad y la gestión de las congestiones, en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión, de 26 de septiembre de 2016, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo, en el artículo 3 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, y en el artículo 3 del Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio.

Artículo 4. *Coordinación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con otros organismos.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia llevará a cabo las actuaciones que resulten precisas, en coordinación y cooperación con otras autoridades reguladoras nacionales, con la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía y con el Consejo de Reguladores del Mercado Ibérico de la Electricidad (en adelante, MIBEL), para la consecución del adecuado funcionamiento y supervisión de los criterios y mecanismos previstos en esta circular.

2. El Ministerio para la Transición Ecológica participará, en los términos previstos en el artículo 23.2, en la elaboración de las metodologías, condiciones y reglas que sean aprobadas en desarrollo de esta circular, en particular, cuando resulten afectados los objetivos de penetración de energías renovables, la eficiencia energética y la seguridad de suministro.

Artículo 5. *Funciones del Operador del Mercado y del Operador del Sistema.*

1. El Operador del Mercado y el Operador del Sistema deberán elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, tal y como se establece en el capítulo X. Asimismo, deberán presentar las propuestas necesarias para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad.

2. Los Operadores publicarán de manera actualizada en sus respectivas páginas webs las metodologías, las condiciones, reglas y procedimientos que se adopten en el marco de esta circular, tanto si su alcance es europeo, como regional o nacional. Asimismo, establecerán un mecanismo por el cual permitirán a los participantes en el mercado ser debidamente informados del estado de las propuestas desde el inicio de su tramitación.

3. Tanto el Operador del Sistema como el Operador del Mercado deberán establecer y mantener procedimientos efectivos enfocados a detectar posibles incumplimientos del Reglamento (UE) 1227/2011, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y transparencia del mercado mayorista de la energía, así como cualquier otro comportamiento anómalo que realicen los participantes en los mercados que tales Operadores gestionan. Estos Operadores deberán remitir informes sobre posibles conductas sospechosas lo antes posible, tras su detección, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para su valoración.

4. Los costes en los que incurran el Operador del Sistema y el Operador del Mercado, derivados del diseño, desarrollo, implantación, actualización y gestión de los mecanismos previstos en esta circular, serán tenidos en cuenta en la metodología de retribución de estos Operadores a la que hace referencia el artículo 7.1.i) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, siendo reconocidos siempre que sean considerados razonables, eficaces y proporcionados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

CAPÍTULO II

Gestión de las congestiones en el largo plazo para las Interconexiones de España-Francia y España-Portugal

Artículo 6. *Asignación de la capacidad en las interconexiones en el largo plazo.*

En el horizonte de largo plazo, la asignación de capacidad y la resolución de congestiones en las interconexiones España-Francia y España-Portugal se realizará a través de la asignación de derechos de capacidad mediante subastas explícitas, de acuerdo con la metodología y en la plataforma única previstas en el Reglamento (UE) 2016/1719.

Artículo 7. *Mecanismo de subastas explícitas de asignación de la capacidad en el largo plazo.*

El mecanismo de subastas explícitas seguirá el siguiente proceso:

1. El Operador del Sistema calculará la capacidad de intercambio de las interconexiones, según lo establecido en el artículo 9 del Reglamento (UE) 2016/1719, en coordinación con los operadores del sistema portugués y francés pertenecientes a la región sudoeste de Europa (South West Europe-SWE) definida al amparo del artículo 15 del Reglamento (UE) 2015/1222. El Operador del Sistema tendrá en cuenta la metodología regional de cálculo de la capacidad de intercambio prevista en el artículo 10 del Reglamento (UE) 2016/1719, así como las metodologías aprobadas por todos los reguladores de provisión de datos de generación y consumo y del modelo de red común, de acuerdo con lo previsto en los artículos 17 y 18 de dicho reglamento.

2. La distribución de la capacidad de intercambio entre los diferentes procesos y entre los distintos ámbitos temporales de largo plazo, se realizará de acuerdo con la metodología prevista en el artículo 16 del Reglamento (UE) 2016/1719, evitando que la asignación total de capacidad dé lugar a un saldo neto de programas de intercambio que supere la capacidad prevista en el correspondiente sentido de flujo de energía en la interconexión y período de programación.

3. El tipo de derecho de largo plazo, los horizontes temporales y la forma del producto ofrecido en cada interconexión serán los contemplados en el diseño regional de los derechos de capacidad de largo plazo, previsto en el artículo 31 del Reglamento (UE) 2016/1719.

4. Las subastas explícitas se ejecutarán de acuerdo con lo previsto en las reglas europeas armonizadas de asignación de capacidad de largo plazo (Reglas HAR-Harmonized Allocation Rules) previstas en el artículo 51 del Reglamento (UE) 2016/1719 y, si fuera también de aplicación, en el anexo correspondiente a la región SWE. Dichas subastas tendrán lugar en la plataforma única europea [Single Allocation Platform (SAP)] prevista en el artículo 48 de dicho Reglamento. El reparto de costes derivados del establecimiento, desarrollo y operación de la plataforma se establecerá de acuerdo con la metodología prevista en el artículo 59 del mencionado reglamento.

5. El Operador del Sistema podrá reducir los derechos de transmisión a largo plazo para garantizar que el funcionamiento se mantenga dentro de los límites de seguridad operativa antes del plazo de firmeza diario, compensando a los titulares de los mismos según el artículo 53 del Reglamento (UE) 2016/1719.

6. En caso de imposibilidad de aplicar las reglas anteriores, se aplicará un procedimiento de contingencia, según lo previsto en el artículo 42 del Reglamento (UE) 2016/1719.

7. Los ingresos procedentes de estas subastas correspondientes a la interconexión España-Francia y España-Portugal tendrán la consideración de «rentas de congestión».

8. El Operador del Sistema aplicará la metodología para la distribución de las rentas de congestión derivadas de las subastas de asignación de derechos de capacidad de largo plazo, prevista en el artículo 57 del Reglamento (UE) 2016/1719.

CAPÍTULO III

Mercados a plazo no organizados

Artículo 8. *Contratos bilaterales físicos.*

1. Los participantes en el mercado mayorista de electricidad podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica. Los sujetos que formalicen estos contratos deberán cumplir con las obligaciones previstas para el resto de sujetos en las metodologías y condiciones a las que se refiere el artículo 23, para su participación en los mercados de producción de energía eléctrica.

2. Las cantidades contratadas de energía eléctrica, así como la nominación afectada a dichas cantidades, habrán de ser comunicadas por las partes al Operador del Sistema, indicando de forma detallada los períodos temporales en que el contrato haya de ser ejecutado y los puntos de suministro y consumo, a efectos de su consideración en la operación del sistema.

CAPÍTULO IV

Mercado diario de electricidad y gestión de las congestiones en el ámbito diario para las interconexiones España-Francia y España-Portugal

Artículo 9. *Mercado diario y acoplamiento de mercados para la utilización de la capacidad entre España y Francia y entre España y Portugal.*

1. El mercado diario es aquel en el que se establecen las transacciones de adquisición y venta de energía eléctrica con entrega física para el día siguiente para cada periodo de programación.

2. La utilización de la capacidad física para el día siguiente entre España y Francia y entre España y Portugal, una vez considerada la capacidad de largo plazo asignada y cuyo uso haya sido nominado, se arbitrará a través del mecanismo de acoplamiento de mercados diarios, según lo previsto en el capítulo 5 del Reglamento (UE) 2015/1222.

3. En caso de imposibilidad de aplicar el mecanismo de acoplamiento de mercados, se aplicará un procedimiento de contingencia, según lo previsto en el artículo 44 del Reglamento (UE) 2015/1222.

4. Los ingresos obtenidos como resultado de la asignación de la capacidad en el mercado diario en la interconexión España-Francia y España-Portugal tendrán la consideración de «rentas de congestión».

5. El Operador del Sistema y el Operador del Mercado aplicarán la metodología para la distribución de las rentas de congestión derivadas del acoplamiento del mercado diario, según lo previsto en el artículo 73 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Artículo 10. *Acoplamiento del mercado diario europeo.*

El mecanismo de acoplamiento del mercado diario europeo seguirá el siguiente proceso:

1. El Operador del Sistema calculará la capacidad de intercambio de cada interconexión, según lo establecido en el artículo 14 del Reglamento (UE) 2015/1222, en coordinación con los operadores de los sistemas portugués y francés pertenecientes a la región sudoeste de Europa (South-West Europe-SWE, de acuerdo con su artículo 15). Para ello, el Operador del Sistema tendrá en cuenta la metodología regional de cálculo de capacidad de intercambio prevista en el artículo 20 del mencionado Reglamento, así como las metodologías de provisión de datos de generación y consumo y del modelo de red común, aprobadas por todos los reguladores de acuerdo con lo previsto en los artículos 16 y 17 de dicho Reglamento.

2. Antes de cada sesión del mercado, el Operador del Sistema, en colaboración con sus homólogos francés y portugués, pondrá a disposición del Operador del Mercado y publicará la información relativa a la capacidad de intercambio disponible en cada una de las interconexiones, en cada uno de los dos sentidos de flujo, importador y exportador, para su consideración en el proceso de casación de ofertas correspondiente.

3. Asimismo, el Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado, en su caso, los derechos físicos de capacidad de las subastas explícitas cuyo uso se haya hecho efectivo, así como los contratos bilaterales existentes, para su consideración en el proceso de determinación de la capacidad de intercambio ofrecida en la casación del mercado diario.

4. La capacidad de intercambio calculada por el Operador del Sistema será declarada firme en el plazo previsto en la metodología desarrollada al amparo del artículo 69 del Reglamento (UE) 2015/1222.

5. El Operador del Mercado, en coordinación con el resto de operadores del mercado, tendrá en cuenta, a la hora de realizar la casación del mercado, lo previsto en el Plan de funciones conjuntas de los operadores de acoplamiento de mercado, en el algoritmo de acoplamiento de mercados, en el procedimiento de contingencia, en la definición de productos negociables y en los límites de precios del mercado, según lo indicado en los artículos 7, 36, 37, 40, y 41 del Reglamento (UE) 2015/1222.

6. Si existiese una reducción de capacidad de intercambio con posterioridad a la hora en la que la capacidad de intercambio es declarada firme, la capacidad efectivamente asignada en los procesos del mercado tendrá la consideración de firme y será garantizada por el Operador del Sistema, en coordinación con sus homólogos portugués y francés, de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 35 del Reglamento (UE) 2015/1222.

7. Las ofertas de compra y de venta de energía que sean programadas en el proceso de acoplamiento de mercados serán liquidadas al precio marginal resultante de la casación de ofertas en dicha sesión, para el correspondiente periodo de programación en la zona española o bien en aquella otra zona de oferta donde haya sido presentada dicha oferta de compra o venta de energía.

8. El programa de intercambio a través de cada interconexión resultante del proceso de acoplamiento de los mercados diarios será fijado de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 43 del Reglamento (UE) 2015/1222.

9. La liquidación del mercado mayorista de electricidad en las zonas española y portuguesa y del mercado organizado de Francia resultante de la casación de ofertas, tras la aplicación del proceso de Acoplamiento de los Mercados Diarios, dará lugar a unos ingresos iguales en cada hora al producto de la diferencia de precios, en valor absoluto, entre los mercados que comparten la correspondiente interconexión por la capacidad de intercambio efectivamente asignada en el proceso de acoplamiento de los mercados diarios. Estos ingresos se considerarán «rentas de congestión» y serán gestionados según lo previsto en el artículo 68, puntos 7 y 8, del Reglamento (UE) 2015/1222.

10. El Operador del Mercado realizará la liquidación de los intercambios derivados de las transacciones en el mercado diario europeo para la interconexión España-Portugal y España-Francia. En este último caso, la liquidación se realizará en coordinación con la entidad o entidades designadas en Francia, o terceras partes habilitadas por estas últimas.

11. Los cobros y pagos correspondientes a la liquidación del flujo de energía en la interconexión entre España y Francia y de la renta de congestión que se genere en la misma se realizarán mediante la aplicación del procedimiento acordado en el ámbito regional correspondiente entre el Operador del Mercado ibérico y sus homólogos en Francia, o tercera parte habilitada por estos, según lo previsto en el artículo 77.2 del Reglamento (UE) 2015/1222. El coste asignado al Operador del Mercado ibérico, así como cualquier diferencia económica que se pudiera producir como consecuencia de la liquidación de la energía intercambiada por aplicación del acoplamiento de mercados entre España y Francia, se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

CAPÍTULO V

Mercado intradiario de electricidad y gestión de las congestiones en el ámbito intradiario para las interconexiones de España-Francia y España-Portugal

Artículo 11. *Mercado intradiario.*

1. El mercado intradiario es un mercado continuo complementado con subastas.

2. La utilización de la capacidad física en el mercado intradiario se arbitrará a través del mecanismo de acoplamiento de mercados con contratación continua previsto en el capítulo 6 del Reglamento (UE) 2015/1222, llamado mercado intradiario continuo europeo y a través de subastas paneuropeas de acuerdo con el mecanismo de fijación del precio de la capacidad de intercambio en el horizonte temporal del mercado intradiario que refleje la congestión en caso de escasez de capacidad, según lo previsto en el artículo 55 del Reglamento (UE) 2015/1222.

3. Adicionalmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en coordinación con las autoridades reguladoras involucradas, podrá aprobar mediante resolución la utilización de subastas regionales intradiarias complementarias, según lo previsto en el artículo 63 del Reglamento (UE) 2015/1222. El diseño de dichas subastas será tal que permita su funcionamiento combinado con el acoplamiento único intradiario de contratación continua y se cumplan los requisitos previstos en el apartado 4 del mencionado artículo 63.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia revisará, en coordinación con las autoridades reguladoras involucradas, el modelo adoptado en relación con dichas subastas regionales y su compatibilidad con el modelo de acoplamiento único intradiario y las subastas paneuropeas.

5. Los ingresos obtenidos como resultado de la asignación de capacidad en el mercado intradiario en la interconexión España-Francia y España-Portugal tendrán la consideración de «rentas de congestión».

6. El Operador del Sistema y el Operador del Mercado aplicarán la metodología para la distribución de las rentas de congestión derivadas del acoplamiento del mercado intradiario, según lo previsto en el artículo 73 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Artículo 12. *Acoplamiento del mercado intradiario continuo europeo.*

El mecanismo de acoplamiento del mercado intradiario continuo europeo seguirá el siguiente proceso:

1. El Operador del Sistema calculará la capacidad de intercambio de cada interconexión, según lo establecido en el artículo 14 del Reglamento (UE) 2015/1222, en coordinación con los operadores de los sistemas portugués y francés pertenecientes a la región SWE, definida al amparo del artículo 15 del Reglamento (UE) 2015/1222. Para ello, el Operador del Sistema tendrá en cuenta la metodología regional de cálculo de capacidad de intercambio prevista en el artículo 20 del mencionado reglamento, así como las metodologías aprobadas por todos los reguladores de provisión de datos de generación y consumo y del modelo de red común, de acuerdo con lo previsto en los artículos 16 y 17 de dicho reglamento.

2. El Operador del Sistema, en colaboración con sus homólogos portugués y francés, enviará a la plataforma europea de contratación intradiaria continua la información relativa a la capacidad de intercambio disponible y la actualizará siempre que se modifique. Asimismo, enviará tras el proceso de acoplamiento de mercados en el horizonte diario y, en su caso, tras las subastas implícitas intradiarias de ámbito regional, los programas de intercambio en la interconexión entre España y Portugal y entre España y Francia en cada uno de los sentidos de flujo, importador y exportador, para su consideración en este proceso.

3. El Operador del Mercado, en coordinación con el resto de operadores del mercado, tendrá en cuenta, a la hora de gestionar la contratación continua intradiaria, la capacidad de intercambio disponible y los programas de intercambio en las distintas interconexiones enviada por los operadores del sistema, en la plataforma europea de contratación intradiaria continua, la cual garantizará en todo momento que el saldo neto de los programas de intercambio no supere la capacidad prevista en la correspondiente interconexión, sentido de flujo de energía y período de programación, de acuerdo con lo previsto en el Plan de

funciones conjuntas de los operadores de mercado, con el algoritmo de contratación continua, con la metodología de contingencia, con la definición de productos negociables y con los límites de precios del mercado, según lo indicado en los artículos 7, 36, 37, 53 y 54 del Reglamento (UE) 2015/1222.

4. Las ofertas de compra y de venta de energía que sean contratadas en la plataforma europea de contratación intradiaria continua serán liquidadas al precio de cada una de las transacciones que resulten de la casación de dichas ofertas de compra y venta.

5. El programa resultante por la interconexión será fijado de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 56 del Reglamento (UE) 2015/1222.

6. El Operador del Mercado realizará la liquidación de los intercambios derivados de las transacciones en el mercado intradiario continuo europeo para la interconexión España-Portugal y España-Francia. En este último caso, la liquidación se realizará en coordinación con los operadores del mercado responsables de la liquidación según el procedimiento acordado, o terceras partes habilitadas por estos últimos, según lo previsto en el artículo 77.2 del Reglamento (UE) 2015/1222.

7. Los cobros y pagos correspondientes a la liquidación del flujo de energía en la interconexión entre España y Francia que se genere en la misma, se realizarán mediante la aplicación del procedimiento acordado en el ámbito regional correspondiente entre el Operador del Mercado y los otros operadores del mercado europeos responsables de la liquidación, o los representantes de estos, según lo previsto en el artículo 77.2 del Reglamento (UE) 2015/1222. El coste asignado al Operador del Mercado, así como cualquier diferencia económica que se pudiera producir en el mercado intradiario como consecuencia de la liquidación de la energía intercambiada o por incidencias que provoquen descuadres de programa, se financiará con cargo a cada una de las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español, según corresponda.

8. Si existiese una reducción de capacidad de intercambio con respecto a la asignada en los procesos de casación, esta última tendrá la consideración de firme y será garantizada por el Operador del Sistema, en coordinación con los operadores de los sistemas eléctricos portugués y francés, de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 35 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Artículo 13. *Acoplamiento de mercados en el ámbito intradiario a través de subastas regionales complementarias.*

El mecanismo de subastas regionales complementarias para la interconexión España-Portugal previsto en el artículo 63 del Reglamento (UE) 2015/1222 seguirá el siguiente proceso:

1. El Operador del Sistema calculará la capacidad de intercambio de la interconexión, según lo establecido en el artículo 14 del Reglamento (UE) 2015/1222, en coordinación con el Operador del Sistema portugués perteneciente a la región SWE, definida de acuerdo con el artículo 15 del Reglamento (UE) 2015/1222. Para ello, el Operador del Sistema tendrá en cuenta la metodología regional de cálculo de capacidad de intercambio prevista en el artículo 20 del mencionado reglamento, así como las metodologías, aprobadas por todos los reguladores, de provisión de datos de generación y consumo y del modelo de red común, de acuerdo con lo previsto en los artículos 16 y 17 de dicho reglamento.

2. Antes de cada subasta, el Operador del Sistema, en colaboración con su homólogo portugués, pondrá a disposición del Operador del Mercado la información relativa a la capacidad de intercambio disponible en la interconexión en cada uno de los dos sentidos de flujo, importador y exportador, para su consideración en el proceso de casación de ofertas correspondiente. El Operador del Mercado tendrá a su vez en cuenta el programa de intercambio resultante de las asignaciones ocurridas con anterioridad a cada subasta y garantizará en todo momento que el saldo neto de los programas de intercambio no supere la capacidad prevista en la interconexión, en cada uno de los sentidos de flujo de energía y período de programación.

3. Las ofertas de compra y de venta de energía que sean programadas en las subastas serán liquidadas al precio marginal resultante de la casación de ofertas en cada sesión, para

el correspondiente periodo de programación en la zona española o bien en aquella otra zona de oferta donde haya sido presentada dicha oferta de compra o venta de energía.

4. La liquidación del mercado mayorista de electricidad tras la aplicación del proceso de subasta dará lugar a unos ingresos iguales en cada hora al producto de la diferencia de precios, en valor absoluto, entre las zonas de precio que comparten la correspondiente interconexión por la capacidad de intercambio efectivamente asignada en la casación. Estos ingresos se considerarán «renta de la congestión» y serán gestionados según lo previsto en los apartados 7 y 8 del artículo 68 del Reglamento (UE) 2015/1222.

5. El Operador del Mercado realizará la liquidación de los intercambios derivados de las transacciones en las subastas intradiarias para la interconexión España-Portugal.

6. Si existiese una reducción de capacidad de intercambio con respecto a la asignada en los procesos de casación, esta última tendrá la consideración de firme y será garantizada por el Operador del Sistema, en coordinación con su homólogo portugués.

7. El Operador del Mercado comunicará al Operador del Sistema la capacidad asignada como resultado de cada subasta regional. El Operador del Sistema, en coordinación con su homólogo portugués, facilitará dicha información a la plataforma de contratación intradiaria continua, para su consideración para el mercado intradiario continuo.

CAPÍTULO VI

Gestión de las Interconexiones con terceros países

Artículo 14. *Gestión de las interconexiones con terceros países.*

1. El Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado, al menos una semana antes de la apertura del mercado diario, la capacidad máxima de importación y exportación con cada una de las interconexiones internacionales no comunitarias para cada período de programación.

2. El Operador del Sistema hará públicas las capacidades de intercambio previstas para cada sentido de flujo de energía en cada interconexión internacional no intracomunitaria, y para cada periodo de programación.

3. La participación de sujetos, siempre que suponga un flujo de energía eléctrica a través de las interconexiones internacionales de España con terceros países y se actúe en el marco de la autorización administrativa prevista en el artículo 11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, relativa a los intercambios de energía eléctrica a través de las interconexiones con terceros países, será comunicada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a los Operadores del Sistema y del Mercado.

4. El Operador del Sistema recibirá de los sujetos del mercado autorizados para la realización de intercambios internacionales de energía a través de cada una de estas interconexiones, las comunicaciones de ejecución diaria, con detalle por periodo de programación, de los contratos bilaterales con entrega física en uso de las capacidades de intercambio de energía de estas interconexiones internacionales. Esta comunicación de los sujetos al Operador del Sistema se realizará el día anterior al del suministro, con respeto de los plazos de tiempo y mediante los medios de envío de información que a estos efectos se establezcan en los procedimientos de operación aplicables.

Artículo 15. *Gestión de la interconexión España-Marruecos en el horizonte diario.*

La gestión de la capacidad de intercambio en la interconexión con Marruecos se realizará mediante la aplicación del siguiente procedimiento:

1. Con anterioridad al cierre del mercado diario, y en función del volumen comunicado total de energía de ejecución de contratos bilaterales físicos a través de la interconexión con el sistema eléctrico marroquí, el Operador del Sistema determinará el valor máximo de capacidad disponible para transacciones de mercado en cada uno de los dos sentidos de flujo de energía, y para cada uno de los periodos de programación del día siguiente. Este valor deberá ser mayor, o en el límite igual, al 50 % de la capacidad de intercambio publicada por el Operador del Sistema para ese mismo periodo de programación y sentido de flujo de energía.

2. Antes de cada sesión del mercado, el Operador del Sistema, pondrá a disposición del Operador del Mercado y publicará la información relativa a la capacidad de intercambio disponible en la interconexión con el sistema marroquí, en cada uno de los dos sentidos de flujo, importador y exportador, para su consideración en el proceso de casación de ofertas correspondiente.

3. En el proceso de casación de ofertas del mercado de electricidad se procederá a la asignación de las ofertas mediante el algoritmo de casación, respetando el valor máximo de capacidad disponible para transacciones de mercado en cada uno de los dos sentidos de flujo de energía en la interconexión.

4. En caso de que el saldo de las ofertas casadas en el mercado diario en cada interconexión internacional no intracomunitaria sea inferior al valor máximo de la correspondiente capacidad de intercambio disponible para las transacciones de mercado, la capacidad no ocupada podrá ser utilizada para la aceptación de contratos bilaterales con entrega física a través de dicha interconexión, cuando estas hubieran superado el 50% de la capacidad de intercambio publicada para ese periodo de programación, en el sentido de flujo de energía correspondiente, siempre con respeto de los valores de capacidad de intercambio calculados y publicados por el Operador del Sistema.

5. En el caso de que el conjunto de comunicaciones de ejecución diaria de contratos bilaterales con entrega física a través de dicha interconexión, recibido por el Operador del Sistema, supere el valor de la capacidad de intercambio disponible en el correspondiente periodo de programación y sentido de flujo de energía, una vez descontada la capacidad ocupada por el conjunto de ofertas casadas en dicha sesión del mercado, el Operador del Sistema procederá a la adjudicación de la capacidad disponible en la interconexión a los contratos bilaterales con entrega física, utilizando para ello las ofertas específicas para la asignación de capacidad, expresadas en €/MW, que habrán sido presentadas al Operador del Sistema por los titulares de estos contratos bilaterales con entrega física, junto a la comunicación de ejecución diaria de los mismos.

6. En este caso, la capacidad será asignada a los contratos bilaterales con entrega física comunicados, a partir de la oferta de mayor precio hasta alcanzar aquella que complete la citada capacidad. El precio de la última oferta asignada en cada período de programación y sentido de flujo de energía establecerá el precio marginal de la asignación de capacidad en el período de programación correspondiente, precio que será utilizado por el Operador del Sistema para la liquidación de la asignación de capacidad de intercambio a los contratos bilaterales con entrega física mediante este procedimiento de subasta competitiva.

7. La asignación de derechos de uso de capacidad de intercambio a los contratos bilaterales con entrega física en este proceso de subasta generará una obligación de pago firme para el sujeto adjudicatario que será función del precio resultante en la subasta de asignación y de los derechos de uso de la capacidad de intercambio asignados en ese mismo sentido de flujo de energía. No existirá pago por la asignación de capacidad en aquellos casos en los que el total de solicitudes de contratos bilaterales con entrega física no llegue a superar la capacidad ofrecida en dicha subasta en el mismo sentido de flujo de energía.

Artículo 16. *Gestión de la interconexión España-Marruecos en el horizonte intradiario.*

1. El Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado la actualización de la información relativa a la capacidad máxima de importación y de exportación disponible en la interconexión España-Marruecos con posterioridad al mercado diario, para su consideración en el proceso de casación de ofertas de las subastas regionales complementarias.

2. En el proceso de casación de ofertas del mercado intradiario de subastas regionales complementarias se procederá a la asignación de las mismas mediante el algoritmo de casación destinado a tal efecto, atendiendo en cada periodo de programación al orden de mérito de las ofertas presentadas en dicha sesión y respetando el valor máximo de capacidad disponible en cada uno de los dos sentidos de flujo de energía en la interconexión.

Artículo 17. *Gestión de la interconexión España-Andorra.*

La gestión de la capacidad de intercambio entre España y Andorra se realizará considerando el sistema eléctrico andorrano como parte integrada en la zona de precio española, respetando en todo momento que el programa de intercambio resultante no supere el valor de la capacidad de intercambio máxima admisible comunicada por el Operador del Sistema para el periodo correspondiente.

Artículo 18. *Liquidación de los procesos de gestión de congestiones en las interconexiones internacionales no intracomunitarias.*

Los ingresos que se derivaran, en su caso, de estos mecanismos correspondientes a las interconexiones internacionales no intracomunitarias se destinarán íntegramente al sistema eléctrico español.

CAPÍTULO VII

Servicios de balance del sistema eléctrico y resolución de restricciones técnicas

Artículo 19. *Mercados de balance y resolución de restricciones técnicas.*

El desarrollo de los mercados de balance y la resolución de las restricciones técnicas que surjan se ajustará a las siguientes prescripciones:

1. A partir del resultado de los mercados y de la contratación bilateral de energía con entrega física, el Operador del Sistema, al objeto de garantizar la seguridad del suministro, determinará las restricciones técnicas internas que pudieran afectar a la ejecución del programa previsto, así como llevar a cabo las actuaciones precisas para evitarlas.
2. El Operador del Sistema será responsable de la gestión de los mercados de servicios de balance prestados por los proveedores de estos servicios para garantizar el adecuado equilibrio entre la generación y la demanda, y la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. El proveedor de servicios de balance es el participante que, estando previamente habilitado por el Operador del Sistema, suministra energía de balance y aporta reserva para el balance al Operador del Sistema.
3. Los proveedores de servicios de balance deberán estar habilitados para presentar ofertas de energía de balance y de reserva de balance de acuerdo con lo previsto en los artículos 159 y 162 del Reglamento (UE) 2017/1485, y deberán cumplir las condiciones previstas en las metodologías a las que se refiere el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195. El proceso de habilitación deberá asegurar la participación no discriminatoria en estos servicios de todos los sujetos del mercado.
4. Todo proveedor de servicios de balance tendrá derecho a presentar al Operador del Sistema las ofertas de energía de balance correspondientes a productos estándar y/o productos específicos, según lo previsto en los artículos 25 y 26 del Reglamento (UE) 2017/2195.
5. Tras la aprobación de los marcos de aplicación de las plataformas europeas para el intercambio de energías de balance previstas en los artículos 19, 20 y 21 del Reglamento (UE) 2017/2195, el Operador del Sistema podrá elaborar una propuesta para definir y utilizar productos específicos de energía de balance y de reserva de balance.

El Operador del Sistema utilizará las plataformas europeas para el intercambio de las energías de balance procedentes de reservas de sustitución, de reservas de recuperación de la frecuencia con activación manual, de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática y de compensación de desequilibrios, según se definen en los artículos 19, 20, 21 y 22 del Reglamento (UE) 2017/2195, esforzándose en cubrir sus necesidades de energías de balance a partir de ellas.

6. Los precios de las energías de balance y de la capacidad de la interconexión asignada para el intercambio de energías de balance que resulten de la activación de ofertas se determinarán de acuerdo con lo previsto en el artículo 30 del Reglamento (UE) 2017/2195.

7. El Operador del Sistema liquidará los volúmenes activados de energía de balance, calculados conforme a lo dispuesto en el artículo 45 del Reglamento (UE) 2017/2195, con los proveedores de servicios de balance correspondientes.

El Operador del Sistema liquidará con otros operadores del sistema los intercambios de energía que se deriven de estos mercados, incluyendo en su caso las rentas de congestión, según lo dispuesto, entre otros, en los artículos 50 y 51 del Reglamento (UE) 2017/2195 y en las metodologías de desarrollo.

8. En tiempo real, cada sujeto de liquidación responsable del balance se esforzará por lograr el balance o contribuir a que el sistema eléctrico esté en equilibrio, según las condiciones relativas al sistema de balance previstas en el artículo 18 del Reglamento 2017/2195.

9. El Operador del Sistema liquidará a cada sujeto de liquidación responsable del balance, para cada período de liquidación de los desvíos, el precio correspondiente de los desvíos, según lo dispuesto en los artículos 49, 52, 53, 54 y 55 del Reglamento (UE) 2017/2195.

10. Cada sujeto de liquidación responsable del balance responderá financieramente de los desvíos que serán liquidados por el Operador del Sistema, y deberá cumplir con las condiciones previstas en el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195.

11. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer mediante resolución las consecuencias en caso de incumplimiento de las condiciones aplicables a un sujeto de liquidación responsable de balance, según se prevé en el artículo 18.6.i) del Reglamento (UE) 2017/2195. Entre dichas consecuencias, se contemplará la suspensión temporal del sujeto como participante del mercado, que podrá acordar la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como medida provisional, en el marco de los procedimientos sancionadores que tramite a partir de la denuncia que reciba de los Operadores del Sistema y del Mercado, o cuando tenga conocimiento de los hechos por otras vías.

Artículo 20. *Firmeza y seguridad de los intercambios internacionales.*

1. Salvo en situaciones de fuerza mayor, según se definen estas en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2015/1222, el Operador del Sistema garantizará, en coordinación con sus homólogos portugués y francés, la firmeza de los programas de intercambios internacionales de energía que hayan adquirido la consideración de firmes.

2. En caso de que existiese una reducción de la capacidad de intercambio con afectación a programas de intercambio de energía que tengan la consideración de firmes, el Operador del Sistema garantizará de forma coordinada con el operador del correspondiente sistema eléctrico vecino, salvo en caso de fuerza mayor, la firmeza de dichos programas de intercambio, de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 35 del Reglamento (UE) 2015/1222.

3. En aquellos casos en los que la firmeza de los programas de intercambios internacionales de energía sea garantizada mediante acciones coordinadas de balance, el coste de dichas acciones se obtendrá de la diferencia entre los costes e ingresos en los respectivos sistemas eléctricos derivados de los desvíos respecto a programa asociados a la correspondiente acción coordinada de balance. El valor de coste neto resultante se repartirá entre los sistemas eléctricos afectados de acuerdo con la metodología desarrollada al amparo del artículo 74 del Reglamento (UE) 2015/1222.

CAPÍTULO VIII

Gestión de la operación del sistema

Artículo 21. *Gestión de la operación del sistema.*

Con objeto de garantizar la seguridad de la operación del sistema, el Operador del Sistema aplicará los requisitos comunes establecidos a nivel europeo según el Reglamento (UE) 2017/1485. En particular:

1. El Operador del Sistema deberá informar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre el bloque de control frecuencia-potencia en el que el sistema eléctrico peninsular español se encuentra encuadrado. La determinación de bloques de control frecuencia-potencia por zona síncrona se adoptará según lo dispuesto en el artículo 141(2) del Reglamento (UE) 2017/1485.

2. El Operador del Sistema, de manera acordada con los gestores de la red de distribución, aplicará los requisitos organizativos y contemplará las funciones y responsabilidades relacionadas con el intercambio de datos relativos a la seguridad del sistema entre instalaciones de generación y demanda y gestores de la red que se determinen según lo dispuesto en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485.

3. Con objeto de estandarizar los análisis de la seguridad de la operación y determinar la relevancia de las instalaciones para la coordinación de indisponibilidades, el Operador del Sistema se coordinará con el resto de operadores del sistema europeo según lo dispuesto en los artículos 75 y 84 del Reglamento (UE) 2017/1485. Las disposiciones comunes para la coordinación de análisis regionales de seguridad a nivel de región de cálculo de capacidad serán determinadas según lo dispuesto en el artículo 76 del Reglamento (UE) 2017/1485.

4. En caso de ser necesario, el Operador del Sistema requerirá los criterios de inercia mínima a nivel de área síncrona según lo dispuesto en el artículo 39.3.b) del Reglamento (UE) 2017/1485.

5. El Operador del Sistema aplicará los procesos necesarios para la elaboración del modelo de red común, según lo dispuesto en los artículos 67.1 y 70 del Reglamento (UE) 2017/1485.

6. Con vistas a armonizar distintos aspectos operacionales, el Operador del Sistema deberá seguir los acuerdos operativos de la zona síncrona, que serán desarrollados según lo dispuesto en el artículo 118 del Reglamento (UE) 2017/1485. A nivel de bloque de control frecuencia-potencia, las condiciones incluidas en los acuerdos operativos de bloque frecuencia-potencia se realizarán según lo dispuesto en el artículo 119 del Reglamento (UE) 2017/1485.

7. Cuando los valores calculados para el período de un año natural, respecto a los parámetros objetivo de la calidad de la frecuencia o los parámetros objetivo del error de control de la recuperación de la frecuencia, se desvíen de los objetivos establecidos para la zona síncrona o para el bloque de control frecuencia-potencia, el Operador del Sistema se coordinará con los operadores de la zona síncrona relevante o del bloque de control frecuencia-potencia relevante para establecer medidas de mitigación por zona síncrona o control de frecuencia-potencia según lo dispuesto en el artículo 138 del Reglamento (UE) 2017/1485.

CAPÍTULO IX

Emergencia y reposición del servicio eléctrico

Artículo 22. *Emergencia y reposición del servicio.*

Con objeto de garantizar la continuidad de las transacciones de energía eléctrica durante las fases de emergencia y reposición del sistema, y de definir la suspensión del mercado cuando sea necesario, el Operador del Sistema y el Operador del Mercado deberán seguir los criterios recogidos a nivel europeo en el Reglamento (UE) 2017/2196. En particular:

1. El Operador del Sistema, en coordinación con el Operador del Mercado y aquellos sujetos previstos en el artículo 35 del Reglamento (UE) 2017/2196, podrá suspender temporalmente las actividades del mercado conforme a las reglas de suspensión elaboradas según lo dispuesto en el artículo 36 del mencionado reglamento.

2. El Operador del Sistema, en coordinación con el Operador del Mercado y aquellos sujetos previstos en el artículo 37 del Reglamento (UE) 2017/2196, iniciará el procedimiento de restablecimiento de las actividades de mercado suspendidas conforme a las reglas de restablecimiento elaboradas según lo dispuesto en mencionado reglamento.

3. La liquidación de desvíos y de energías de balance en caso de suspensión de las actividades de mercado serán determinadas según lo dispuesto en el artículo 39.1 del Reglamento (UE) 2017/2196.

CAPÍTULO X

Aprobación de metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración

Artículo 23. *Procedimiento de aprobación.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución aquellas metodologías adoptadas en el ámbito de coordinación de los reguladores europeos cuya tramitación esté prevista en la normativa europea, según el procedimiento previsto en los reglamentos de aplicación, salvo que dichos reglamentos prevean una metodología cuyo desarrollo se realice a nivel nacional, supuesto en el que resultará de aplicación lo previsto en el apartado siguiente.

2. Cuando, en el marco de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sea necesario aprobar alguna previsión relativa al mercado mayorista de electricidad o a la gestión de la seguridad del sistema cuyo proceso de tramitación no esté recogido en la normativa europea o que sea de ámbito nacional, o cuando sea necesario aprobar especificaciones de detalle de las metodologías previstas en esta circular, se aplicará el siguiente procedimiento:

a) Los Operadores deberán presentar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las propuestas necesarias para la implementación de las metodologías y condiciones.

b) Los Operadores, bajo la supervisión de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, facilitarán la participación de los sujetos interesados en el desarrollo de las propuestas que se efectúen en el marco de esta circular, desde el comienzo de su elaboración, mediante grupos de trabajo. Entre las partes interesadas, deberá contarse con los distribuidores, generadores, comercializadores y representantes de los consumidores.

c) Los Operadores consultarán a los sujetos interesados sobre sus propuestas, durante un periodo no inferior a un mes, salvo que un plazo diferente esté debidamente justificado por razones de urgencia.

d) Los Operadores del Mercado y del Sistema deberán tener en cuenta los puntos de vista de los sujetos interesados resultantes de las consultas y de los procesos de participación, antes de la remisión de sus propuestas al regulador para su aprobación. Deberá incluirse en dicha remisión una memoria justificativa debidamente razonada de la inclusión o no de los puntos de vista resultantes de la consulta a la que se refiere el apartado anterior; asimismo, la memoria deberá justificar las soluciones previstas y analizar sus posibles impactos. Los Operadores deberán publicar tanto la propuesta presentada como dichas justificaciones en su página web.

e) En el que caso de que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia requiera una modificación de las propuestas presentadas de conformidad con los apartados anteriores, los Operadores presentarán, en el plazo de dos meses desde el requerimiento, una nueva propuesta para su aprobación, salvo que un plazo diferente esté debidamente justificado por razones de urgencia.

f) En el caso de que las propuestas de los Operadores no reúnan las condiciones necesarias para su aprobación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá iniciar un procedimiento a efectos de elaborar una nueva propuesta contando con la participación de los distintos agentes involucrados.

g) Las propuestas serán remitidas al Ministerio para la Transición Ecológica para que, en el marco de sus competencias, pueda emitir informe en los términos previstos en el artículo 80.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

h) Las metodologías y condiciones a las que se refiere este apartado serán aprobadas mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia. En particular, las especificaciones de detalle de las metodologías previstas en los capítulos II al IX serán consideradas reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad, y procedimientos de operación.

Las resoluciones que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se publicarán en el «Boletín Oficial del Estado» de acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1, último párrafo, y artículo 7.38, de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

i) Los operadores deberán proponer, de oficio o a instancia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aquellas modificaciones de las metodologías y condiciones vigentes que permitan un mejor funcionamiento de los mercados de producción de electricidad, así como su adecuación a la normativa comunitaria. Dichas modificaciones deberán seguir el procedimiento de tramitación previsto en este artículo.

3. Sin perjuicio de lo establecido en el párrafo segundo de la letra h) del apartado anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web las resoluciones aprobadas en virtud del presente artículo que se encuentren en vigor, junto con las metodologías que se aprueben en el ámbito europeo, estructuradas por materias, a fin de facilitar el conocimiento de la regulación aplicable en lo relativo al funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Artículo 24. *Proyectos de demostración regulatorios.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución las condiciones y requisitos para la ejecución de aquellos proyectos de demostración que puedan contribuir a la mejora del funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la operación del sistema, siempre que se cumplan los siguientes criterios:

a) El producto o servicio objeto del proyecto sea innovador, no se esté ofreciendo actualmente en el mercado o sea diferente al modelo que se utiliza actualmente.

b) El solicitante pueda demostrar que la innovación brindará beneficios para el consumidor.

c) El Operador del Sistema o, en su caso, el gestor de la red de distribución, justifiquen la ausencia de riesgos para la operación del sistema o para la red de distribución afectada, respectivamente.

d) Exista algún requisito en la normativa que impida la implantación de la innovación.

e) Exista un plan perfectamente desarrollado para probar la innovación. El plan incluirá objetivos claros, criterios e indicadores de éxito y un plazo concreto de ejecución que no podrá ser superior a treinta y seis meses.

Disposición transitoria primera. *Acciones coordinadas de balance.*

Hasta la entrada en vigor de las metodologías de acciones coordinadas de balance previstas en los artículos 35 y 74 del Reglamento (EU) 2015/1222, los costes totales resultantes de las acciones coordinadas de balance, programadas de común acuerdo por los operadores de los dos sistemas que comparten la correspondiente interconexión, serán repartidos al 50 % entre dichos sistemas.

Disposición transitoria segunda. *Plataforma europea para el intercambio de la energía de balance procedente de reservas de sustitución (Balit).*

Hasta el inicio de la operación de la plataforma de servicios transfronterizos de balance prevista en el artículo 19 del Reglamento (UE) 2017/2195 para el intercambio de las energías de balance procedentes de reservas de sustitución, resultará de aplicación lo previsto en la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de 6 de junio de 2018, por el que se aprueban las especificaciones y procedimientos de desarrollo de la metodología de subastas regionales intradiarias complementarias entre España y Portugal prevista en el artículo 63 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Disposición transitoria tercera. *Aplicación transitoria de las Reglas de Funcionamiento del Mercado y los Procedimientos de Operación.*

Hasta la aprobación por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de las metodologías y condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación a los que se refiere el artículo 23, continuarán siendo de aplicación las actuales reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía

eléctrica y los procedimientos de operación actualmente vigentes, incluidas las metodologías y condiciones ya aprobadas por esta Comisión al amparo de la normativa europea reguladora de esta materia.

Disposición derogatoria única.

Queda derogada la Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, mediante la cual se establece la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de balance entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

Esta circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 128

Real Decreto 390/2021, de 1 de junio, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios

Ministerio de la Presidencia, Relaciones con las Cortes y Memoria Democrática
«BOE» núm. 131, de 2 de junio de 2021
Última modificación: 23 de julio de 2025
Referencia: BOE-A-2021-9176

La aprobación de la Directiva (UE) 2018/844 del Parlamento europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética, hace necesaria la transposición a nuestro ordenamiento jurídico de las modificaciones que incorpora, especialmente en lo relativo a la introducción de nuevas definiciones y revisión de las existentes, la modificación de las bases de datos para el registro de los certificados de eficiencia energética, que permitirán la recopilación de datos sobre consumo de energía medido o calculado de los edificios, así como la vinculación de incentivos financieros para la mejora de la eficiencia energética al ahorro de energía previsto o logrado.

Asimismo, la Comisión Europea ha publicado el Pacto Verde Europeo (COM/2019/640) que tiene como objetivo transformar a la UE en una sociedad justa y próspera, con una economía moderna, eficiente en recursos y competitiva, sin emisiones netas de gases de efecto invernadero en 2050 y desacoplando el crecimiento económico del uso de recursos. El Pacto Verde Europeo prevé como actuación clave la «Oleada de renovación» en el sector de la construcción, donde la certificación energética de los edificios adquiere un papel relevante.

Inicialmente, la Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios, estableció exigencias relativas a la certificación energética de edificios que se transpusieron por Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, por el que se aprueba el Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción. Posteriormente, fue modificada mediante la Directiva 2010/31/UE, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios, transpuesta parcialmente por Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios en lo relativo a la certificación de eficiencia energética de edificios refundiendo el Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, con la incorporación del Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios existentes.

El Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, estableció la obligación de poner a disposición de los compradores o usuarios de los edificios un certificado de eficiencia energética que incluyese información objetiva sobre dicha eficiencia energética y valores de referencia, con el fin de que los propietarios o arrendatarios del edificio o parte del mismo pudiesen comparar y evaluar la misma. Los requisitos mínimos de eficiencia energética de los edificios

o partes de los mismos no se incluían en este real decreto, ya que los mismos se establecen en el Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo. Como ya se recogió en el citado real decreto, la obligación de suministrar esta información a los compradores o a los usuarios buscaba facilitar el conocimiento de la eficiencia energética de cada edificio y su posible comparación con otros edificios de la misma zona, favoreciendo, por tanto, la promoción de edificios de alta eficiencia energética y las inversiones en ahorro de energía. Además, este real decreto contribuyó a informar de las emisiones de CO_2 por el uso de la energía proveniente de fuentes emisoras en el sector residencial, lo que podría facilitar la adopción de medidas para reducir dichas emisiones y mejorar la calificación energética de los edificios.

En este real decreto se determinaba el Procedimiento básico que debía cumplir la metodología de cálculo de la calificación de eficiencia energética, considerando aquellos factores que más incidencia tenían en su consumo energético, así como las condiciones técnicas y administrativas para las certificaciones de eficiencia energética de los edificios.

Asimismo, mediante la disposición adicional segunda se incorporaba la exigencia de la citada Directiva 2010/31/UE, de 19 de mayo que obligaba a que, a partir del 31 de diciembre de 2020, los edificios que se construyesen fueran de consumo de energía casi nulo, en los términos que reglamentariamente se fijasen en cada momento a través del Código Técnico de la Edificación, plazo que, en el caso de los edificios públicos, se adelantó dos años.

También se reguló la utilización del distintivo común en todo el territorio nacional denominado etiqueta de eficiencia energética, garantizando en todo caso las especificidades que fueran precisas en las distintas comunidades autónomas.

Por otra parte, se encomendó a la Comisión asesora para la certificación de eficiencia energética de edificios el apoyo a los ministerios competentes para velar por el mantenimiento y actualización del Procedimiento básico de certificación de eficiencia energética de edificios.

La Comisión asesora para la certificación de eficiencia energética de edificios, creada por el artículo 14 del Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción, aprobado por el Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, por el que se aprueba el Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción, continuará existiendo, quedando regulados su objeto, funciones, composición y organización en los artículos 18, 19 y 20 del presente real decreto.

Por último, se concretó un régimen sancionador con infracciones y sanciones, de acuerdo con lo previsto en la legislación vigente en materia de protección de los consumidores y usuarios, y en materia de certificación de la eficiencia energética de los edificios.

Como resultado de la experiencia acumulada en la implementación del citado Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, se considera necesario incorporar algunas modificaciones para la mejora del procedimiento para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, entre otras, la actualización del contenido de la certificación de eficiencia energética, el incremento de la calidad de la misma y el establecimiento de la obligación para las empresas inmobiliarias de mostrar el certificado de eficiencia energética de los inmuebles que alquilen o vendan.

Atendiendo a la amplitud, extensión y alcance de las modificaciones que contiene la propuesta normativa, se ha considerado necesaria la elaboración de un nuevo real decreto que deroga el Real Decreto 235/2013, de 5 de abril.

Asimismo, se modifica el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía, para incluir específicamente la necesaria inspección de las auditorías energéticas realizadas por auditores internos y para modificar el contenido del modelo de comunicación relativo a la realización de una auditoría energética, incluyendo mayor detalle en la información de la empresa, de sus consumos energéticos, de los ahorros identificados y de las medidas implementadas como resultado de las auditorías energéticas realizadas previamente.

Finalmente, se modifica el Real Decreto 178/2021, de 23 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios. Concretamente se modifica el apartado treinta y uno de su artículo único para corregir un error de nomenclatura, que podría dar lugar a problemas de interpretación a la hora de aplicarlo.

El contenido de este real decreto se ajusta a los principios de buena regulación contemplados en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Así, de acuerdo con los principios de necesidad y eficacia, esta norma se justifica en la necesidad de transponer al ordenamiento jurídico español la Directiva (UE) 2018/844, de 30 de mayo de 2018, siendo la manera más eficaz de llevar a cabo dicha transposición la aprobación de este real decreto. Se cumple el principio de proporcionalidad ya que la regulación se limita al mínimo imprescindible para el cumplimiento por parte del Reino de España de la citada Directiva y la consecución de los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. A fin de garantizar el principio de seguridad jurídica, la iniciativa normativa se ejerce de manera coherente con el resto del ordenamiento jurídico, nacional y de la Unión Europea, para generar un marco normativo estable, predecible, integrado, claro y de certidumbre, que facilita su conocimiento, comprensión y aplicación y, en consecuencia, la actuación y toma de decisiones de las personas y empresas. Conforme al principio de transparencia, además de la consulta pública previa y la audiencia e información públicas requeridas en el artículo 26 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, y en la Ley 27/2006, de 18 de julio, por la que se regulan los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso a la justicia en materia de medio ambiente, durante la tramitación de esta norma han sido consultadas las comunidades autónomas, así como las entidades representativas de los sectores afectados.

Finalmente, en aplicación del principio de eficiencia, se limitan las cargas administrativas a las imprescindibles para la consecución de los fines descritos, siempre dentro del marco del ordenamiento jurídico nacional y de la Unión Europea.

La apertura del trámite de consulta pública previa fue comunicada por la Dirección General de Política Energética y Minas al organismo responsable en la materia de cada una de las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla. Posteriormente, la apertura del trámite de información pública fue comunicada a todos los miembros de la Comisión asesora para la certificación de eficiencia energética de edificios.

Asimismo, el proyecto normativo y su grado de avance han sido presentados en las reuniones de la Comisión asesora para la certificación de eficiencia energética de edificios celebradas durante la tramitación del mismo.

Este real decreto ha sido sometido al procedimiento previsto en la Directiva (UE) 2015/1535 del Parlamento Europeo y del Consejo de 9 de septiembre de 2015 por la que se establece un procedimiento de información en materia de reglamentaciones técnicas y de reglas relativas a los servicios de la sociedad de la información, así como a lo dispuesto en el Real Decreto 1337/1999, de 31 de julio por el que se regula la remisión de información en materia de normas y reglamentaciones técnicas y reglamentos relativos a los servicios de la sociedad de la información.

El fundamento legal de la regulación de la certificación de eficiencia energética de los edificios se encuentra por un lado, en el Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios y otras leyes complementarias, así como, por otro lado y en particular para los edificios existentes, en el artículo 83.3 de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, en el que se establece que los certificados de eficiencia energética para estos edificios se obtendrán de acuerdo con el procedimiento básico que se establezca reglamentariamente, para ser puestos a disposición de los compradores o usuarios de esos edificios cuando los mismos se vendan o arrienden. De la misma manera, en la disposición final quincuagésima primera de esta misma ley se autorizaba al Gobierno para la aprobación, en el plazo de seis meses, del procedimiento básico de certificación energética en edificios existentes establecida en el artículo 83, determinando que en dicho desarrollo reglamentario se incorporarían, como mínimo, los supuestos de excepción y los sistemas de

certificación previstos en los artículos 4 y 7, respectivamente, de la Directiva 2002/91/CE, de 16 de diciembre de 2002.

Este real decreto se dicta en virtud de las competencias estatales en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las comunidades autónomas de establecer normas adicionales de protección, así como bases del régimen minero y energético, previstas en el artículo 149.1 reglas 13.ª, 23.ª y 25.ª de la Constitución Española.

En su virtud, a propuesta de la Vicepresidenta Cuarta del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y del Ministro de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, con la aprobación previa de la Ministra de Política Territorial y Función Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 1 de junio de 2021,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto y finalidad.*

1. Constituye el objeto de este real decreto el establecimiento de las condiciones técnicas y administrativas que deben regir la realización de las certificaciones de eficiencia energética de los edificios y la correcta transmisión de los resultados obtenidos en este proceso de certificación energética a los usuarios y propietarios de los mismos.

Asimismo, se establecen las condiciones técnicas y administrativas para la aprobación de la metodología de cálculo de su calificación de eficiencia energética, considerando aquellos factores que más incidencia tienen en el consumo de energía de los edificios, así como para la aprobación de la etiqueta de eficiencia energética como distintivo común en todo el territorio nacional.

2. La finalidad de la aprobación de dicho Procedimiento básico es la promoción de la eficiencia energética en los edificios, así como, que la energía que estos utilicen sea cubierta mayoritariamente por energía procedente de fuentes renovables, con la consiguiente reducción de las emisiones de CO_2 en el sector de la edificación.

Artículo 2. *Definiciones.*

A efectos del Procedimiento básico regulado en este real decreto se establecen las siguientes definiciones:

a) Calificación de la eficiencia energética de un edificio o parte del mismo: expresión de la eficiencia energética de un edificio o parte del mismo que se determina de acuerdo con la metodología de cálculo establecida en el documento reconocido correspondiente al Procedimiento básico y se expresa con indicadores energéticos mediante la etiqueta de eficiencia energética.

b) Certificación de eficiencia energética de proyecto: proceso por el que se valora la calificación de la eficiencia energética de edificios de nueva construcción o, en su caso, de reformas y ampliaciones realizadas en edificios existentes, a partir de las características especificadas en el proyecto y que conduce a la expedición del certificado de eficiencia energética de proyecto.

c) Certificación de eficiencia energética de obra terminada: proceso por el que se valora la calificación de la eficiencia energética de los edificios de nueva construcción o, en su caso, de las reformas y ampliaciones realizadas en edificios existentes, a partir de las características efectivas del edificio u obra terminada, permitiendo la comparación con la calificación obtenida en la certificación de eficiencia energética de proyecto, y que conduce a la expedición del certificado de eficiencia energética de obra terminada.

d) Certificación de eficiencia energética de edificio existente o de parte del mismo: proceso por el que se valora la calificación de eficiencia energética obtenida con los datos

calculados o medidos del edificio existente o de parte del mismo, y que conduce a la expedición del certificado de eficiencia energética del edificio existente.

e) Certificado de eficiencia energética de proyecto: documentación suscrita por el técnico competente como resultado del proceso de certificación, que contiene información sobre las características energéticas, la calificación de eficiencia energética del proyecto de ejecución y las recomendaciones de posibles intervenciones técnicamente viables e individualizadas en cada edificio o parte del mismo, para la mejora de los niveles óptimos o rentables de eficiencia energética.

f) Certificado de eficiencia energética de obra terminada: documentación suscrita por el técnico competente como resultado del proceso de certificación, que contiene información sobre las características energéticas, la calificación de eficiencia energética y las recomendaciones de posibles intervenciones, técnicamente viables e individualizadas en cada edificio o parte del mismo, para la mejora de los niveles óptimos o rentables de eficiencia energética de un edificio de nueva construcción o, en su caso, de una reforma o de una ampliación realizada en un edificio existente, y que permite la comparación de la calificación obtenida en la certificación de eficiencia energética de proyecto con la obtenida una vez finalizadas las obras.

g) Certificado de eficiencia energética de edificio existente: documentación suscrita por el técnico competente que contiene información sobre las características energéticas, la calificación de eficiencia energética y las recomendaciones de posibles intervenciones, técnicamente viables e individualizadas en cada edificio o parte del mismo para la mejora de los niveles óptimos o rentables de la eficiencia energética de un edificio existente o parte del mismo.

h) Edificio: construcción techada con paredes en la que se emplea energía para acondicionar el ambiente interior.

i) Eficiencia energética de un edificio: consumo de energía, calculado o medido, que se estima necesario para satisfacer la demanda energética del edificio en unas condiciones normalizadas de funcionamiento y ocupación, que incluirá, entre otras cosas, la energía consumida en la calefacción, la refrigeración, la ventilación, la producción de agua caliente sanitaria y la iluminación.

j) Elemento de un edificio: a los efectos de este real decreto, se define como instalación técnica del edificio o elemento de la envolvente del edificio.

k) Energía primaria: energía procedente de fuentes renovables y no renovables que no ha sufrido ningún proceso de conversión o transformación.

l) Energía procedente de fuentes renovables: la energía procedente de fuentes renovables no fósiles, es decir, energía eólica, energía solar (solar térmica y solar fotovoltaica) y energía geotérmica, energía ambiente, energía mareomotriz, energía undimotriz y otros tipos de energía oceánica, energía hidráulica y energía procedente de biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, y biogás.

m) Energía ambiente: la energía térmica presente de manera natural y la energía acumulada en un ambiente confinado, que puede almacenarse en el aire ambiente (excluido el aire de salida) o en las aguas superficiales o residuales

n) Espacio habitable: espacio formado por uno o varios recintos habitables contiguos con el mismo uso y condiciones térmicas equivalentes agrupados a efectos de cálculo energético.

ñ) Etiqueta de eficiencia energética: distintivo público que acredita la existencia de un certificado de eficiencia energética del edificio, que ha sido registrado y que recoge el nivel de calificación de eficiencia energética obtenida por el edificio o parte del mismo.

o) Envolvente térmica del edificio: conjunto de elementos compuesto por los cerramientos exteriores y, en su caso, particiones interiores del edificio o parte del mismo, incluyendo sus puentes térmicos, determinado de acuerdo con los criterios fijados en el Código Técnico de la Edificación.

p) Instalación técnica del edificio: equipos técnicos destinados a calefacción y refrigeración de espacios, ventilación, producción de agua caliente sanitaria o iluminación integrada de un edificio, automatización y control de edificios, generación de electricidad *in situ,* o una combinación de los mismos, incluidas las instalaciones que utilicen energía procedente de fuentes renovables, de un edificio o de una parte de este.

q) Instalación térmica del edificio: Se considera instalación térmica la instalación fija de climatización (calefacción, refrigeración y ventilación) destinada a atender la demanda de bienestar térmico e higiene de las personas, y/o la instalación destinada a la producción de agua caliente sanitaria (ACS), incluidas las interconexiones a redes urbanas de calefacción y/o refrigeración y los sistemas de automatización y control.

r) Parte de un edificio: unidad, planta, vivienda o apartamento en un edificio, o locales destinados a uso independiente o de titularidad jurídica diferente, diseñados o modificados para su utilización independiente.

s) Recinto habitable: recinto interior destinado al uso de personas cuya densidad de ocupación y tiempo de estancia exigen unas condiciones acústicas, térmicas y de salubridad adecuadas.

t) Superficie útil: superficie del suelo delimitado por el perímetro definido por la cara interior de los cerramientos externos de un edificio o de partes de un edificio, incluyendo la mitad de la superficie del suelo de sus espacios exteriores de uso privativo cubiertos, medida sobre la proyección horizontal de su cubierta.

No se considerará superficie útil la superficie ocupada en planta por cerramientos interiores fijos, por los elementos estructurales verticales, y por las canalizaciones o conductos con sección horizontal superior a los 100 centímetros cuadrados y la superficie del suelo cuya altura libre sea inferior a 1,5 metros.

Tampoco se considerará superficie útil la ocupada por los espacios exteriores no cubiertos.

u) Sistema de automatización y control de edificios: se define como aquel sistema que incluya todos los productos, programas informáticos y servicios de ingeniería que puedan apoyar el funcionamiento eficiente energéticamente, económico y seguro de las instalaciones técnicas del edificio mediante controles automatizados y facilitando su gestión manual de dichas instalaciones técnicas del edificio.

Téngase en cuenta que la supresión de las actuales letras u), v) y la reordenación de la w) como u), establecida por el art. único.1 del Real Decreto 659/2025, de 22 de julio, Ref. BOE-A-2025-15230, entra en vigor el 23 de julio de 2026, según determina su disposición final única.

Redacción anterior:

"u) Técnico competente: técnico que esté en posesión de cualquiera de las titulaciones académicas y profesionales habilitantes para la redacción de cualquiera de los proyectos de edificación o para la dirección de obras y dirección de ejecución de obras de edificación, según lo establecido en la Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación, o para la suscripción de certificados de eficiencia energética. Asimismo, se consideran competentes los técnicos que estén en posesión de alguna titulación universitaria que cuente con la habilitación para el ejercicio de las profesiones reguladas descritas en este apartado, en virtud de lo dispuesto en el artículo 12.9 del Real Decreto 1393/2007, de 29 de octubre, por el que se establece la ordenación de las enseñanzas universitarias oficiales.

A los efectos de acreditar el cumplimiento de los requisitos exigidos para ser considerado técnico competente, se aceptarán los documentos procedentes de otro Estado miembro de los que se desprenda que se cumplen tales requisitos, en los términos previstos en el artículo 17.2 de la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

v) Técnico ayudante del proceso de certificación energética de edificios: técnico que esté en posesión de un título de formación profesional, entre cuyas competencias se encuentran la colaboración como ayudante del técnico competente en el proceso de certificación energética de edificios. Asimismo, un técnico competente podrá también actuar como técnico ayudante.

Los técnicos ayudantes del proceso de certificación podrán colaborar en el proceso de certificación energética de edificios, en función de su formación y titulación, tanto para la toma de datos, el empleo de herramientas y programas informáticos reconocidos para la calificación energética, o la definición de medidas de mejora de la eficiencia energética, como para gestionar los trámites administrativos y la documentación relacionada con los procesos de inspección y certificación energética.

w) Sistema de automatización y control de edificios: se define como aquel sistema que incluya todos los productos, programas informáticos y servicios de ingeniería que puedan apoyar el funcionamiento eficiente energéticamente, económico y seguro de las instalaciones técnicas del edificio mediante controles automatizados y facilitando su gestión manual de dichas instalaciones técnicas del edificio."

Artículo 3. *Ámbito de aplicación.*

1. Este Procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios será de aplicación a:

a) Edificios de nueva construcción.

b) Edificios o partes de edificios existentes que se vendan o alquilen a un nuevo arrendatario.

c) Edificios o partes de edificios pertenecientes u ocupados por una Administración Pública, entendiendo por esta última la definida en el artículo 2.3 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, con una superficie útil total superior a 250 m^2.

d) Edificios o partes de edificios en los que se realicen reformas o ampliaciones que cumplan alguno de los siguientes supuestos:

1.º Sustitución, instalación o renovación de las instalaciones térmicas tal que necesite la realización o modificación de un proyecto de instalaciones térmicas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 15 del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, aprobado por el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio.

2.º Intervención en más del 25 % de la superficie total de la envolvente térmica final del edificio.

3.º Ampliación en la que se incremente más de un 10 % la superficie o el volumen construido de la unidad o unidades de uso sobre las que se intervenga, cuando la superficie útil total ampliada supere los 50 m^2.

e) Edificios o partes de edificios con una superficie útil total superior a 500 m^2 destinados a los siguientes usos:

1.º Administrativo.

2.º Sanitario.

3.º Comercial: tiendas, supermercados, grandes almacenes, centros comerciales y similares.

4.º Residencial público: hoteles, hostales, residencias, pensiones, apartamentos turísticos y similares.

5.º Docente.

6.º Cultural: teatros, cines, museos, auditorios, centros de congresos, salas de exposiciones, bibliotecas y similares.

7.º Actividades recreativas: Casinos, salones recreativos, salas de fiesta, discotecas y similares.

8.º Restauración: bares, restaurantes, cafeterías y similares.

9.º Transporte de personas: estaciones, aeropuertos y similares.

10.º Deportivos: gimnasios, polideportivos y similares.

11.º Lugares de culto, de usos religiosos y similares.

f) Edificios que tengan que realizar obligatoriamente la Inspección Técnica del Edificio o inspección equivalente.

2. Se excluyen del ámbito de aplicación:

a) Edificios protegidos oficialmente por ser parte de un entorno declarado o en razón de su particular valor arquitectónico o histórico, siempre que cualquier actuación de mejora de la eficiencia energética alterase de manera inaceptable su carácter o aspecto, siendo la autoridad que dicta la protección oficial quien determine los elementos inalterables.

b) Construcciones provisionales con un plazo previsto de utilización igual o inferior a dos años.

c) Edificios industriales, de la defensa y agrícolas no residenciales, o partes de los mismos, de baja demanda energética. Aquellas zonas que no requieran garantizar unas condiciones térmicas de confort, como las destinadas a talleres y procesos industriales, se considerarán de baja demanda energética.

d) Edificios independientes, es decir, que no estén en contacto con otros edificios y con una superficie útil total inferior a 50 m^2.

e) Edificios que se compren para su demolición o para la realización de las reformas definidas en el apartado d) del artículo 3.1. Estos edificios estarán exentos de la obtención del certificado de eficiencia energética de edificio existente de acuerdo con el artículo 10, sin perjuicio, en su caso, del cumplimiento del artículo 9 una vez se vaya a acometer la reforma, según lo referido en el apartado d) del artículo 3.1.

Para hacer efectiva la exclusión recogida en este apartado e), el propietario del edificio o de parte del edificio, según corresponda, realizará una declaración responsable ante el órgano competente de la comunidad autónoma o de la ciudad de Ceuta o Melilla en materia de certificación energética de edificios. No obstante, el órgano competente de la comunidad autónoma o de la ciudad de Ceuta o Melilla podrá regular un procedimiento más exigente.

Téngase en cuenta que la actualización del párrafo segundo del apartado 2.e), establecida por el art. único.2 del Real Decreto 659/2025, de 22 de julio, Ref. BOE-A-2025-15230, entra en vigor el 23 de julio de 2026, según determina su disposición final única.

Redacción anterior:

"Para hacer efectiva la exclusión recogida en este apartado f), el propietario del edificio o de parte del edificio, según corresponda, realizará una declaración responsable ante el órgano competente de la comunidad autónoma en materia de certificación energética de edificios. No obstante, el órgano competente de la comunidad autónoma podrá regular un procedimiento más exigente."

CAPÍTULO II

Condiciones técnicas y administrativas para la certificación de la eficiencia energética de los edificios

Artículo 4. *Documentos reconocidos para la certificación de eficiencia energética.*

1. Los documentos reconocidos para la certificación de eficiencia energética son aquellos documentos de carácter técnico elaborados para facilitar el cumplimiento del Procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios que cuentan con el reconocimiento conjunto del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana.

2. Los documentos reconocidos para la certificación de eficiencia energética podrán consistir en lo siguiente:

a) Procedimientos de cálculo para la calificación de eficiencia energética. Estos procedimientos podrán ser simplificados o generales, y para optimizar la calidad de los certificados quedará limitado el uso de los mismos según su ámbito de aplicación en sus correspondientes documentos reconocidos.

b) Especificaciones y guías técnicas o comentarios sobre la aplicación técnico-administrativa de la certificación de eficiencia energética.

c) Modelos de etiqueta de eficiencia energética del edificio, de informe de evaluación energética del edificio (en formato XML) y de certificados en formato físico o digital que especifiquen la información que debe aportarse en cada caso.

d) Cualquier otro documento que facilite la aplicación de la certificación de eficiencia energética, excluidos los que se refieran a la utilización de un producto o sistema particular o bajo patente.

3. El Registro general de documentos reconocidos para la certificación de eficiencia energética queda adscrito al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a través de la Secretaria de Estado de Energía.

Artículo 4 bis. *Requisitos para el ejercicio de la actividad profesional de técnico competente para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.*

1. Se considera técnico competente para la realización de la certificación de eficiencia energética de proyecto de los edificios incluidos en los artículos 3.1.a) y 3.1.d) a aquel técnico que esté en posesión de cualquiera de las titulaciones académicas y profesionales habilitantes para la redacción de cualquiera de los proyectos de edificación o para la dirección de obras y dirección de ejecución de obras de edificación, según lo establecido en la Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación. Asimismo, se consideran competentes los técnicos que estén en posesión de alguna titulación universitaria que cuente con la habilitación para el ejercicio de las profesiones reguladas descritas en este mismo apartado, en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 822/2021, de 28 de septiembre, por el que se establece la organización de las enseñanzas universitarias y del procedimiento de aseguramiento de su calidad.

2. Se considera técnico competente para la realización de la certificación de eficiencia energética de obra terminada de los edificios incluidos en los artículos 3.1.a) y 3.1.d) y para la realización de la certificación energética de los edificios incluidos en los artículos 3.1.b), 3.1.c), 3.1.e) y 3.1.f) a aquel técnico que cumpla con alguna de las siguientes condiciones:

a) Ser técnico competente para la realización de la certificación de eficiencia energética de proyecto de los edificios incluidos en los artículos 3.1.a) y 3.1.d) de acuerdo con el apartado 1 de este artículo.

b) Estar en posesión de un título universitario, distinto de los títulos universitarios que habilitan para ser técnico competente en los supuestos previstos en el apartado a) anterior, adscrito a uno de los ámbitos de conocimientos siguientes, recogidos en el anexo I del Real Decreto 822/2021, de 28 de septiembre, por el que se establece la organización de las enseñanzas universitarias y del procedimiento de aseguramiento de su calidad:

1.º Arquitectura, construcción, edificación y urbanismo, e ingeniería civil.

2.º Ingeniería industrial, ingeniería mecánica, ingeniería automática, ingeniería de la organización industrial e ingeniería de la navegación.

3.º Ingeniería eléctrica, ingeniería electrónica e ingeniería de la telecomunicación.

4.º Ingeniería química, ingeniería de los materiales e ingeniería del medio natural.

Adicionalmente, en el supuesto del apartado b) es necesario haber recibido y superado, con evaluación positiva, el módulo 2 del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios, que cumpla con lo establecido en el anexo I del presente real decreto, impartido por una entidad reconocida por el órgano competente de la comunidad autónoma o de la ciudad de Ceuta o Melilla. La superación de este módulo tendrá eficacia en todo el territorio nacional, sin necesidad de trámites o requisitos adicionales.

Cuando el plan de estudios o guías docentes de alguno de los títulos universitarios cursados englobe los contenidos indicados en el apartado 2 del anexo II del presente real decreto, con las cargas de trabajo mínimas, en créditos ECTS, o con las duraciones mínimas, en horas, establecidas en el citado anexo, no será necesaria la realización del curso, siempre y cuando se acredite, mediante un certificado oficial expedido por la universidad en la que se cursaron los contenidos correspondientes, para lo que se puede adoptar el modelo de certificado para titulaciones universitarias incluido en el apartado 2.1 del anexo III del presente real decreto o cualquier otro certificado oficial que reúna el contenido mínimo establecido en el apartado 1 de dicho anexo.

c) Estar en posesión de un título universitario adscrito a uno de los ámbitos de conocimiento siguientes, recogidos en el anexo I del Real Decreto 822/2021, de 28 de septiembre:

1.º Ciencias medioambientales y ecología.
2.º Ciencias de la Tierra.
3.º Física y astronomía.
4.º Ingeniería informática y de sistemas.
5.º Matemáticas y estadística.
6.º Química.

d) Acreditar estándares de competencia en eficiencia energética en edificios, obtenidos a través de un título de Formación Profesional de Grado Superior, de un Certificado Profesional o, de un Curso de Especialización, de nivel 3, definida en el Catálogo Nacional de Estándares de Competencia. En todo caso, en la definición de competencia general del título de Formación Profesional, Certificado Profesional o, Curso de Especialización deberá aparecer, específicamente, la certificación energética de edificios.

En cualquiera de las situaciones de los apartados c) y d), es necesario haber recibido y superado, con evaluación positiva, los módulos 1 y 2 del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios, que cumpla con lo establecido en el anexo I del presente real decreto, impartido por una entidad reconocida por el órgano competente de la comunidad autónoma o de la ciudad de Ceuta o Melilla. La superación de los módulos de este curso tendrá eficacia en todo el territorio nacional, sin necesidad de trámites o requisitos adicionales.

Cuando el plan de estudios, guías docentes, módulos profesionales, módulos formativos o estándares de competencia de alguno de los títulos académicos cursados, o certificados profesionales obtenidos, engloben los contenidos indicados en los apartados 1 y 2 del anexo II del presente real decreto, con las cargas de trabajo mínimas, en créditos ECTS, o con las duraciones mínimas, en horas, establecidas en el citado anexo, no será necesaria la realización del curso, siempre y cuando se acredite, mediante un certificado oficial expedido por uno de los siguientes organismos:

1.º La universidad en la que se cursan los contenidos correspondientes, en el caso de titulaciones universitarias.
2.º La entidad que imparte la Formación Profesional.
3.º La entidad que imparte la formación para la obtención de un certificado profesional, de acuerdo con el artículo 80 del Real Decreto 659/2023, de 18 de julio, por el que se desarrolla la ordenación del Sistema de Formación Profesional.
4.º La administración competente para la acreditación de la competencia profesional para la obtención de un certificado profesional, de acuerdo con el Real Decreto 659/2023, de 18 de julio, por el que se desarrolla la ordenación del Sistema de Formación Profesional.

Para ello, se puede adoptar alguno de los modelos del apartado 2 del anexo III del presente real decreto o cualquier otro certificado oficial que reúna el contenido mínimo establecido en el apartado 1 de dicho anexo.

En el caso de que el certificado se refiera únicamente a uno de los dos apartados del anexo II del presente real decreto, no será necesaria la realización y superación del módulo del curso al que se refiera el citado certificado oficial.

3. En caso de titulaciones extinguidas que no tengan obligación de adscribirse a los ámbitos de conocimiento recogidos en el Real Decreto 822/2021, de 28 de septiembre, se considerarán titulaciones universitarias englobadas en el artículo 4 bis.2.c) del presente real decreto aquellas adscritas a la rama de conocimiento de “Ingeniería y Arquitectura”, de acuerdo con el esquema que establecía el Real Decreto 1393/2007, de 29 de octubre, por el que se establece la ordenación de las enseñanzas universitarias oficiales.

4. En caso de titulaciones obtenidas en el extranjero, se deberá estar en posesión de la correspondiente credencial de homologación o, en su caso, del correspondiente certificado de equivalencia, antes de presentar la declaración responsable a la que se refiere el artículo 4 ter.1. Este requisito no será de aplicación a los profesionales que hubieran obtenido el

reconocimiento de su cualificación profesional, en el ámbito de las profesiones reguladas, al amparo de las disposiciones del Derecho de la Unión Europea.

Téngase en cuenta que este artículo, añadido por el art. único.3 del Real Decreto 659/2025, de 22 de julio, Ref. BOE-A-2025-15230, entra en vigor el 23 de julio de 2026, según determina su disposición final única.

Artículo 4 ter. *Acreditación como técnico competente para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.*

1. Para acreditarse como técnico competente para la certificación de eficiencia energética, tanto de proyecto y de obra terminada, como de edificio existente, el interesado en ejercer la actividad, con carácter previo a su inicio, deberá presentar una declaración responsable ante el órgano competente en materia de certificación energética de edificios de la comunidad autónoma o de la ciudad de Ceuta o Melilla en la que tenga su domicilio fiscal. Esta declaración responsable deberá incluir, al menos, los datos indicados en el apartado 1 del anexo IV del presente real decreto. Para la declaración responsable se podrá utilizar el modelo del apartado 2 del anexo IV de este real decreto. A la declaración responsable el declarante podrá acompañar la documentación acreditativa de los requisitos exigidos por este real decreto, en particular, lo establecido en los apartados 1 y 2 del artículo 4 bis.

2. La declaración responsable podrá presentarse por medios electrónicos de conformidad con lo previsto en la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. Habilitará para el ejercicio de la actividad en todo el territorio nacional, sin necesidad de trámites o requisitos adicionales. Será eficaz hasta que los órganos competentes de las Comunidades Autónomas o ciudades de Ceuta y Melilla den de baja al declarante como técnico competente, bien a solicitud suya, bien como consecuencia de la constatación del incumplimiento de las condiciones necesarias para su acreditación.

3. De conformidad con el artículo 69.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, la inexactitud, falsedad u omisión, de carácter esencial, de cualquier dato o información que se incorpore a la declaración responsable o la no presentación ante la Administración competente de la declaración responsable, o la documentación que sea en su caso requerida para acreditar el cumplimiento de lo declarado, determinará la imposibilidad de actuar como técnico competente en la actividad de certificación desde el momento en que se tenga constancia de tales hechos.

Téngase en cuenta que este artículo, añadido por el art. único.4 del Real Decreto 659/2025, de 22 de julio, Ref. BOE-A-2025-15230, entra en vigor el 23 de julio de 2026, según determina su disposición final única.

Artículo 4 quáter. *Registro y control de técnicos competentes para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.*

1. El órgano competente en materia de certificación energética de edificios de la comunidad autónoma o de la ciudad de Ceuta o Melilla registrará a los técnicos competentes acreditados cuyo domicilio fiscal se encuentre en su ámbito territorial de competencia, recogiendo los datos indicados en el apartado 1 del anexo IV del presente real decreto. Para ello, podrá utilizar el Registro Administrativo Centralizado de Técnicos Competentes en materia de certificación de eficiencia energética de edificios, al que se refiere el artículo 7 bis. En caso de que el órgano competente decida no utilizar este registro deberá comunicar mensualmente a la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética del

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, el contenido del registro autonómico actualizado de técnicos competentes, especificando las altas y las bajas producidas. Los datos comunicados serán incorporados al Registro Administrativo Centralizado de Técnicos Competentes por la Administración General del Estado.

2. El órgano competente en materia de certificación energética de edificios de la comunidad autónoma o de la ciudad de Ceuta o Melilla realizará comprobaciones, al menos con una periodicidad anual, del cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 4 bis por parte de un número adecuado de técnicos competentes acreditados y registrados en su ámbito territorial de competencia.

3. Cuando el órgano competente de la comunidad autónoma o de la ciudad de Ceuta o Melilla tenga conocimiento del incumplimiento, inicial o sobrevenido de los requisitos exigidos en el artículo 4 bis o de los hechos a que se refiere el artículo 4 ter.3, requerirá al técnico que subsane los defectos o errores en que hubiera podido incurrir o que aporte cuantas alegaciones, documentos o informaciones estime convenientes en el plazo de quince días y, previa instrucción del correspondiente procedimiento administrativo, dictará la resolución motivada que proceda, notificándosela al interesado.

La declaración de incumplimiento de los requisitos exigidos por el artículo 4 bis, determinará la imposibilidad del ejercicio de la actividad. La resolución podrá determinar la obligación del interesado de restituir la situación jurídica al momento previo al inicio de la actividad correspondiente y el pronunciarse sobre la validez de los certificados emitidos durante el periodo de tiempo en que se considere acreditado el incumplimiento de requisitos, tras su sometimiento al control previsto en el artículo 11, y sin perjuicio de una eventual responsabilidad penal, civil o administrativa del incumplidor, en línea con lo dispuesto en el artículo 69.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, siempre que se den los presupuestos recogidos en dicho precepto. Asimismo, el órgano competente de la comunidad autónoma o de la ciudad de Ceuta o Melilla deberá notificar este extremo a los afectados, en su caso, por la invalidez de los certificados emitidos.

La resolución será notificada al interesado en el plazo establecido en la normativa autonómica que regule el procedimiento o, en su defecto, en el plazo de tres meses, transcurrido el cual se producirá la caducidad del expediente con arreglo a lo dispuesto en el artículo 25.1.a) de la Ley del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Contra la resolución se podrán interponer los recursos que, en cada caso, procedan.

Las resoluciones por las que se declare la ineficacia de una declaración responsable se anotarán en el correspondiente registro, y conllevarán la anotación de oficio de la baja de la persona interesada como técnico competente.

En el caso de realizar una baja del registro desde una comunidad autónoma diferente de aquella en la que se realizó el alta, las comunidades autónomas o las ciudades de Ceuta o Melilla afectadas se coordinarán para hacer efectiva la baja.

4. A partir de la información de los registros, actualizados periódicamente, la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico pondrá a disposición del público el nombre, apellidos, provincia y datos de contacto de técnicos competentes. Los datos personales deberán ser tratados conforme a lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2016/679, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de abril de 2016, relativo a la protección de las personas físicas en lo que respecta al tratamiento de datos personales y a la circulación de estos datos y por el que se deroga la Directiva 95/46/CE, y en la Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre, de Protección de Datos Personales y garantía de los derechos digitales.

5. Todas las actividades derivadas de la creación, aplicación y desarrollo del Registro Administrativo Centralizado de Técnicos Competentes, que incidan en el personal del órgano competente de la comunidad autónoma o de la ciudad de Ceuta o Melilla, se ajustarán a las normas básicas sobre gastos de personal que sean de aplicación.

Téngase en cuenta que este artículo, añadido por el art. único.5 del Real Decreto 659/2025, de 22 de julio,Ref. BOE-A-2025-15230, entra en vigor el 23 de julio de 2026, según determina su disposición final única.

Artículo 5. *Calificación de la eficiencia energética de un edificio.*

1. Los procedimientos para la calificación de eficiencia energética de un edificio deben corresponderse con documentos reconocidos y estar inscritos en el Registro general al que se refiere el artículo 4.

En el proceso de calificación energética, se deberá utilizar la última versión del documento reconocido inscrita en el citado Registro general, salvo en los casos recogidos en el artículo 9.4.

2. Cuando se utilicen componentes, estrategias, equipos y/o sistemas que no estén incluidos en los procedimientos disponibles, para su consideración en la calificación energética se hará uso del procedimiento establecido en el documento informativo de «Aceptación de soluciones singulares y capacidades adicionales a los procedimientos generales y simplificados de calificación de eficiencia energética de edificios», disponible en el Registro general al que se hace referencia en el artículo 4.

Artículo 6. *Certificación de la eficiencia energética de un edificio.*

1. El promotor o propietario del edificio o de parte del mismo, ya sea de nueva construcción o existente, será el responsable de encargar la realización de la certificación de eficiencia energética del edificio, o de su parte, en los casos que venga obligado por este real decreto. También será responsable de conservar la correspondiente documentación. La obligación de obtener un certificado de eficiencia energética no aplicará en caso de disponer ya de un certificado en vigor.

2. Para las partes de un edificio, como viviendas, o para los locales destinados a uso independiente o de titularidad jurídica diferente situados en un mismo edificio, la certificación de eficiencia energética se basará, como mínimo, en una certificación única de todo el edificio o, alternativamente, en la de una o varias viviendas o locales representativos del mismo edificio con las mismas características energéticas.

Los locales destinados a uso independiente que no estén definidos en el proyecto del edificio, para ser utilizados posteriormente se deben certificar antes de la apertura del local. En el caso de que el uso del local tenga carácter industrial no será obligatoria la certificación.

Para el cálculo de los indicadores de eficiencia energética se tomarán en consideración únicamente los espacios habitables del edificio.

3. La certificación de viviendas unifamiliares podrá basarse en la evaluación de otro edificio representativo de diseño y tamaño similares y con una eficiencia energética real similar, si el técnico competente que expide el certificado de eficiencia energética puede garantizar tal correspondencia.

4. El certificado de eficiencia energética no supondrá en ningún caso la acreditación del cumplimiento de ningún otro requisito exigible al edificio. Éste deberá cumplir previamente con los requisitos mínimos de eficiencia energética que fije la normativa vigente en el momento de su construcción.

5. Durante el proceso de certificación, el técnico competente realizará al menos una visita al inmueble, con una antelación máxima de tres meses antes de la emisión del certificado, para realizar las tomas de datos, pruebas y comprobaciones necesarias para la correcta realización del certificado de eficiencia energética del edificio o de la parte del mismo.

6. El certificado de eficiencia energética del edificio, junto con el informe de evaluación energética del edificio en formato electrónico (XML) deben presentarse, por el promotor, propietario, o la persona autorizada por los mismos, al órgano competente de la comunidad autónoma en materia de certificación energética de edificios, para el registro de estas certificaciones en su ámbito territorial. Para que el certificado de eficiencia energética del

edificio tenga validez legal tiene que estar debidamente registrado. El plazo para la presentación del certificado será el establecido por la comunidad autónoma o las ciudades de Ceuta y Melilla donde se ubique el edificio, o en su defecto, de un mes a contar desde su fecha de emisión.

El citado registro permitirá realizar las labores de control técnico y administrativo e inspección recogidas en los artículos 11 y 12 y servirá de acceso a la información sobre los certificados a los ciudadanos.

Téngase en cuenta que la actualización del párrafo segundo del apartado 6, establecida por el art. único.6 del Real Decreto 659/2025, de 22 de julio, Ref. BOE-A-2025-15230, entra en vigor el 23 de julio de 2026, según determina su disposición final única.

Redacción anterior:

"El citado registro permitirá realizar las labores de control técnico y administrativo e inspección recogidas en los artículos 11 y 12. Asimismo, el órgano competente de la comunidad autónoma en materia de certificación energética de edificios podrá poner a disposición del público registros actualizados periódicamente de técnicos competentes o de empresas que ofrezcan los servicios de expertos de este tipo y servirá de acceso a la información sobre los certificados a los ciudadanos. Estos registros deberán incluir mención expresa de que la calificación energética podrá realizarse por técnicos competentes o empresas incluidas en los registros de los respectivos órganos competentes de otras comunidades autónomas."

7. Las bases de datos en las que se registran los certificados de eficiencia energética deben permitir la recopilación de datos sobre consumo de energía medido o calculado, cumplimentándose estos campos cuando se registre un certificado desde la entrada en vigor de lo dispuesto en el presente real decreto.

Estos datos estarán disponibles, previa solicitud, para el propietario del edificio. Los datos agregados y anonimizados cumpliendo con los requisitos de protección de datos nacionales y de la Unión Europea estarán disponibles para uso estadístico y de investigación.

8. Los certificados de eficiencia energética estarán a disposición de las autoridades competentes en materia de eficiencia energética, de edificación o de cualquier otra con competencia sobre la materia que así lo exijan por inspección o cualquier otro requerimiento, bien incorporados al Libro del edificio, en el caso de que su existencia sea preceptiva, o en poder del propietario del edificio o de la parte del mismo, o del presidente de la comunidad de propietarios.

Asimismo, la empresa mantenedora de las instalaciones térmicas del edificio, definida en el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, el auditor energético o el proveedor de servicios energéticos del edificio, definidos en el artículo 1 del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía, podrán solicitar una copia del certificado de eficiencia energética.

Artículo 7. *Registro Administrativo Centralizado de informes de evaluación energética de los edificios en formato electrónico (XML).*

Con objeto de que los ministerios competentes en materia de eficiencia energética de los edificios puedan disponer de información estadística sobre el estado de calificación energética del parque edificatorio, se crea, en el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el Registro Administrativo Centralizado de informes de evaluación energética de los edificios en formato electrónico (XML).

Artículo 7 bis. *Registro Administrativo Centralizado de Técnicos Competentes en materia de certificación de eficiencia energética de edificios.*

1. Se crea, en la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, el Registro Administrativo Centralizado de Técnicos Competentes en materia de certificación de eficiencia energética de edificios.

2. El Registro Administrativo Centralizado al que se refiere este artículo incluirá los datos indicados en el apartado 1 del anexo IV del presente real decreto, de tal modo que permita, a los órganos competentes de las comunidades autónomas y de la ciudad de Ceuta o Melilla, identificar a los técnicos competentes acreditados en materia de certificación energética de edificios, con el fin de facilitar a la administración competente la realización de tareas de inspección.

3. El órgano competente de la comunidad autónoma y de la ciudad de Ceuta o Melilla que decida utilizar este registro gestionará las altas y bajas del registro de aquellos técnicos competentes acreditados cuyo domicilio fiscal se encuentre en su ámbito territorial de competencia e introducirá los datos a los que se refiere el apartado 2 de este artículo.

Téngase en cuenta que este artículo, añadido por el art. único.7 del Real Decreto 659/2025, de 22 de julio, Ref. BOE-A-2025-15230, entra en vigor el 23 de julio de 2026, según determina su disposición final única.

Artículo 8. *Contenido de la Certificación de eficiencia energética.*

1. La certificación de eficiencia energética se compone de los siguientes elementos:

a) Documento específico Certificado de Eficiencia Energética del edificio.
b) Etiqueta de Eficiencia Energética.
c) Informe de evaluación energética del edificio en formato electrónico (XML).
d) Documentos o ficheros digitales necesarios para la evaluación del edificio en los procedimientos de cálculo utilizados.
e) Anexos y cálculos justificativos que pudieran ser necesarios para la correcta interpretación de la evaluación energética del edificio.
f) Recomendaciones de uso para el usuario.

Los modelos oficiales de los elementos a), b) y c) serán publicados como documentos reconocidos.

2. En particular, el Certificado de Eficiencia Energética del edificio o de la parte del mismo referido en el apartado a) contendrá como mínimo la siguiente información:

a) Identificación del edificio o de la parte del mismo que se certifica, incluyendo su referencia catastral y, en su caso, la existencia de circunstancias especiales de catalogación arquitectónica.
b) Indicación del procedimiento reconocido al que se refiere el artículo 5 utilizado para obtener la calificación de eficiencia energética.
c) Indicación de la normativa sobre ahorro y eficiencia energética de aplicación en el momento de su construcción.
d) Descripción de las características energéticas del edificio: envolvente térmica, instalaciones técnicas, condiciones normales de funcionamiento y ocupación, condiciones de confort y demás datos utilizados para obtener la calificación de eficiencia energética del edificio.
e) Calificación de eficiencia energética del edificio expresada de acuerdo al documento reconocido de Calificación de la eficiencia energética de los edificios.
f) Recomendaciones de posibles intervenciones para la mejora de los niveles óptimos o rentables de la eficiencia energética de un edificio o de una parte de este. Las recomendaciones incluidas en el certificado de eficiencia energética podrán abordar, entre otras:

1.º Las intervenciones recomendadas para la mejora de la envolvente, teniendo en consideración, en su caso, el nivel de protección arquitectónica del edificio.

2.º Las medidas de mejora de las instalaciones técnicas del edificio incluyendo, si procede, la recomendación de sustitución de equipos abastecidos por combustibles fósiles por alternativas más sostenibles. Asimismo, se podrán incluir medidas que disminuyan las pérdidas térmicas en las redes de distribución de los fluidos caloportadores.

3.º La incorporación de sistemas de automatización y control.

4.º La secuencia temporal más adecuada para la realización de las medidas propuestas.

Las recomendaciones incluidas en el certificado de eficiencia energética serán técnicamente viables e incluirán una estimación de los plazos de recuperación de la inversión, así como también podrán incluir estimaciones sobre las mejoras en las condiciones de confort, salud y bienestar.

No será necesaria su inclusión cuando no exista ningún potencial razonable para una mejora de los niveles óptimos o rentables de la eficiencia energética, siendo necesario, en este caso, incorporar una justificación técnica de la inexistencia de potencial de mejora.

Contendrá información dirigida al propietario, al promotor, al arrendatario, a la empresa mantenedora, al auditor energético o al proveedor de servicios energéticos sobre la relación coste-eficacia de las recomendaciones formuladas en el certificado. La evaluación de esa relación se efectuará sobre la base de una serie de criterios estándares, tales como la evaluación del ahorro energético, los precios subyacentes de la energía y una previsión de costes preliminar. Por otro lado, informará de las actuaciones que se hayan de emprender para llevar a la práctica las recomendaciones. Asimismo, se podrá facilitar al propietario o arrendatario información sobre otros temas conexos, como auditorías energéticas o incentivos de carácter financiero o de otro tipo y posibilidad de financiación. Para ello se podrán aplicar los criterios correspondientes del Reglamento Delegado (UE) n.º 244/2012 de la Comisión, de 16 de enero de 2012, que complementa la Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la eficiencia energética de los edificios, estableciendo un marco metodológico comparativo para calcular los niveles óptimos de rentabilidad de los requisitos mínimos de eficiencia energética de los edificios y de sus elementos. Dicho reglamento permite calcular los niveles óptimos de rentabilidad de los requisitos mínimos de eficiencia energética de los edificios y de sus elementos.

g) Fecha de la visita al inmueble y descripción de las pruebas y comprobaciones llevadas a cabo por el técnico competente durante la fase de calificación energética.

Artículo 9. *Certificación de la eficiencia energética de proyecto y de obra terminada.*

1. La certificación de eficiencia energética de los edificios incluidos en los artículos 3.1.a) y 3.1.d), constará de dos fases denominadas: “certificación de eficiencia energética de proyecto” y “certificación de eficiencia energética de obra terminada”. Ambos certificados serán suscritos por un técnico competente, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 4 bis, 4 ter y 4 quáter.

Téngase en cuenta que la actualización del apartado 1, establecida por el art. único.8 del Real Decreto 659/2025, de 22 de julio, Ref. BOE-A-2025-15230, entra en vigor el 23 de julio de 2026, según determina su disposición final única.

Redacción anterior:

"La certificación de eficiencia energética de los edificios incluidos en los artículos 3.1.a) y 3.1.d), constará de dos fases: la certificación de eficiencia energética de proyecto y la certificación de eficiencia energética de obra terminada. Ambos certificados serán suscritos por un técnico competente, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2.u)."

2. El certificado de eficiencia energética de proyecto se obtiene a partir de las características especificadas en el proyecto de ejecución y quedará incorporado al mismo.

3. El certificado de eficiencia energética de obra terminada se obtiene a partir de las características efectivas del edificio terminado o, en su caso, de la reforma o ampliación

realizada en un edificio existente, lo que permite la comparación con la calificación alcanzada en el certificado de eficiencia energética de proyecto.

4. En aquellos casos en los que entre la obtención del certificado de eficiencia energética de proyecto y el de obra terminada se produzca un cambio en el documento reconocido que recoge las condiciones técnicas de los procedimientos para la evaluación de la eficiencia energética de los edificios, se podrá utilizar la misma versión del documento reconocido que la utilizada en la elaboración del certificado de eficiencia energética de proyecto, para facilitar su comparación con el certificado de eficiencia energética de obra terminada y garantizar que las modificaciones introducidas en el cambio del procedimiento no deriven en una modificación en la calificación que pudiera suponer un perjuicio para los agentes afectados.

5. En el supuesto de que en el certificado de edificio de obra terminada no se alcanzase la misma calificación del certificado de proyecto, el técnico competente adjuntará una justificación motivada de dicha variación al certificado de obra terminada.

Artículo 10. *Certificación de eficiencia energética de un edificio existente.*

La certificación de eficiencia energética de los edificios incluidos en los artículos 3.1.b), 3.1.c), 3.1.e) y 3.1.f) consta de una única fase denominada: “certificación de eficiencia energética de edificio existente”. Este certificado será suscrito por un técnico competente, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 4 bis, 4 ter y 4 quáter.

Téngase en cuenta que esta actualización, establecida por el art. único.9 del Real Decreto 659/2025, de 22 de julio, Ref. BOE-A-2025-15230, entra en vigor el 23 de julio de 2026, según determina su disposición final única.

Redacción anterior:

Artículo 10. Certificación de eficiencia energética de un edificio existente.

"La certificación de eficiencia energética de los edificios incluidos en los artículos 3.1.b), 3.1.c), 3.1.e) y 3.1.f) consta de una única fase: certificación de la eficiencia energética de edificio existente. Este certificado será suscrito por un técnico competente, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2.u)."

Artículo 11. *Control de los certificados de eficiencia energética.*

1. El órgano competente de la comunidad autónoma en materia de certificación energética de edificios establecerá y aplicará un sistema de control independiente de los certificados de eficiencia energética.

2. El control se realizará mediante métodos de muestreo en base a los certificados de eficiencia energética expedidos anualmente y comprenderá al menos las siguientes actuaciones u otras equivalentes:

a) Comprobación de la validez de los datos de base del edificio utilizados para expedir el certificado de eficiencia energética y los resultados consignados en este.

b) Comprobación completa de los datos de base del edificio utilizados para expedir el certificado de eficiencia energética, comprobación completa de los resultados consignados en el certificado, incluidas las recomendaciones de mejora formuladas, y visita *in situ* del edificio, con el fin de comprobar la correspondencia entre las especificaciones que constan en el certificado de eficiencia energética y el edificio certificado.

3. La ejecución del control se realizará por el órgano competente de la comunidad autónoma directamente o por agentes independientes autorizados para este fin. Los agentes autorizados serán organismos o entidades de control que cumplan los requisitos técnicos establecidos en el Real Decreto 410/2010, de 31 de marzo, por el que se desarrollan los requisitos exigibles a las entidades de control de calidad de la edificación y a los laboratorios de ensayos para el control de calidad de la edificación, para el ejercicio de su actividad en el campo reglamentario de la edificación, así como las entidades de control habilitadas para el campo reglamentario de las instalaciones térmicas, o técnicos competentes independientes.

4. Cuando la calificación de eficiencia energética resultante de este control externo sea diferente a la obtenida inicialmente, como resultado de diferencias con las especificaciones previstas, se le comunicará al promotor o propietario, en su caso, las razones que la motivan y un plazo determinado para su subsanación o presentación de alegaciones en caso de discrepancia. En el caso de no resolverse las discrepancias, el promotor o propietario deberá proceder a la obtención de un nuevo certificado de eficiencia energética y su correspondiente registro, sin perjuicio de los recursos que sean procedentes.

Artículo 12. *Inspección.*

El órgano competente de la comunidad autónoma en materia de certificación energética de edificios correspondiente dispondrá cuantas inspecciones sean necesarias con el fin de comprobar y vigilar el cumplimiento de la obligación de certificación de eficiencia energética de edificios.

Artículo 13. *Validez, renovación y actualización del certificado de eficiencia energética.*

1. El certificado de eficiencia energética tendrá una validez máxima de diez años, excepto cuando la calificación energética sea G, cuya validez máxima será de cinco años.

2. El órgano competente de la comunidad autónoma en materia de certificación energética de edificios correspondiente establecerá las condiciones específicas para proceder a su renovación o actualización.

3. El propietario del edificio será responsable de la renovación o actualización del certificado de eficiencia energética conforme a las condiciones que establezca el órgano competente de la comunidad autónoma. El propietario podrá proceder voluntariamente a su actualización, cuando considere que existen variaciones en aspectos del edificio que puedan modificar el certificado de eficiencia energética o de parámetros utilizados en el procedimiento de cálculo de la calificación de la eficiencia energética del edificio.

Artículo 14. *Incentivos financieros para la mejora de la eficiencia energética en la reforma de edificios.*

En cualquier tipo de reforma de edificios, o de parte de los mismos, las administraciones públicas vincularán los incentivos financieros para la mejora de la eficiencia energética al ahorro de energía previsto o logrado, mediante la comparación de los certificados de eficiencia energética expedidos antes y después de la reforma o, alternativamente, mediante uno o varios de los criterios siguientes:

a) La eficiencia energética de los equipos o materiales utilizados para la reforma, en cuyo caso, los equipos o materiales utilizados para la reforma serán instalados por un instalador con el nivel pertinente de certificación o cualificación.

b) Los valores estándar para el cálculo del ahorro de energía en los edificios.

c) Los resultados de una auditoría energética.

d) Los resultados de otro método pertinente, transparente y proporcionado que muestre la mejora en la eficiencia energética.

CAPÍTULO III

Etiqueta de eficiencia energética

Artículo 15. *Etiqueta de eficiencia energética.*

1. La obtención del certificado de eficiencia energética y su registro otorgará el derecho de utilización, durante el periodo de validez del mismo, de la etiqueta de eficiencia energética, cuyos contenidos se recogen en el documento reconocido correspondiente a la etiqueta de eficiencia energética, disponible en el Registro general al que se refiere el artículo 4.

2. La etiqueta de eficiencia energética se incluirá en toda oferta, promoción y publicidad dirigida a la venta o arrendamiento del edificio o de parte del mismo. Deberá figurar siempre

en la etiqueta de eficiencia energética, de forma clara e inequívoca, si se refiere al certificado de eficiencia energética de proyecto, de obra terminada o de edificio existente.

3. Se prohíbe la exhibición de etiquetas, marcas, símbolos o inscripciones que se refieran a la certificación de eficiencia energética de un edificio que no cumplan los requisitos previstos en este real decreto y que puedan inducir a error o confusión.

4. A los efectos de lo anteriormente establecido, en ningún caso se autorizará el registro de la etiqueta de eficiencia energética como marca.

Artículo 16. *Obligación de exhibir la etiqueta de eficiencia energética en edificios.*

1. Todos los edificios o partes de los mismos a los que se refieren los artículos 3.1.c) y 3.1.e), exhibirán la etiqueta de eficiencia energética de forma obligatoria, en lugar destacado y bien visible por el público. La citada etiqueta se debe corresponder con el certificado de eficiencia energética debidamente registrado en el órgano competente de la comunidad autónoma en materia de certificación energética de edificios.

2. Para el resto de los casos la exhibición pública de la etiqueta de eficiencia energética será voluntaria, y de acuerdo con lo que establezca el órgano competente de la comunidad autónoma.

Artículo 17. *Obligación relativa al certificado de eficiencia energética.*

1. Para edificios nuevos y reformas o ampliaciones de edificios existentes, cuando se proceda a la venta o alquiler antes de la finalización de la obra, el vendedor o arrendador facilitará la etiqueta de eficiencia energética de proyecto. Asimismo, facilitará el certificado de eficiencia energética de obra terminada cuando se finalice la obra y éste se expida.

2. Cuando el edificio existente sea objeto de contrato de compraventa de la totalidad o de parte del edificio, según corresponda, una copia del certificado de eficiencia energética debidamente registrado y la etiqueta de eficiencia energética se anexará al contrato de compraventa. Cuando el objeto del contrato sea el arrendamiento de la totalidad o de parte del edificio, según corresponda, una copia de la etiqueta de eficiencia energética se anexará al contrato de arrendamiento y se entregará al arrendatario una copia del documento de Recomendaciones de uso para el usuario.

3. Toda persona física o jurídica que publique o permita la publicación de información sobre la venta o alquiler de un edificio o de parte del mismo, ya sea en agencias inmobiliarias, vallas publicitarias, páginas web, portales inmobiliarios, catálogos, prensa o similares, estará obligada a incluir la información relativa a su calificación de eficiencia energética, de acuerdo con lo dispuesto en el correspondiente documento reconocido.

CAPÍTULO IV

Comisión asesora para la certificación de eficiencia energética de edificios

Artículo 18. *Objeto y funciones.*

1. La Comisión asesora para la certificación de eficiencia energética de edificios, órgano colegiado de carácter permanente, dependerá orgánicamente de la Secretaria de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

2. Corresponde a esta Comisión:

a) Velar por el mantenimiento y actualización del Procedimiento básico de certificación de eficiencia energética de edificios.

b) Analizar los resultados obtenidos en la aplicación práctica de la certificación de eficiencia energética de los edificios, proponiendo medidas y criterios para su correcta interpretación y aplicación.

c) Recibir las propuestas y comentarios que formulen las distintas administraciones públicas, agentes del sector y usuarios y proceder a su estudio y consideración.

d) Estudiar las actuaciones internacionales en la materia, y especialmente las de la Unión Europea, proponiendo las correspondientes acciones.

e) Establecer los requisitos que deben cumplir los documentos reconocidos para su aprobación, las condiciones para la validación de los procedimientos de cálculo generales y

simplificados, y el mecanismo a seguir para su reconocimiento conjunto por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y el Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana.

f) Evaluar y proponer a la Secretaria de Estado de Energía la inclusión en el Registro general de documentos reconocidos de aquellos que cumplan con los requisitos establecidos para su aprobación.

g) Fomentar la colaboración entre las administraciones públicas para la eficiente aplicación del procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.

h) Efectuar un seguimiento del cumplimiento de lo establecido en este real decreto, especialmente a lo dispuesto en los artículos 11 y 12, sin perjuicio de las funciones atribuidas al órgano competente de la comunidad autónoma.

i) Informar los proyectos normativos de la Administración General del Estado en materia de certificación de eficiencia energética en edificios que le sean presentados a tal fin.

Artículo 19. *Composición.*

1. La Comisión asesora estará compuesta por el Presidente, dos Vicepresidentes, los Vocales y el Secretario.

2. Será Presidente el titular de la Secretaría de Estado de Energía, que será sustituido en caso de ausencia, vacante o enfermedad por el Vicepresidente primero, y en ausencia de este, por el Vicepresidente segundo.

3. Será Vicepresidente primero el titular de la Dirección General de Agenda Urbana y Arquitectura del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, y será Vicepresidente segundo un representante del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

4. Serán Vocales de la Comisión los representantes designados por cada una de las siguientes entidades.

a) En representación de la Administración General del Estado:

1.º Un representante de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

2.º Un representante de la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

3.º Dos representantes de la Dirección General de Agenda Urbana y Arquitectura, del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana.

4.º Un representante de la Dirección General del Patrimonio del Estado, del Ministerio de Hacienda.

5.º Un representante del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

6.º Un representante del Instituto de Ciencias de la Construcción Eduardo Torroja, del Consejo Superior de Investigaciones Científicas, del Ministerio de Ciencia e Innovación

7.º Un representante de la Oficina Española del Cambio Climático, del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

8.º Un representante de la Dirección General de Consumo, del Ministerio de Consumo.

b) En representación de las comunidades autónomas y las entidades locales:

1.º Un vocal por parte de cada uno de los órganos competentes en materia de certificación energética de las comunidades autónomas y de las ciudades de Ceuta y Melilla, que voluntariamente hubieran aceptado su participación en este órgano.

2.º Un vocal propuesto por la asociación de entidades locales de ámbito estatal con mayor implantación.

c) En representación de los agentes del sector y usuarios:

1.º Un vocal del Consejo Superior de los Colegios de Arquitectos de España.

2.º Un vocal del Consejo General de Colegios Oficiales de Aparejadores y Arquitectos técnicos.

3.º Un vocal del Consejo General de Colegios Oficiales de Ingenieros Industriales.

4.º Un vocal del Consejo General de la Ingeniería Técnica Industrial.

5.º Un vocal en representación de la Unión Profesional de Colegios de Ingenieros (UPCI).

6.º Un vocal en representación del Instituto de Ingenieros Técnicos de España (INITE).

7.º Hasta nueve representantes de las organizaciones de ámbito nacional con mayor implantación, de los sectores afectados y de los usuarios relacionados con la certificación energética, según lo establecido en el apartado siguiente.

5. Las organizaciones representativas de los sectores afectados y usuarios podrán solicitar su participación al Presidente de la Comisión asesora. La Comisión determinará en el Reglamento de régimen interior el procedimiento y los requisitos para su admisión, que deberá contar con la opinión favorable del Pleno.

6. Actuará como Secretario, con voz y voto, el vocal representante de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Artículo 20. *Régimen de funcionamiento.*

1. La Comisión asesora funcionará en Pleno, en Comisión permanente y en grupos de trabajo.

2. La Comisión conocerá en Pleno aquellos asuntos que, después de haber sido objeto de consideración por la Comisión permanente y los Grupos de trabajo específicos, en su caso, estime el Presidente que deban serlo en razón de su importancia. Corresponderá al Pleno la aprobación del Reglamento de régimen interior, así como la información de los proyectos normativos de la Administración General del Estado en materia de certificación de eficiencia energética en edificios. El Pleno se reunirá como mínimo una vez al año, por convocatoria de su Presidente, o por petición de, al menos, una cuarta parte de sus miembros.

3. La Comisión permanente ejercerá las competencias que el Pleno le delegue, excluyendo en todo caso de la delegación la aprobación del Reglamento de régimen interior y la información de proyectos normativos. Asimismo, la Comisión ejecutará sus acuerdos y coordinará los grupos de trabajo específicos. Estará compuesta por el Presidente, los dos Vicepresidentes y el Secretario. Además de los anteriores, y previa convocatoria del Presidente, asistirán a sus reuniones los vocales representantes del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), cuatro representantes de las comunidades autónomas elegidos en el Pleno y los directamente afectados por la naturaleza de los asuntos a tratar.

4. Los grupos de trabajo se constituirán para analizar aquellos asuntos específicos que el Pleno les delegue, relacionados con las funciones de la Comisión asesora. Podrán participar además de los miembros de la Comisión asesora representantes de la Administración, de los sectores interesados, así como expertos en la materia. Serán designados por acuerdo de la Comisión asesora, bajo la coordinación de un miembro de la misma.

5. El funcionamiento de la Comisión asesora será atendido con los medios de personal y de material de la Secretaria de Estado de Energía y no supondrá incremento alguno de gasto público.

6. Para su adecuado funcionamiento, en lo no particularmente previsto en el Reglamento de régimen interior, se aplicarán las previsiones que sobre órganos colegiados figuran en la sección 3.ª del capítulo II, del título preliminar, de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público.

CAPÍTULO V

Régimen sancionador

Artículo 21. *Infracciones y sanciones.*

El incumplimiento de los preceptos contenidos en este real decreto podrá ser sancionado de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional duodécima del texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana, aprobado por Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre.

Asimismo, el incumplimiento de los preceptos contenidos en este real decreto que constituyan infracciones en materia de defensa de los consumidores y usuarios de acuerdo con lo establecido en los apartados f) y n) del artículo 49.1 del texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios y otras leyes complementarias, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre, podrá ser sancionado de acuerdo con lo establecido en el capítulo II del título IV del texto refundido citado.

Disposición adicional primera. *Certificaciones de edificios pertenecientes u ocupados por las administraciones públicas.*

Para los edificios pertenecientes u ocupados por una administración pública, los certificados, a los que se refieren los artículos 9 y 10, de este real decreto, podrán realizarse por técnicos competentes de cualquiera de los servicios de esas administraciones públicas.

Disposición adicional segunda. *Edificios de consumo de energía casi nulo.*

1. Los requisitos mínimos que deben satisfacer los edificios de consumo de energía casi nulo serán los que en cada momento se determinen en el Código Técnico de la Edificación.
2. Los edificios nuevos que vayan a estar ocupados y sean de titularidad pública deben ser edificios de consumo de energía casi nulo.

Disposición adicional tercera. *Adaptación de las bases de datos de registro de los certificados de eficiencia energética.*

En un plazo de doce meses desde la entrada en vigor de este real decreto, el órgano competente de cada comunidad autónoma adaptará la base de datos para los certificados de eficiencia energética de acuerdo con lo regulado en el apartado séptimo del artículo 6.

Disposición adicional cuarta. *Registro general de documentos reconocidos para la certificación de eficiencia energética.*

Los documentos reconocidos con base en el Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, y en el Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, quedan incorporados automáticamente al Registro general de documentos reconocidos para la certificación de eficiencia energética, sin perjuicio de que, en caso de que necesitaran cualquier adaptación a lo establecido en el nuevo procedimiento básico que se aprueba en este real decreto, se inicie de oficio su actualización.

Disposición adicional quinta. *Envío de información para el Registro Administrativo Centralizado de informes de evaluación energética de los edificios en formato electrónico (XML).*

El órgano competente en materia de certificación energética de edificios de la comunidad autónoma remitirá un extracto de la información recogida en el informe de evaluación energética del edificio en formato electrónico (XML) a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en el plazo máximo de tres meses, a efectos de proceder con la correspondiente inscripción en el registro administrativo de informes de evaluación energética de los edificios en formato electrónico (XML) a que se refiere el artículo 7.

Por resolución del Director General de Política Energética y Minas se desarrollarán el procedimiento, contenido y formato de remisión. La primera remisión de información se realizará en el plazo máximo de seis meses desde que se publique en el «Boletín Oficial del Estado» la citada resolución.

Asimismo, el citado órgano competente facilitará anualmente una estadística de los certificados registrados y de las inspecciones realizadas y sus resultados, dentro de su ámbito territorial, al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y al Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana.

Disposición adicional sexta. *Uso de lenguaje no sexista.*

La referencias que en el texto de este real decreto se hacen a los usuarios y propietarios, técnico competente, los técnicos, técnico ayudante, el promotor, el propietario, el arrendatario, expertos, ciudadanos, presidente de la comunidad de propietarios, proveedores de servicios, Secretaria de Estado de Energía, Presidente, Vicepresidentes, Vocales, Secretario, será Presidente, el titular de, será Vicepresidente, serán Vocales, los representantes, un representante, Director General de Política Energética y Minas, actuará como Secretario, el vocal representante deben entenderse hechas respectivamente a personas físicas o jurídicas usuarias y propietarias, personal técnico competente, el personal técnico, personal técnico ayudante, la persona física o jurídica promotora, propietaria, o arrendataria, personal experto, ciudadanía, presidencia de la comunidad de propietarios, personas físicas o jurídicas proveedoras de servicios, Secretaría de Estado de Energía, Presidencia, Vicepresidencia, Vocalías, Secretaría, desempeñará la Presidencia, la persona titular de, desempeñará la Vicepresidencia, desempeñarán las Vocalías, las personas representantes, una persona en representación, Dirección General de Política Energética y Minas, desempeñará la Secretaría, la vocalía representante.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

1. Queda derogado el Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.

2. Asimismo, quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en el presente real decreto.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía.*

El Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía queda modificado como sigue:

Uno. Se modifica el apartado primero del artículo 5 que queda redactado como sigue:

> «1. El órgano de la comunidad autónoma o de las ciudades de Ceuta o Melilla competente en materia de eficiencia energética llevará a cabo, establecerá y aplicará un sistema de inspección de la realización de las auditorías energéticas independiente que garantice y compruebe su calidad, para lo cual podrá realizar cuantas inspecciones considere necesarias con el fin de vigilar el cumplimiento de la obligación de realización de auditorías energéticas, en aquellas empresas a las que le sea de aplicación este real decreto, así como garantizar y comprobar su calidad. En particular, el sistema de inspección, deberá tomar en consideración las auditorías realizadas por auditores internos, para garantizar su calidad.»

Dos. Se modifica el primer punto del apartado b) del artículo 7 que queda redactado como sigue:

> «b) Acreditar una cualificación técnica adecuada.
>
> i. En el caso de una persona física, acredita dicha cualificación cumplir alguna de las siguientes condiciones:
>
> 1.ª Estar en posesión de una titulación universitaria u otras licenciaturas, grados o másteres universitarios en los que se impartan conocimientos en materia energética.

2.ª Tener los conocimientos teóricos y prácticos sobre energía, entendiendo que poseen dichos conocimientos las personas que acrediten alguna de las siguientes situaciones:

1.ª) Disponer de un título de formación profesional o un certificado de profesionalidad incluido en el Catálogo Nacional de Cualificaciones Profesionales cuyo ámbito competencial incluya materias relativas a la energía.

2.ª) Tener reconocida una competencia profesional adquirida por experiencia laboral, de acuerdo con lo estipulado en el Real Decreto 1224/2009, de 17 de julio, de reconocimiento de las competencias profesionales adquiridas por experiencia laboral, en materia de energía, en los términos previstos en el artículo 19 del citado real decreto.»

Tres. Se modifica el apartado b) del primer punto del artículo 8 que queda redactado como sigue:

«b) Tener los conocimientos teóricos y prácticos sobre las auditorías energéticas, entendiendo que poseen dichos conocimientos las personas que acrediten alguna de las siguientes situaciones:

1.ª Disponer de un título de formación profesional o un certificado de profesionalidad incluido en el Catálogo Nacional de Cualificaciones Profesionales cuyo ámbito competencial incluya materias relativas a las auditorías energéticas.

2.ª Tener reconocida una competencia profesional adquirida por experiencia laboral, de acuerdo con lo estipulado en el Real Decreto 1224/2009, de 17 de julio, en materia de auditorías energéticas, en los términos previstos en el artículo 19 del citado Real Decreto.

En cualquiera de las anteriores situaciones a las que se refiere el párrafo b), haber recibido y superado un curso teórico y práctico de conocimientos específicos de auditorías energéticas, impartido por una entidad reconocida por el órgano competente de la comunidad autónoma, con el contenido indicado en el anexo V. La realización de este curso, tendrá eficacia en todo el territorio nacional, sin necesidad de trámites o requisitos adicionales.»

Cuatro. Se modifica el anexo I Modelo de comunicación relativo a la realización de una auditoría energética, que queda redactado como sigue:

«ANEXO I

Modelo de comunicación relativo a la realización de una auditoría energética

D./D.ª……..…….., mayor de edad, con documento nacional de identidad número ……..……., en nombre y representación de ……, con domicilio social en ……..……, NIF …… ……, CNAE ……., teléfono de contacto ……. y correo electrónico ……..

Declaro bajo mi responsabilidad, a efectos de cumplir lo establecido en el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía, que D./D.ª ……..……, con DNI/NIE ……..……., actuando como auditor: (externo/ interno), cumple los requisitos para el ejercicio de la actividad profesional de auditor energético en virtud de: (estar en posesión de una titulación ……..…… / tener los conocimientos teóricos y prácticos sobre las auditorías energéticas), ha realizado para la empresa ……, con fecha ……., una auditoría

energética en sus instalaciones de ……., y que la auditoría realizada:

a) Cumple todos los requisitos establecidos en el artículo 3 del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero.

b) Que refleja la siguiente información:

1. Consumo de energía final (kWh/año) …….

Con el siguiente desglose:

– energía eléctrica (kWh/año),
– energía térmica (kWh/año),
– transporte (kWh/año)

2. Ahorro estimado de energía final (kWh/año) …….

Con el siguiente desglose:

– energía eléctrica (kWh/año), ……..
– energía térmica (kWh/año), …….
– transporte (kWh/año) …….....…….

3. Emisiones de CO_2 evitadas (tCO_2 e/año) ……..

4. Inversión estimada para acometer las mejoras señaladas en la auditoría (€) … …….

5. Periodo de retorno de la inversión (años) …….

6. Ahorro de energía final correspondiente a las mejoras implementadas derivadas de las auditorías energéticas previas (kWh/año): …….

Con el siguiente desglose para cada medida implantada:

i. Información general:

– Denominación de la medida implantada: ……
– Descripción de la medida: ……..……
– Fecha de implantación: …….....……

ii. Datos económicos:

– Inversión total (€) ……..
– En el caso de haber recibido cualquier tipo de ayuda de una administración pública, indicar:

• denominación del programa de ayuda: ….....……
• cuantía recibida (€): …….....….

iii. Datos energéticos:

– Ahorro anual de energía final (kWh/año): ……

Con el siguiente desglose:

– energía eléctrica (kWh/año), ……
– energía térmica (kWh/año), …….
– transporte (kWh/año) …….

7. Porcentaje que supone el consumo asociado a esta instalación respecto al consumo total de energía final de la empresa en el territorio nacional [%] …….

c) Que se dispone de la documentación que acredita el cumplimiento de los citados requisitos, y que se compromete a conservarlos y ponerlos a disposición de la autoridad competente para su inspección, de acuerdo con el artículo 5 del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero.

En …… a …… de …….. de ……

Firma»

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 178/2021, de 23 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.*

Se modifica el punto treinta y uno del artículo único del Real Decreto 178/2021, de 23 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, que queda redactado del siguiente modo:

«Treinta y uno. Se modifica la IT 1.2.4.1.2.1 que queda redactada del siguiente modo:

«IT 1.2.4.1.2.1 Requisitos mínimos de rendimientos energéticos de los generadores de calor.

1. Los requisitos mínimos serán los establecidos según el apartado 1 de la IT 1.2.4.1.1 Criterios generales.

En el proyecto o memoria técnica se indicarán las prestaciones energéticas de los generadores de calor. Además, deberá indicarse la información que aparece en la ficha de producto, exigida por los reglamentos de etiquetado energético que apliquen a cada tipo de generador de calor.

2. Quedan excluidos de cumplir con los requisitos mínimos del punto 1 las calderas y aparatos de calefacción local alimentadas por combustibles cuya naturaleza corresponda a recuperaciones de efluentes, subproductos o residuos, biomasa no leñosa, gases residuales, y siempre que las emisiones producidas por los gases de combustión cumplan la normativa ambiental aplicable.

En el caso de que se utilice como combustible huesos de aceituna o cáscaras de frutos secos, el rendimiento mínimo exigido será del 80 % a plena carga, salvo para aparatos de calefacción local cerrados y cocinas, que será del 65 %. En estos casos, solo se deberá indicar el rendimiento instantáneo de la caldera o aparato de calefacción local para el 100 por ciento de la potencia útil nominal, para uno de los biocombustibles sólidos anteriores que se prevé se utilizará en su alimentación o, en su caso, la mezcla de biocombustibles. Solo se podrán usar esos materiales (huesos de aceituna o cáscaras) u otros similares de la industria agroalimentaria si proceden de tratamientos mecánicos en dicha industria que no alteren su composición y si la combustión se lleva a cabo mediante métodos que no dañen la salud humana y el medio ambiente.

3. Queda prohibida la instalación de calderas y calentadores a gas, en ambos casos de hasta 70 kW y de tipo B de acuerdo con las definiciones dadas en la norma UNE-EN 1749:2021, salvo si se sitúan en locales que cumplen los requisitos establecidos para las salas de máquinas, o en el caso de calentadores si se sitúan en una zona exterior definida de acuerdo con la norma UNE 60670-6:2014. Esta prohibición no afecta a los aparatos tipo B3x.

4. El control del sistema se basará en sonda exterior de compensación de temperatura o termostato modulante, de forma que modifique la temperatura de ida a emisores adaptándolos a la demanda.

5. Los emisores de calefacción deberán estar calculados para una temperatura máxima de entrada al emisor de 60 ºC.

6. Las bombas de calor deberán cumplir, además, los siguientes requisitos:

a) La temperatura del agua a la salida de las plantas deberá ser mantenida constante al variar la carga, salvo excepciones que se justificarán.

b) Se procurará que la potencia máxima en los equipos se obtenga con el salto máximo de temperaturas de entrada y salida establecido por el fabricante, de modo que el caudal del fluido caloportador sea mínimo para dicha potencia máxima. Esta situación se puede mantener en carga parcial si se disponen de bombas de caudal variable que permitan regular el caudal para el salto térmico.»

Disposición final tercera. *Obtención del certificado y obligación de exhibir la etiqueta de eficiencia energética.*

Las obligaciones de obtener el certificado a las que se refieren los artículos 3.1.c), 3.1.d, 3.1.e) y 3.1 f) y de exhibir la etiqueta de eficiencia energética, a la que se refiere el artículo 16.1, deben cumplirse antes de doce meses desde la entrada en vigor de este real decreto.

Disposición final cuarta. *Incorporación de derecho de la Unión Europea.*

Mediante este real decreto se incorpora al derecho español la regulación de la certificación de eficiencia energética de edificios prevista en la Directiva (UE) 2018/844 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

Disposición final quinta. *Titulo competencial.*

Este real decreto tiene carácter básico y se dicta al amparo de la competencia que las reglas, 13.ª, 23.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución Española, atribuyen al Estado en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, protección del medio ambiente y bases del régimen minero y energético.

Disposición final sexta. *Revisión de la figura del técnico competente.*

En el plazo de dieciocho meses desde la entrada en vigor del presente real decreto se llevará a cabo una modificación del mismo para adecuar la figura del técnico competente a un modelo basado en los conocimientos y las cualificaciones profesionales necesarias para la elaboración de los certificados de eficiencia energética.

Disposición final séptima. *Desarrollo y aplicación.*

Por la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y el Ministro de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana se dictarán conjunta o separadamente, en el ámbito de sus respectivas competencias, las disposiciones que exijan el desarrollo y aplicación de este real decreto.

Disposición final octava. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios

1. El curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios, que dará acceso a la actividad de técnico competente para la certificación de la eficiencia energética de edificios, de acuerdo con el artículo 4 bis del presente real decreto, estará formado por 2 módulos diferenciados de conocimiento, de acuerdo con los módulos 1 y 2 del apartado 3 del presente anexo.

2. Se podrá cursar uno de los dos módulos del curso o el curso completo, obteniendo un certificado que acredite la realización y superación del módulo o módulos correspondientes.

3. Módulos de conocimiento.

Módulo 1. Conocimientos básicos.

a) Contenido mínimo.

1.º Energía:

Energía primaria y final. Emisiones de CO2. Factores de emisión y coeficientes de paso. Fuentes de energía renovable y no renovable.

Transferencia de calor.

2.º Tecnología:

Sistemas de climatización. Tipos y funcionamiento. Grados día. Rendimiento nominal y estacional.
Ventilación y recuperación de calor.
Sistemas de iluminación.
Sistemas de monitorización y control.

3.º Edificación:

Envolvente: Materiales y resistencias térmicas.
Influencia del ambiente (clima, orientación e influencia de elementos externos).
Uso del edificio. Cargas internas.
Interpretación de la representación gráfica de espacios e instalaciones.
Estrategias pasivas y bioclimáticas.

4.º Economía:

Análisis de la rentabilidad de una inversión: Flujo de caja, VAN, TIR y periodo de retorno.
IVA soportado.

b) Condiciones del contenido mínimo.

Las condiciones que debe cumplir el contenido mínimo de este módulo se desarrollan en el documento reconocido de condiciones mínimas del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios.

Módulo 2. Conocimientos específicos y administrativos.

a) Contenido mínimo.

1.º Regulación y normas ISO relacionadas con la certificación de eficiencia energética en edificios.

Normativa en materia de certificación de eficiencia energética en edificios tanto de ámbito nacional como europeo.
Código Técnico de la Edificación. Documento básico de Ahorro de Energía.
Norma ISO 52016.

2.º Herramientas y programas informáticos registrados como documentos reconocidos de certificación de eficiencia energética en los edificios.

Conocimientos teóricos y prácticos.

3.º Conocimientos de tramitación de certificados de eficiencia energética de los edificios.
4.º Conocimientos de ayudas y financiación.

b) Condiciones del contenido mínimo.

Las condiciones que debe cumplir el contenido mínimo de este módulo se desarrollan en el módulo 2 del documento reconocido de condiciones mínimas del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios.

Téngase en cuenta que este anexo, añadido por el art. único.10 del Real Decreto 659/2025, de 22 de julio, Ref. BOE-A-2025-15230, entra en vigor el 23 de julio de 2026, según determina su disposición final única.

ANEXO II

Contenidos equivalentes al curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios

1. Contenidos equivalentes al módulo 1 del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios.

1.1 Contenidos equivalentes y cargas de trabajo mínimas, en créditos ECTS, para títulos universitarios:

Contenido	Materia	Asignaturas en las que se imparte la materia (ejemplos)	Créditos ECTS mínimos
Energía.	Física y química.	Física, química o similares.	12
	Energía.	Termodinámica, termotecnia, transferencia de calor, sistemas térmicos, calor y frío o similares.	6
Tecnología y edificación.	Materiales.	Ciencia de materiales, estructura o resistencia de materiales o similares.	4
	Expresión gráfica.	Expresión gráfica, dibujo técnico o similares.	4
Economía.	Matemáticas.	Cálculo, álgebra, matemáticas, ecuaciones diferenciales o similares.	12
	Economía en empresa.	Economía, estadística o similares.	4

1.2 Contenidos equivalentes, cargas de trabajo mínimos, en créditos ECTS y duración mínima, en horas, para Formación Profesional y Certificado Profesional:

Contenido	Módulos profesionales o formativos en los que se imparte (ejemplos)	Horas mínimas	Créditos ECTS equivalentes
Energía.	Equipos e instalaciones térmicas, eficiencia energética en instalaciones, proyectos de eficiencia energética, evaluación de la eficiencia energética de las instalaciones en edificios o similares.	180	18
Tecnología.	Procesos de montaje de instalaciones, representación gráfica de instalaciones, configuración de instalaciones, estudios de viabilidad de instalaciones o similares.	40	4
Edificación.	Certificación energética de edificios o similares.	40	4
Economía.	Empresa e iniciativa emprendedora, formación en centros de trabajo, estudios de viabilidad de instalaciones solares, prácticas profesionales o similares.	160	16

2. Contenidos equivalentes al módulo 2 del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios, carga de trabajo mínima,en créditos ECTS, y duración mínima, en horas:

Contenido	Asignaturas o módulos profesionales o formativos (ejemplos)	Horas mínimas	Créditos ECTS mínimos
Regulación y normas ISO relacionadas con la certificación de eficiencia energética en edificios.	Tecnologías energéticas, Auditorías Energéticas y Certificación Energética, Gestión de la energía, Auditoría energética, Proyectos, Trabajo fin de grado, Trabajo fin de máster.		
Herramientas de certificación de eficiencia energética en los edificios.			
Conocimientos de tramitación de certificados de eficiencia energética en los edificios.			
Conocimientos de ayudas y financiación.			
	Total.	40	4

Téngase en cuenta que este anexo, añadido por el art. único.10 del Real Decreto 659/2025, de 22 de julio, Ref. BOE-A-2025-15230, entra en vigor el 23 de julio de 2026, según determina su disposición final única.

ANEXO III

Certificado que acredita que se han cursado como parte del plan de estudios, guías docentes, módulos profesionales, módulos formativos o unidades de competencia los contenidos o las materias incluidas en el anexo II del presente real decreto, equivalentes a los contenidos del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios

1. El certificado oficial deberá incluir al menos los siguientes datos:

Datos identificativos de la entidad u organismo:

Dirección, municipio, provincia y código postal.
Teléfono.
Página web, si existe.

Datos identificativos de la persona que firma el certificado:

Nombre, apellidos y puesto de trabajo dentro de la entidad u organismo.

Datos de la titulación o certificado profesional:

Titulación o certificado profesional al que se refiere el certificado.
Resolución publicada en el "Boletín Oficial del Estado" del plan de estudios, si corresponde.
Normativa publicada en el "Boletín Oficial del Estado" por el que se establece la titulación o certificado profesional, si corresponde.
Guías docentes, si corresponde.

Información que se certifica:

Contenidos del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios y materias equivalentes al mismo que se imparten y su duración, en horas, o carga de trabajo, en créditos ECTS.

Firma.
Sello oficial, si existe.
Otra información:

Apartado/s relevante/s del artículo 4 bis.
Normativa adicional con información oficial de la formación (plan de estudios, guías docentes, módulos formativos o información equivalente).
Código de verificación electrónico o similar.

2. Modelos de certificado.

2.1 Modelo de certificado para titulaciones universitarias.

(Datos identificativos de la universidad):

.....
.....
.....

(Nombre, apellidos y puesto de la persona responsable que firma el certificado):

.....

CERTIFICO:

Que ..... (denominación de la universidad) ofrece/ ofrecía ..... (denominación de la titulación) de ..... créditos ECTS, cuyo plan de estudios ha sido aprobado por Resolución .....

Que en ..... (denominación de la titulación) se imparten/impartían los contenidos indicados en la siguiente tabla, a través de las asignaturas indicadas, con sus créditos ECTS[1]:

Tabla 1. Contenidos equivalentes al módulo 1 del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios[1]

Contenido	Materia	Asignatura o asignaturas	Créditos ECTS	Créditos ECTS mínimos
Energía.	Física y química.		.....	12
	Energía.		.....	6
Tecnología y edificación.	Materiales.		.....	4
	Expresión gráfica.		.....	4

Contenido	Materia	Asignatura o asignaturas	Créditos ECTS	Créditos ECTS mínimos
Economía.	Matemáticas.		.....	12
	Economía en empresa.		.....	4

[1] Eliminar si no se cumple con los créditos mínimos indicados en la última columna de la Tabla 1.

Que en ..... (denominación de la titulación) se imparten/impartían los contenidos indicados en la siguiente tabla, a través de las asignaturas indicadas, con sus créditos ECTS[2]:

Tabla 2. Contenidos del módulo 2 del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios[2]

Contenidos	Asignatura o asignaturas	Créditos ECTS	Créditos ECTS mínimos
Regulación y normas ISO relacionadas con la certificación de eficiencia energética en edificios.		.....	
Herramientas de certificación de eficiencia energética en los edificios.		.....	
Conocimientos de tramitación de certificados de eficiencia energética en los edificios.		.....	
Conocimientos de ayudas y financiación.		.....	
Total.		.....	4

[2] Eliminar si no se cumple con los créditos mínimos indicados en la última columna de la Tabla 2.

Para constancia y para los efectos oportunos, firmo el presente certificado en ..... (municipio y provincia), a ..... (fecha).

(Firma y sello)

Este certificado se contempla a efectos de evaluar los requisitos para acceder a la actividad de técnico competente para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, que se establecen en el Real Decreto 390/2021, de 1 de junio, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, artículo 4 bis, "Requisitos para el ejercicio de la actividad profesional de técnico competente para la certificación de la eficiencia energética de los edificios", que en el apartado 2.b) establece:

"Adicionalmente, en el supuesto del apartado b) es necesario haber recibido y superado, con evaluación positiva, el módulo 2 del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios, que cumpla con lo establecido en el anexo I del presente real decreto, impartido por una entidad reconocida por el órgano competente de la comunidad autónoma o de la ciudad de Ceuta o Melilla. La superación de este módulo tendrá eficacia en todo el territorio nacional, sin necesidad de trámites o requisitos adicionales.

Cuando el plan de estudios o guías docentes de alguno de los títulos universitarios cursados englobe los contenidos indicados en el apartado 2 del anexo II del presente real decreto, con las cargas de trabajo mínimas, en créditos ECTS, o con las duraciones mínimas, en horas, establecidas en el citado anexo, no será necesaria la realización del curso, siempre y cuando se acredite, mediante un certificado oficial expedido por la universidad en la que se cursaron los contenidos correspondientes, para lo que se puede adoptar el modelo de certificado para titulaciones universitarias incluido en el apartado 2.1 del anexo III del presente real decreto o cualquier otro certificado oficial que reúna el contenido mínimo establecido en el apartado 1 de dicho anexo."

Y en el apartado 2.d) establece:

"En cualquiera de las situaciones de los apartados c) y d), es necesario haber recibido y superado, con evaluación positiva, los módulos 1 y 2 del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios, que cumpla con lo establecido en el anexo I del presente real decreto, impartido por una entidad

reconocida por el órgano competente de la comunidad autónoma o de la ciudad de Ceuta o Melilla. La superación de los módulos de este curso tendrá eficacia en todo el territorio nacional, sin necesidad de trámites o requisitos adicionales.

Cuando el plan de estudios, guías docentes, módulos profesionales, módulos formativos o unidades de competencia de alguno de los títulos académicos cursados, o certificados profesionales obtenidos, engloben los contenidos indicados en los apartados 1 y 2 del anexo II del presente real decreto, con las cargas de trabajo mínimas, en créditos ECTS, o con las duraciones mínimas, en horas, establecidas en el citado anexo, no será necesaria la realización del curso, siempre y cuando se acredite, mediante un certificado oficial expedido por uno de los siguientes organismos:

1.º La universidad en la que se cursan los contenidos correspondientes, en el caso de titulaciones universitarias.

2.º La entidad que imparte la Formación Profesional.

3.º La entidad que imparte la formación para la obtención de un certificado profesional, de acuerdo con el artículo 80 del Real Decreto 659/2023, de 18 de julio, por el que se desarrolla la ordenación del Sistema de Formación Profesional.

4.º La administración competente para la acreditación de la competencia profesional para la obtención de un certificado profesional, de acuerdo con el Real Decreto 659/2023, de 18 de julio, por el que se desarrolla la ordenación del Sistema de Formación Profesional.

Para ello se puede adoptar alguno de los modelos del apartado 2 del anexo III del presente real decreto o cualquier otro certificado oficial que reúna el contenido mínimo establecido en el apartado 1 de dicho anexo.

En el caso de que el certificado se refiera únicamente a uno de los dos apartados del anexo II del presente real decreto, no será necesaria la realización y superación del módulo del curso al que se refiera el citado certificado oficial.”

2.2 Modelo de certificado para titulaciones de Formación Profesional o Certificado Profesional.

(Datos de la entidad que imparte la formación):

.....
.....
.....

(Nombre, apellidos y puesto de la persona responsable que firma el certificado):

.....

CERTIFICO:

Que ..... (denominación de la entidad) ofrece/ofrecía ..... (denominación de la formación) de ..... horas.

Que en ..... (denominación de la formación) se imparten/impartían los contenidos indicados en la siguiente tabla, en los módulos formativos o profesionales indicados, con su duración en horas[3]:

Tabla 1. Contenidos equivalentes al módulo 1 del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios[3]

Contenido	Módulo profesional o formativo	Horas	Horas mínimas
Energía.		…….	180
Tecnología.		…….	40
Edificación.		…….	40
Economía.		…….	160

[3] Eliminar si no se cumple con los créditos mínimos indicados en la última columna de la Tabla 1.

Que en ..... (denominación de la formación) se imparten/impartían los contenidos indicados en la siguiente tabla, a través de módulos formativos o profesionales indicados, con su duración en horas[4]:

Tabla 2. Conocimientos del módulo 2 del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios[4]

Contenidos	Módulo profesional o formativo	Horas	Horas mínimas
Regulación y normas ISO relacionadas con la certificación de eficiencia energética en edificios.		.....	
Herramientas de certificación de eficiencia energética en los edificios.		.....	
Conocimientos de tramitación de certificados de eficiencia energética en los edificios.		.....	
Conocimientos de ayudas y financiación.		.....	
	Total.	.....	40

[4] Eliminar si no se cumple con los créditos mínimos indicados en la última columna de la Tabla 2.

Para constancia y para los efectos oportunos, firmo el presente certificado en ..... (municipio), a ..... (fecha).

(Firma y sello)

Este certificado se contempla a efectos de evaluar los requisitos para acceder a la actividad de técnico competente para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, que se establecen en el Real Decreto 390/2021, de 1 de junio, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, artículo 4 bis, "Requisitos para el ejercicio de la actividad profesional de técnico competente para la certificación de la eficiencia energética de los edificios", que en el apartado 2.d) establece:

"En cualquiera de las situaciones de los apartados c) y d), es necesario haber recibido y superado, con evaluación positiva, los módulos 1 y 2 del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios, que cumpla con lo establecido en el anexo I del presente real decreto, impartido por una entidad reconocida por el órgano competente de la comunidad autónoma o de la ciudad de Ceuta o Melilla. La superación de los módulos de este curso tendrá eficacia en todo el territorio nacional, sin necesidad de trámites o requisitos adicionales.

Cuando el plan de estudios, guías docentes, módulos profesionales, módulos formativos o unidades de competencia de alguno de los títulos académicos cursados, o certificados profesionales obtenidos, engloben los contenidos indicados en los apartados 1 y 2 del anexo II del presente real decreto, con las cargas de trabajo mínimas, en créditos ECTS, o con las duraciones mínimas, en horas, establecidas en el citado anexo, no será necesaria la realización del curso, siempre y cuando se acredite, mediante un certificado oficial expedido por uno de los siguientes organismos:

1.º La universidad en la que se cursan los contenidos correspondientes, en el caso de titulaciones universitarias.

2.º La entidad que imparte la Formación Profesional.

3.º La entidad que imparte la formación para la obtención de un certificado profesional, de acuerdo con el artículo 80 del Real Decreto 659/2023, de 18 de julio, por el que se desarrolla la ordenación del Sistema de Formación Profesional.

4.º La administración competente para la acreditación de la competencia profesional para la obtención de un certificado profesional, de acuerdo con el Real Decreto 659/2023, de 18 de julio, por el que se desarrolla la ordenación del Sistema de Formación Profesional.

Para ello se puede adoptar alguno de los modelos del apartado 2 del anexo III del presente real decreto o cualquier otro certificado oficial que reúna el contenido mínimo establecido en el apartado 1 de dicho anexo.

En el caso de que el certificado se refiera únicamente a uno de los dos apartados del anexo II del presente real decreto, no será necesaria la realización y superación del módulo del curso al que se refiera el citado certificado oficial.”

Téngase en cuenta que este anexo, añadido por el art. único.10 del Real Decreto 659/2025, de 22 de julio, Ref. BOE-A-2025-15230, entra en vigor el 23 de julio de 2026, según determina su disposición final única.

ANEXO IV

Declaración responsable relativa al cumplimiento de los requisitos para ejercer la actividad de técnico competente para la certificación de la eficiencia energética de edificios

1. La declaración responsable deberá incluir al menos los siguientes datos:

Nombre y apellidos.
NIF/NIE.
Domicilio fiscal.
Municipio.
Código postal.
Provincia.
Comunidad Autónoma/Ciudad con Estatuto de Autonomía.
Correo electrónico.
Teléfono.

Titulación académica cursada o certificado profesional obtenido que permite acceder a la condición de técnico competente para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, bien de manera directa o mediante el curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios.

Vía de acceso a la actividad de técnico competente según el presente real decreto.

Módulos del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios cursado, si corresponde.

Declaración de que cumple los requisitos establecidos en el artículo 4 bis del Real Decreto 390/2021, de 1 de junio, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.

Declaración de que dispone de la documentación que así lo acredita.

Autorización voluntaria o rechazo para hacer público el nombre, apellidos y datos de contacto.

Fecha de presentación de la declaración responsable.

Nota: la documentación anexada podrá incluir certificados oficiales, así como una autorización de consulta del título, obtenida a través de los procedimientos de consulta de títulos universitarios oficiales o de consulta a los registros de títulos no universitarios, o en su defecto, una copia auténtica del título o certificado profesional.

2. Modelo de declaración responsable:

Don/Doña ....., mayor de edad, con documento nacional de identidad número .....

Declaro bajo mi responsabilidad, a efectos del ejercicio de la actividad de técnico competente para la certificación de la eficiencia energética de los edificios:

a) Que los datos generales del declarante son:

Nombre y apellidos: .....

NIF/NIE: .....
Domicilio: .....
Municipio: .....
Código postal: .....
Provincia: .....
Comunidad Autónoma: .....
Correo electrónico: .....
Teléfono: .....

Titulación académica cursada o certificado profesional obtenido que permite acceder a la condición de técnico competente para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, bien de manera directa o mediante el curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de la certificación de eficiencia energética de edificios:

.....

Vía de acceso para el registro como técnico competente (seleccionar 1):

☐ Formación de acuerdo con artículo 4 bis.1 y 4 bis.2.a).
☐ Formación de acuerdo con artículo 4 bis.2.b).
☐ Formación de acuerdo con artículo 4 bis.2.c).
☐ Formación de acuerdo con artículo 4 bis.2.d).

Módulos del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios cursado (seleccionar 1):

☐ Curso no necesario.
☐ Módulos 1 y 2 cursados y superados con evaluación positiva.
☐ Módulo 1 cursado y superado con evaluación positiva.
☐ Módulo 2 cursado y superado con evaluación positiva.

Información adicional: .....

b) Que cumple todos los requisitos establecidos en el artículo 4 bis del Real Decreto 390/2021, de 1 de junio, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.

c) Que dispone de la documentación que así lo acredita (marcar con una cruz los apartados que correspondan con la documentación acreditativa disponible):

☐ Documento de autorización de consulta de Títulos Universitarios Oficiales o de consulta a los Registros de Títulos No Universitarios del Ministerio de Universidades o del Ministerio de Educación, Formación Profesional y Deportes, en el que aparece la titulación que permite acceder a la condición de técnico competente para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, o copia auténtica del título correspondiente o certificado profesional.

☐ Certificado que acredita que se han cursado como parte del plan de estudios, guías docentes, módulos profesionales, módulos formativos o unidades de competencia los contenidos o las materias equivalentes a los contenidos del módulo 1 del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de la certificación de eficiencia energética de edificios, con las duraciones mínimas requeridas (apartado 1 del anexo II) del Real Decreto 390/2021, de 1 de junio.

☐ Certificado de superación, con evaluación positiva, del módulo 1 del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios, de acuerdo con el Real Decreto 390/2021, de 1 de junio.

☐ Certificado que acredita que se han cursado como parte del plan de estudios, guías docentes, módulos profesionales, módulos formativos o unidades de competencia un mínimo de 40 horas, o 4 créditos ECTS, de los contenidos del módulo 2 del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios (apartado 2 del anexo II) del Real Decreto 390/2021, de 1 de junio.

☐ Certificado de superación, con evaluación positiva, del módulo 2 del curso de conocimientos básicos, específicos y administrativos de certificación de la eficiencia energética de edificios, de acuerdo con el Real Decreto 390/2021, de 1 de junio.

☐ Otro: .....
☐ Otro: .....

d) Que autorizo para que, de acuerdo con la normativa de simplificación y reducción de cargas administrativas, el órgano gestor del procedimiento pueda obtener directamente la acreditación de la titulación universitaria habilitante para la realización de certificados de eficiencia energética de edificios según el Real Decreto 390/2021, de 1 de junio, así como la acreditación de los documentos señalados en el apartado c).

☐ SI ☐ NO

Asimismo, me comprometo a mantener la documentación que acredita el cumplimiento de los requisitos para ejercer la actividad de técnico competente para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, durante el periodo de tiempo inherente al ejercicio de la actividad, y a notificar los hechos que supongan una modificación de los mismos, asumiendo las responsabilidades legales en caso de incumplimiento, falsedad u omisión.

e) Que autorizo a la Administración a hacer pública, a los efectos de consulta e información a los ciudadanos, la información indicada en el artículo 4 quáter.4 del presente real decreto.

☐ SI ☐ NO

En ..... a ..... de ..... de .....

Firma.

Téngase en cuenta que este anexo, añadido por el art. único.10 del Real Decreto 659/2025, de 22 de julio, Ref. BOE-A-2025-15230, entra en vigor el 23 de julio de 2026, según determina su disposición final única.

§ 129

Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 291, de 5 de diciembre de 2015
Última modificación: 18 de mayo de 2022
Referencia: BOE-A-2015-13208

[. . .]

Disposición adicional cuarta. *Obligación de información de las Comunidades Autónomas y Entidades locales sobre sus programas de ahorro y eficiencia energética.*

Al objeto de cumplir con las obligaciones derivadas de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, desde la entrada en vigor de este real decreto, las entidades locales así como el órgano competente de cada comunidad autónoma en materia de eficiencia energética, informarán anualmente, antes del 31 de diciembre de cada año, al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de los ahorros energéticos y de las emisiones de dióxido de carbono evitadas, derivados de las actuaciones en materia de ahorro y eficiencia energética promovidas por la entidad local o comunidad autónoma y llevadas a cabo en el ámbito de su municipio y de su territorio respectivamente, y de forma agregada desde el 1 de enero de 2014.

Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se determinará la forma, contenido y desglose en que dicha información ha de ser remitida, así como la metodología de cálculo.

Disposición adicional quinta. *Obligación de Información de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos sobre ventas de energía.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia así como la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, enviarán a la Dirección General de Política Energética y Minas, antes del 30 de junio de cada año y en formato electrónico, la información sobre las ventas de energía correspondientes al año anterior, expresadas en GWh, de los sujetos obligados en el marco del Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética, regulados en el capítulo IV del título III de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Para la cumplimentación de dicha información se deberán tener en cuenta las definiciones y los factores de conversión establecidos en la normativa vigente respecto al

procedimiento de envío de información de los sujetos obligados del sistema de obligaciones de eficiencia energética en lo relativo a sus ventas de energía.

Disposición adicional sexta. *Evaluación sobre el potencial de eficiencia energética en las infraestructuras de gas y electricidad.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tendrá en consideración la eficiencia energética en el desempeño de sus funciones reguladoras, en particular en las decisiones que afecten a la explotación de las infraestructuras de gas y electricidad, así como en lo relacionado con las metodologías para el establecimiento de peajes y cánones de acceso a las instalaciones.

2. Antes de que transcurran tres meses desde la entrada en vigor del presente real decreto las empresas distribuidoras y las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica y gas natural, remitirán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una evaluación del potencial de eficiencia energética de las infraestructuras de su titularidad. En dicha evaluación se deberán incluir medidas y actuaciones concretas para mejorar la eficiencia energética siempre que el análisis coste beneficio sea positivo y con un calendario para su ejecución.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá a la Secretaría de Estado de Energía antes de que transcurran seis meses desde la entrada en vigor de la presente disposición, un informe con una evaluación del potencial de eficiencia energética de las infraestructuras de transporte y distribución de energía eléctrica y de gas natural con base en las evaluaciones. En éste se recogerá el análisis de las actuaciones presentadas por las empresas y propuestas para su implementación.

[. . .]

Disposición adicional décima. *Biocarburantes o combustibles de biomasa con riesgo elevado de cambio indirecto del uso de la tierra.*

Con anterioridad al 31 de diciembre de 2021 y a los efectos de lo previsto en el artículo 3 *quater*, por resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía se determinarán los biocarburantes o combustibles de biomasa producidos a partir de cultivos alimentarios y forrajeros con riesgo elevado de provocar un cambio indirecto del uso de la tierra, y de cuyas materias primas se observe una expansión significativa de la superficie de producción en tierras con elevadas reservas de carbono de acuerdo con lo previsto en la normativa europea de aplicación, así como el porcentaje máximo que los mismos podrán tener para el cumplimiento del objetivo de venta o consumo de biocarburantes regulados, equivalente al nivel de consumo de dichos combustibles alcanzado en España en 2019. Este porcentaje máximo será de aplicación para cada uno de los sujetos obligados del artículo 3.

El límite al que hace referencia el primer párrafo del artículo 3 *quater* será de aplicación a partir de los 3 meses desde la aprobación de la resolución citada en el párrafo anterior y en ningún caso antes del 1 de enero de 2022. Cuando proceda, se prorrateará por el plazo que hubiese transcurrido en el año natural.

[. . .]

§ 130

Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 38, de 13 de febrero de 2016
Última modificación: 2 de junio de 2021
Referencia: BOE-A-2016-1460

La eficiencia energética es un aspecto esencial de la estrategia europea para un crecimiento sostenible en el horizonte 2020, y una de las formas más rentables para reforzar la seguridad del abastecimiento energético y para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y de otras sustancias contaminantes.

Este es el motivo por el que la Unión Europea se ha fijado como objetivo para 2020 aumentar en un 20 por ciento la eficiencia energética, objetivo que, de momento, no lleva camino de cumplirse.

Las conclusiones del Consejo Europeo de 4 de febrero de 2011, reconocían que no se estaba avanzando hacia el objetivo de eficiencia energética de la Unión y que se requerían actuaciones para aprovechar el considerable potencial de incremento del ahorro de energía en los edificios, los transportes y los procesos de producción y manufacturación.

El 8 de marzo de 2011, la Comisión adoptó su Comunicación relativa a un Plan de Eficiencia Energética 2011. En la misma, se confirmaba que la Unión Europea no alcanzaría su objetivo de eficiencia energética, a pesar de los progresos en las políticas nacionales de eficiencia energética expuestos en los primeros Planes nacionales de acción para la eficiencia energética, presentados por los Estados miembros para dar cumplimiento a la Directiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de abril de 2006, sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos.

En este contexto ha sido necesario actualizar el marco legal de la Unión Europea en materia de eficiencia energética para alcanzar el objetivo general consistente en lograr en 2020 un ahorro del 20 por ciento en el consumo de energía primaria de la Unión Europea, y conseguir nuevas mejoras de la eficiencia energética más allá de 2020.

Con este fin, la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, crea un marco común para fomentar la eficiencia energética dentro de la Unión Europea y establece acciones concretas que lleven a la práctica alguna de las propuestas incluidas en

el Plan de Eficiencia Energética 2011, y con ello, a alcanzar el considerable potencial de ahorro de energía no realizado.

La finalidad de este real decreto será el impulso y la promoción de un conjunto de actuaciones a realizar dentro de los procesos de consumo energético que puedan contribuir al ahorro y la eficiencia de la energía primaria consumida, así como a optimizar la demanda energética de la instalación, equipos o sistemas consumidores de energía, además de disponer de un número suficiente de profesionales competentes y fiables a fin de asegurar la aplicación efectiva y oportuna de la citada Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012. En este sentido se trata también de profundizar en el desarrollo del mercado de los servicios energéticos a fin de asegurar la disponibilidad tanto de la demanda como de la oferta de dichos servicios.

En consecuencia, este real decreto transpone parcialmente la citada directiva, principalmente en lo relativo a auditorías energéticas, sistemas de acreditación para proveedores de servicios energéticos y auditores energéticos y la promoción de la eficiencia energética en los procesos de producción y uso del calor y del frío.

El real decreto consta de catorce artículos, agrupados en cinco capítulos, cuatro disposiciones adicionales, dos disposiciones transitorias, siete disposiciones finales y cinco anexos.

El capítulo I, bajo el epígrafe «Disposiciones generales», establece el objeto y la finalidad de este real decreto, así como las definiciones necesarias para la correcta interpretación del texto.

El capítulo II, «Auditorías energéticas», contiene el ámbito de aplicación y la regulación de éstas, como su alcance, criterios mínimos que deben cumplir y requisitos que deben cumplir para alcanzar la cualificación de auditor energético. También se recoge en este capítulo la creación del registro administrativo de auditorías energéticas y el procedimiento para la inspección de su realización.

Las auditorías energéticas son herramientas que permiten a las organizaciones conocer su situación respecto al uso de energía y que, por el hecho de realizarse de forma distinta según los sectores, las empresas y los países, requieren de una normalización que permita hacer comparables los resultados obtenidos.

Estas auditorías permiten detectar las operaciones dentro de los procesos que pueden contribuir al ahorro y la eficiencia de la energía primaria consumida, así como para optimizar la demanda energética de la instalación. Asimismo, se refieren al uso y la diversificación de las fuentes energéticas, incluyendo la optimización por cambio de combustible.

La información requerida para la auditoría energética de una empresa es similar a la necesaria para evaluar la huella de carbono de la organización, que requiere el Real Decreto 163/2014, de 14 de marzo, por el que se crea el registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono, que es de carácter voluntario, por lo que dicha similitud puede permitir acceder a los incentivos incluidos en dicho real decreto y participar en los esquemas de compensación establecidos en este marco.

Este real decreto establece la obligación de llevar a cabo una auditoría energética en las empresas que no sean PYMES, de acuerdo con lo establecido en el título I del anexo de la Recomendación 2003/361/CE de la Comisión, de 6 de mayo de 2003, sobre la definición de microempresas, pequeñas y medianas empresas, sobre las actividades que gestiona la empresa.

Esta auditoría energética debe realizarse cada cuatro años a partir de la fecha de la auditoría energética anterior. También se establecen los requisitos que debe cumplir dicha auditoría, se crea en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo un Registro Administrativo de Auditorías Energéticas y se establece un sistema de inspección de las mismas.

El capítulo III, «Sistema de acreditación para proveedores de servicios energéticos y auditores energéticos», regula las condiciones y requisitos que deben observarse para la acreditación de estos proveedores y auditores.

La acreditación es fundamental para el correcto funcionamiento de un mercado transparente y orientado a la calidad en Europa, constituyendo la herramienta establecida a escala internacional para generar confianza sobre la actuación de los verificadores de cualquier actividad. Cabe destacar que el valor de las actividades de evaluación de la

conformidad, depende en gran medida de su credibilidad y de la confianza que el mercado y la sociedad, en general, tenga en dichos verificadores.

Para lograr esa confianza y credibilidad es preciso establecer un mecanismo que garantice la competencia técnica de dichos evaluadores y su sujeción a normas de carácter internacional. Y eso es exactamente en lo que consiste la acreditación.

El capítulo IV, «Promoción de la eficiencia energética en la producción y uso del calor y del frío», regula la evaluación del potencial de cogeneración de alta eficiencia y de sistemas urbanos de calefacción y refrigeración que se debe realizar, con objeto de facilitar información a los inversores en cuanto a los planes nacionales de desarrollo y contribuir a un entorno estable y propicio para las inversiones.

El capítulo V, «Régimen sancionador», es el relativo a las sanciones por los incumplimientos de lo dispuesto en este real decreto.

La disposición adicional primera, establece el plazo que disponen las grandes empresas para cumplir la obligación de realizar una auditoría energética y la posibilidad de que las auditorías realizadas a partir de diciembre de 2012 puedan servir para cumplir la obligación con ciertas condiciones.

La disposición adicional segunda determina la obligación recogida en la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012 de que se deberá realizar una evaluación completa del uso de la cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes.

En la disposición adicional tercera se establece que las medidas incluidas en este real decreto no supondrán un incremento de gasto.

En la disposición adicional cuarta se establece la definición de edificio de consumo de energía casi nulo.

La disposición transitoria primera, establece la actualización del Directorio de Empresas de Servicios Energéticos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, que de acuerdo con el presente real decreto, pasa a denominarse Listado de Proveedores de Servicios Energéticos.

La disposición transitoria segunda señala que la modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, contenida en la disposición final primera de este real decreto, será de aplicación a todas aquellas instalaciones que a la entrada en vigor de este real decreto no hubiesen iniciado la tramitación de evaluación ambiental.

En la disposición final primera se modifica el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

En la disposición final segunda se modifica el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de cogeneración.

En la disposición final tercera se modifica el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.

Como se expresa en la disposición final cuarta, este real decreto se dicta en ejercicio de las competencias que las reglas 13.ª, 23.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución Española atribuyen al Estado sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, sobre protección del medio ambiente y sobre bases del régimen minero y energético, respectivamente.

La disposición final quinta declara que, mediante este real decreto, se incorpora al derecho español la regulación de los aspectos relativos a las auditorías energéticas, sistema de acreditación de proveedores de servicios energéticos y auditores energéticos y la promoción de la eficiencia en el calor y en la refrigeración, previstos en la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

Las disposiciones finales sexta y séptima establecen la forma de desarrollo y aplicación del real decreto y la entrada en vigor del presente real decreto.

Finalmente, en cumplimiento de lo previsto en el artículo 24.1.c) de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, el real decreto ha sido sometido al preceptivo trámite de

audiencia mediante su remisión a organizaciones, asociaciones profesionales cuyos fines guardan relación directa con el objeto de la disposición, a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta o Melilla, y su puesta a disposición de los sectores afectados en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Igualmente, ha sido objeto de informe por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de conformidad con el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 3 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, con la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 12 de febrero de 2016,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto y definiciones.*

1. Constituye el objeto de este real decreto el establecimiento de un marco normativo que desarrolle e impulse actuaciones dirigidas a la mejora de la eficiencia energética de una organización, a la promoción del ahorro energético y a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, que permitan contribuir a los objetivos de la Unión Europea en materia de eficiencia energética.

2. A efectos de este de real decreto, se estará a las siguientes definiciones:

a) «Ahorro de energía»: Cantidad de energía ahorrada, determinada mediante medición y/o estimación del consumo antes y después de la aplicación de una o más medidas de mejora de la eficiencia energética, teniendo en cuenta al mismo tiempo la normalización de las condiciones externas que influyen en el consumo de energía.

b) «Auditor energético»: Persona física con capacidad personal y técnica demostrada y competencia para llevar a cabo una auditoría energética.

c) «Auditoría energética»: Todo procedimiento sistemático destinado a obtener conocimientos adecuados del perfil de consumo de energía existente de un edificio o grupo de edificios, de una instalación u operación industrial o comercial, o de un servicio privado o público, así como para determinar y cuantificar las posibilidades de ahorro de energía a un coste eficiente e informar al respecto. En el caso del transporte, la auditoría energética sólo se referirá al transporte vinculado a la actividad de la empresa.

d) «Cliente final»: Toda persona física o jurídica que compra energía para su propio uso final.

e) «Consumo de energía»: Gasto medible de energía utilizada por las actividades de una organización o parte de ella.

f) «Contrato de rendimiento energético»: Todo acuerdo contractual entre el beneficiario y el proveedor de una medida de mejora de la eficiencia energética, verificada y supervisada durante la vigencia del contrato, en el que las inversiones (obras, suministros o servicios) en dicha medida se abonan como resultado de un nivel de mejora de la eficiencia energética acordado contractualmente o de otro criterio de rendimiento energético acordado, como, por ejemplo, el ahorro financiero o la garantía de ahorros contractuales.

g) «Eficiencia energética»: La relación entre la producción de un rendimiento, servicio, bien o energía y el gasto de energía.

h) «Energía»: Todas las formas de productos energéticos, combustibles, calor, energía renovable, electricidad o cualquier forma de energía, según se definen en el artículo 2, letra d), del Reglamento (CE) nº 1099/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2008, relativo a las estadísticas sobre energía.

i) «Mejora de la eficiencia energética»: El aumento de eficiencia energética como resultado de cambios tecnológicos, de comportamiento y/o económicos.

j) «Organización»: Conjunto de personas e instalaciones con una disposición de responsabilidades, autoridades y relaciones.

k) «Potencia térmica total»: suma de las potencias térmicas de todos los elementos que formen parte de una instalación térmica de generación de electricidad.

l) «Proveedor de servicios energéticos»: Toda persona física o jurídica que presta servicios energéticos o aplica otras medidas de mejora de la eficiencia energética en la instalación o los locales de un cliente final, de acuerdo con la normativa vigente.

ll) «Renovación sustancial»: Toda renovación cuyo coste supere el 50 por ciento del coste de inversión que correspondería a una unidad nueva comparable.

m) «Servicio energético»: El beneficio físico, la utilidad o el bien, derivados de la combinación de una energía con una tecnología energética eficiente o con una acción, que pueda incluir las operaciones, el mantenimiento y el control necesarios para prestar el servicio, el cual se prestará con arreglo a un contrato y que, en circunstancias normales, haya demostrado conseguir una mejora de la eficiencia energética o un ahorro de energía primaria verificable y medible o estimable.

n) «Sistema de gestión de la energía»: Un conjunto de elementos relacionados entre sí o en interacción pertenecientes a un plan que establezca un objetivo de eficiencia energética y una estrategia para alcanzarlo.

CAPÍTULO II

Auditorías energéticas

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Este capítulo será de aplicación a aquellas empresas que tengan la consideración de grandes empresas, entendiendo por tales tanto las que ocupen al menos a 250 personas como las que, aun sin cumplir dicho requisito, tengan un volumen de negocio que exceda de 50 millones de euros y, a la par, un balance general que exceda de 43 millones de euros. De igual modo, será también de aplicación a los grupos de sociedades, definidos según lo establecido en el artículo 42 del Código de Comercio, que, teniendo en cuenta las magnitudes agregadas de todas las sociedades que forman el grupo consolidado, cumplan los referidos requisitos de gran empresa

2. Quedan excluidas del ámbito de aplicación, las microempresas, pequeñas y medianas empresas (PYMES), de acuerdo con el título I del anexo de la Recomendación 2003/361/CE de la Comisión, de 6 de mayo de 2003, sobre la definición de microempresas, pequeñas y medianas empresas.

Artículo 3. *Alcance de la exigencia y criterios mínimos a cumplir por las auditorías energéticas.*

1. Las grandes empresas o grupos de sociedades incluidos en el ámbito de aplicación del artículo 2, deberán someterse a una auditoría energética cada cuatro años a partir de la fecha de la auditoría energética anterior, que cubra, al menos, el 85 por ciento del consumo total de energía final del conjunto de las instalaciones ubicadas en el territorio nacional que formen parte de las actividades industriales, comerciales y de servicios que dichas empresas y grupos gestionan en el desarrollo de su actividad económica.

Con posterioridad a la entrada en vigor de este real decreto, aquellas empresas que, durante al menos dos ejercicios consecutivos cumplan con la condición de gran empresa, deberán someterse a la primera auditoría energética en el plazo de nueve meses, siempre que no hayan realizado previamente una en un plazo inferior a cuatro años.

2. A efectos de justificar el cumplimiento de la obligación anterior, las empresas o grupos de sociedades obligados podrán utilizar algunas de las dos alternativas siguientes:

a) Realizar una auditoría energética que cumpla las directrices mínimas que se indican en el apartado 3.

b) Aplicar un sistema de gestión energética o ambiental, certificado por un organismo independiente con arreglo a las normas europeas o internacionales correspondientes,

siempre que el sistema de gestión de que se trate incluya una auditoría energética realizada conforme a las directrices mínimas que se indican en el apartado 3.

Cuando la empresa o grupo de sociedades disponga de un certificado de eficiencia energética en vigor, obtenido de acuerdo con el Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, éste podrá formar parte de la auditoría energética con relación a la parte edificatoria cubierta por el certificado de eficiencia energética, siempre y cuando dicho certificado incluya recomendaciones para la mejora de los niveles óptimos o rentables de la eficiencia energética, siguiendo las directrices indicadas en el apartado 3 del presente artículo.

3. Las auditorías energéticas se atendrán a las siguientes directrices:

a) Deberán basarse en datos operativos actualizados, medidos y verificables, de consumo de energía y, en el caso de la electricidad, de perfiles de carga siempre que se disponga de ellos.

b) Abarcarán un examen pormenorizado del perfil de consumo de energía de los edificios o grupos de edificios, de una instalación u operación industrial o comercial, o de un servicio privado o público, con inclusión del transporte dentro de las instalaciones o, en su caso, flotas de vehículos.

c) Se fundamentarán, siempre que sea posible en criterios de rentabilidad en el análisis del coste del ciclo de vida, antes que en periodos simples de amortización, a fin de tener en cuenta el ahorro a largo plazo, los valores residuales de las inversiones a largo plazo y las tasas de descuento.

d) Deberán ser proporcionadas y suficientemente representativas para que se pueda trazar una imagen fiable del rendimiento energético global, y se puedan determinar de manera fiable las oportunidades de mejora más significativa.

4. En las auditorías energéticas se reflejarán los cálculos detallados y validados para las medidas propuestas, facilitando así una información clara sobre el potencial de ahorro.

5. Los datos empleados en las auditorías energéticas deberán poderse almacenar para fines de análisis histórico y trazabilidad del comportamiento energético.

6. Las empresas y grupos de sociedades obligados deben conservar la auditoría energética en vigor y ponerla a disposición de las autoridades competentes para inspección o cualquier otro requerimiento.

7. Las empresas y grupos de sociedades obligados serán responsables de actualizar la información contenida en sus auditorías, conforme a las condiciones que establezca el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, para proceder a la actualización de la información contenida en el Registro Administrativo de Auditorías Energéticas.

8. Las auditorías energéticas no contendrán cláusulas que impidan transmitir las conclusiones de la auditoría a los proveedores de servicios energéticos cualificados o acreditados, a condición de que el cliente no se oponga, y en todo caso, respetando la confidencialidad de la información.

Artículo 4. *Auditores energéticos.*

1. Las auditorías energéticas deberán ser realizadas por auditores energéticos debidamente cualificados, tal y como se establece en el capítulo III de este real decreto.

2. La auditoría energética de una empresa podrá ser realizada por técnicos cualificados que pertenezcan a dicha empresa, siempre que no tengan relación directa con las actividades auditadas y pertenezcan a un departamento de control interno de dicha empresa.

Artículo 5. *Inspección de la realización de las auditorías energéticas.*

1. El órgano de la comunidad autónoma o de las ciudades de Ceuta o Melilla competente en materia de eficiencia energética llevará a cabo, establecerá y aplicará un sistema de inspección de la realización de las auditorías energéticas independiente que garantice y compruebe su calidad, para lo cual podrá realizar cuantas inspecciones considere necesarias con el fin de vigilar el cumplimiento de la obligación de realización de auditorías energéticas, en aquellas empresas a las que le sea de aplicación este real decreto, así como

garantizar y comprobar su calidad. En particular, el sistema de inspección, deberá tomar en consideración las auditorías realizadas por auditores internos, para garantizar su calidad.

2. La inspección se realizará sobre una selección anual al azar de al menos una proporción estadísticamente significativa de las auditorías energéticas realizadas en cada periodo de cuatro años.

3. La inspección se realizará por personal funcionario del órgano competente de la comunidad autónoma o de las ciudades de Ceuta o Melilla, sin perjuicio de que las actuaciones materiales o auxiliares a la función inspectora que no impliquen el ejercicio de potestades públicas puedan ser realizadas por personal no funcionario, o, cuando ésta así lo determine, por técnicos independientes cualificados para realizar estas funciones o bien por otras entidades u organismos a los que la Administración competente encomiende esta función.

4. Los órganos competentes de las comunidades autónomas o de las ciudades de Ceuta o Melilla informarán anualmente, al menos, del número de inspecciones realizadas y del resultado de este control al Ministerio de Industria, Energía y Turismo. A estos efectos, se podrá establecer un modelo de envío de información por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, que se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

5. La inspección tendrá como finalidad verificar si se ha realizado la auditoría energética y, comprobar si ésta cumple con todos los requisitos exigibles.

Artículo 6. *Registro Administrativo de Auditorías Energéticas.*

1. Con objeto de disponer de la información que permita cumplir con el anexo XIV de la citada Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, se crea, en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo un Registro Administrativo de Auditorías Energéticas, de carácter público y gratuito, en el que quedará reflejada la información comunicada por aquellas grandes empresas sujetas al ámbito de aplicación del artículo 2, así como, de manera voluntaria, las comunicadas por el resto de empresas, en relación con las auditorías llevadas a cabo.

2. El registro contendrá la información necesaria que permita identificar a las empresas obligadas a la realización de las auditorías energéticas con el fin de facilitar a la Administración competente la realización de la inspección a la que se refiere el artículo 5, los resultados de la inspección, y otra información que se considere necesaria a efectos estadísticos y de clasificación sectorial o energética de las empresas.

3. Las empresas obligadas a la realización de las auditorías energéticas, y de manera voluntaria, el resto de empresas, deben remitir al órgano de la comunidad autónoma competente en materia de eficiencia energética donde se encuentre las instalaciones que han sido objeto de la auditoría energética, a efectos del cumplimiento del artículo 5, una comunicación, para lo que se podrá adoptar el modelo del anexo I, en un plazo máximo de tres meses desde que la citada auditoría fue realizada.

El citado órgano competente remitirá dicha comunicación a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en el plazo máximo de un mes, a efectos de proceder con la correspondiente inscripción en el registro.

CAPÍTULO III

Sistema de acreditación para proveedores de servicios energéticos y auditores energéticos

Artículo 7. *Requisitos para el ejercicio de la actividad profesional de proveedor de servicios energéticos.*

Para el ejercicio de la actividad profesional de proveedores de servicios energéticos se deberán cumplir los siguientes requisitos y disponer de la documentación que así lo acredite:

a) Disponer de la documentación que identifique al prestador, que en el caso de ser persona jurídica, deberá estar constituida legalmente e incluir en su objeto social las actividades propias de la prestación de servicios energéticos o de mejora de la eficiencia energética en las instalaciones o locales de un usuario, y en el caso de ser persona física

estar dado de alta en el Censo de Empresarios, Profesionales y Retenedores en alguno de los grupos de las Tarifas del Impuesto sobre Actividades Económicas correspondientes a las actividades económicas de prestación de servicios energéticos.

b) Acreditar una cualificación técnica adecuada.

i. En el caso de una persona física, acredita dicha cualificación cumplir alguna de las siguientes condiciones:

1.ª Estar en posesión de una titulación universitaria u otras licenciaturas, grados o másteres universitarios en los que se impartan conocimientos en materia energética.

2.ª Tener los conocimientos teóricos y prácticos sobre energía, entendiendo que poseen dichos conocimientos las personas que acrediten alguna de las siguientes situaciones:

1.ª) Disponer de un título de formación profesional o un certificado de profesionalidad incluido en el Catálogo Nacional de Cualificaciones Profesionales cuyo ámbito competencial incluya materias relativas a la energía.

2.ª) Tener reconocida una competencia profesional adquirida por experiencia laboral, de acuerdo con lo estipulado en el Real Decreto 1224/2009, de 17 de julio, de reconocimiento de las competencias profesionales adquiridas por experiencia laboral, en materia de energía, en los términos previstos en el artículo 19 del citado real decreto.

ii. En el caso de una persona jurídica, se entenderá acreditada la cualificación cuando al menos uno de los titulares de la empresa cumpla con alguna de las condiciones anteriormente descritas o la empresa cuente entre el personal laboral contratado con, al menos, una persona que cumpla con alguna de ellas, que será quien se responsabilice, con su firma, de todos los documentos de carácter técnico que deba emitir la empresa.

c) Estar en disposición de contar con los medios técnicos apropiados para proveer los servicios energéticos en el área de actividad en el que la empresa actúe, en el momento de la actuación concreta.

d) Estar dados de alta en el correspondiente régimen de la Seguridad Social, o profesional correspondiente, y al corriente en el cumplimiento de las obligaciones frente a la Seguridad Social, para lo cual el titular podrá autorizar al órgano competente para recabar la información relativa al cumplimiento de las obligaciones frente a la Seguridad Social.

e) En caso de que no sean ciudadanos de un Estado miembro de la Unión Europea ni de un Estado parte en el Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo, y residan en España, cumplir las previsiones establecidas en la normativa española vigente en materia de extranjería e inmigración.

f) Tener suscrito seguro de responsabilidad civil u otra garantía financiera que cubra los riesgos que puedan derivarse de sus actuaciones, por una cuantía mínima de 150.000 euros, de acuerdo con el artículo 76 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

El importe establecido se actualizará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno de Asuntos Económicos, siempre que sea necesario para mantener la equivalencia económica de la garantía.

g) En el caso de empresas que presten servicios que incluyan labores de instalación y/o mantenimiento, cumplir los requisitos establecidos para las empresas instaladoras y/o mantenedoras en el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), aprobado por Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio.

Cuando los servicios energéticos sean prestados por una Unión Temporal de Empresas (UTE), será suficiente con que entre sus miembros se cumplan los requisitos establecidos en el citado Reglamento.

Artículo 8. *Requisitos para el ejercicio de la actividad profesional de auditor energético.*

1. Las personas físicas que deseen ejercer la actividad profesional de auditor energético deberán cumplir alguna de las siguientes condiciones:

a) Estar en posesión de una titulación universitaria oficial u otras licenciaturas, Grados o Máster universitarios en los que se impartan conocimientos básicos de energía, instalaciones

de los edificios, procesos industriales, contabilidad energética, equipos de medida y toma de datos y técnicas de ahorro energético, o bien;

b) Tener los conocimientos teóricos y prácticos sobre las auditorías energéticas, entendiendo que poseen dichos conocimientos las personas que acrediten alguna de las siguientes situaciones:

1.ª Disponer de un título de formación profesional o un certificado de profesionalidad incluido en el Catálogo Nacional de Cualificaciones Profesionales cuyo ámbito competencial incluya materias relativas a las auditorías energéticas.

2.ª Tener reconocida una competencia profesional adquirida por experiencia laboral, de acuerdo con lo estipulado en el Real Decreto 1224/2009, de 17 de julio, en materia de auditorías energéticas, en los términos previstos en el artículo 19 del citado Real Decreto.

En cualquiera de las anteriores situaciones a las que se refiere el párrafo b), haber recibido y superado un curso teórico y práctico de conocimientos específicos de auditorías energéticas, impartido por una entidad reconocida por el órgano competente de la comunidad autónoma, con el contenido indicado en el anexo V. La realización de este curso, tendrá eficacia en todo el territorio nacional, sin necesidad de trámites o requisitos adicionales.

2. A los efectos de acreditar el cumplimiento de los requisitos exigidos en este artículo, se aceptarán los documentos procedentes de otro Estado miembro de los que se desprenda que se cumplen tales requisitos, en los términos previstos en el artículo 17.2 de la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

Artículo 9. *Habilitación y declaración responsable relativa al cumplimiento de los requisitos de proveedor de servicios energéticos.*

1. Las personas físicas o jurídicas que deseen establecerse como proveedores de servicios energéticos, deberán presentar, previamente al inicio de la actividad, y ante el órgano competente en materia de eficiencia energética de la comunidad autónoma o ciudad de Ceuta o Melilla correspondiente, una declaración responsable, para lo que se podrá utilizar el modelo del anexo II, en la que el titular de la empresa o su representante legal manifieste que cumple los requisitos que se exigen por este real decreto, que dispone de la documentación que así lo acredita y que se compromete a mantenerlos durante la vigencia de la actividad.

2. La presentación de la declaración responsable habilita para el ejercicio de la actividad, desde el momento de su presentación, en todo el territorio español por tiempo indefinido, sin perjuicio de las posteriores comprobaciones que pueda realizar la Administración competente.

3. A pesar de que no se exigirá la presentación de documentación acreditativa del cumplimiento de los requisitos junto con la declaración responsable, el titular de la misma deberá tener disponible esta documentación para su presentación cuando la Administración competente así lo requiera.

4. Las modificaciones que se produzcan en relación con los datos previamente declarados, así como en el cese de la actividad, deberán ser comunicadas por el titular de la declaración responsable al órgano competente en materia de eficiencia energética de alguna de las comunidades autónomas o ciudad de Ceuta o Melilla en que ejerza su actividad, en el plazo máximo de un mes desde que se produzcan.

El citado órgano competente remitirá la declaración responsable del correspondiente proveedor de servicios energéticos, o las modificaciones que se produzcan en relación con los datos comunicados, a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en el plazo de un mes.

Artículo 10. *Listado de Proveedores de Servicios Energéticos.*

1. La información contenida en las declaraciones responsables presentadas, se incluirán en el Listado de Proveedores de Servicios Energéticos.

2. El listado contendrá la información necesaria que permita identificar a los proveedores de servicios energéticos con el fin de poner a disposición del público una lista de

proveedores cualificados, facilitar a la Administración competente la realización de la inspección y otra información que se considere necesaria a efectos estadísticos y de clasificación sectorial o alcance de los servicios energéticos de las empresas.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y sin perjuicio de las posteriores comprobaciones que se puedan realizar, dará traslado, al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, de la declaración responsable comunicada previamente por el interesado al órgano competente de la comunidad autónoma o ciudad de Ceuta o Melilla correspondiente, en materia de eficiencia energética, con objeto de que sea incluido en el Listado de Proveedores de Servicios Energéticos que estará disponible en su sede electrónica.

No obstante lo anterior, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá ordenar en cualquier momento la rectificación de este listado como resultado de las comprobaciones a que se hace referencia en este apartado y de las modificaciones previstas en el apartado 3 del artículo 9.

Artículo 11. *Control del Listado de Proveedores de Servicios Energéticos.*

1. Al amparo de lo previsto en el apartado 3 del artículo 71 bis de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de la Ley de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, los órganos autonómicos competentes podrán regular un procedimiento para comprobar a posteriori lo declarado por el interesado.

2. En todo caso, la no presentación de la declaración, así como la inexactitud, falsedad u omisión, de carácter esencial, de datos o manifestaciones que deban figurar en dicha declaración, habilitará al órgano competente en materia de eficiencia energética de la correspondiente comunidad autónoma o ciudad de Ceuta o Melilla para, tras dar audiencia al interesado, resolver sobre la imposibilidad de continuar en el ejercicio de la actividad de proveedores de servicios energéticos, sin perjuicio de la imposición, en su caso, de las sanciones correspondientes.

3. Se le notificará al interesado y a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, con objeto de dar de baja a la persona física o jurídica en el «Listado de Proveedores de Servicios Energéticos».

Artículo 12. *Libre prestación.*

1. Los proveedores de servicios energéticos legalmente establecidos en cualquier otro Estado miembro de la Unión Europea, que deseen ejercer la actividad en territorio español, en régimen de libre prestación, deberán presentar, previo al inicio de la misma, una declaración responsable ante el órgano competente de alguna de las comunidades autónomas o ciudad de Ceuta o Melilla en que ejerza su actividad, en la que el titular de la empresa o su representante legal manifieste que cumplen con los requisitos establecidos en el artículo 7.f) de este real decreto, que contenga los datos que acrediten que están establecidos legalmente en un Estado miembro de la Unión Europea para ejercer dichas actividades y en la que figure una declaración de la inexistencia de prohibición alguna, en el momento en que se efectúa, que impida ejercer la actividad al correspondiente proveedor en el Estado miembro de origen.

En el caso de los proveedores de servicios energéticos, que no estén legalmente establecidos en un Estado miembro de la Unión Europea, pero que deseen ejercer la actividad en territorio español, deberán cumplir con los requisitos establecidos en el artículo 7 del presente real decreto.

La presentación de la declaración responsable a que se hace referencia en este apartado, habilita para el ejercicio de la actividad en todo el territorio español y se podrá adaptar al modelo establecido en el anexo II de este real decreto.

2. Los auditores energéticos establecidos en cualquier otro Estado miembro, podrán ejercer la actividad en territorio español, en régimen de libre prestación, siempre que no exista prohibición alguna que le impida ejercer dicha actividad en el Estado miembro de origen.

3. En caso de que el ejercicio de la actividad de proveedor de servicios energéticos o auditor energético en territorio español, implique el desplazamiento de trabajadores de empresas de nacionalidad no comunitaria, éstas deberán cumplir también lo establecido en

la Ley 45/1999, de 29 de noviembre, sobre desplazamiento de trabajadores en el marco de una prestación de servicios transnacional.

CAPÍTULO IV

Promoción de la eficiencia energética en la producción y uso del calor y del frío

Artículo 13. *Promoción de la eficiencia energética en la producción y uso del calor y del frío.*

1. Cada cinco años el Ministerio de Industria, Energía y Turismo llevará a cabo y notificará a la Comisión Europea, una evaluación completa del potencial de uso de la cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes, que contendrá la información indicada en el anexo III.

Esta evaluación tendrá plenamente en cuenta los análisis de los potenciales nacionales para la cogeneración de alta eficiencia llevados a cabo en virtud de la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE.

2. Las comunidades autónomas y entidades locales podrán adoptar políticas que fomenten el análisis a escala local y regional del potencial de uso de sistemas de calefacción y refrigeración eficientes, en particular los que utilicen cogeneración de alta eficiencia. Se tendrán en cuenta las posibilidades de impulsar mercados de calores locales y regionales.

En todo caso, las políticas de promoción de la eficiencia energética en la producción y uso del calor y del frío, deberán respetar en todo momento lo dispuesto en el en el artículo 14.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en el artículo 59.2 Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

3. A efectos de la evaluación a que se refiere el apartado 1, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo llevará a cabo un análisis de costes y beneficios que abarque el territorio español, atendiendo a las condiciones climáticas, a la viabilidad económica y a la idoneidad técnica, con arreglo a la parte 1 del anexo IV.

El análisis de costes y beneficios deberá permitir la determinación de las soluciones más eficientes en relación con los recursos y más rentables en relación con los costes, para responder a las necesidades de calefacción y refrigeración.

El análisis de costes y beneficios podrá ser parte de una evaluación medioambiental con arreglo a la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.

4. En los casos en que la evaluación prevista en el apartado 1 y el análisis mencionado en el apartado 3 del presente artículo determine la existencia de potencial para la aplicación de la cogeneración de alta eficiencia de calefacción y/o refrigeración urbanas eficientes, cuyas ventajas sean superiores a su coste, se adoptarán las medidas oportunas para que se desarrolle una infraestructura de calefacción y refrigeración urbana eficiente y/o para posibilitar el desarrollo de una cogeneración de alta eficiencia y el uso de la calefacción y la refrigeración procedentes de calor residual y de fuentes de energía renovables.

En los casos en que la evaluación prevista en el apartado 1 del presente artículo y el análisis mencionado en el apartado 3 no determinen la existencia de un potencial cuyas ventajas sean superiores a su coste, con inclusión de los costes administrativos de la realización del análisis de costes y beneficios contemplado en el apartado siguiente o en el artículo 121 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, según corresponda, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá eximir a las instalaciones de la realización de dicho análisis de costes y beneficios.

5. El promotor de la instalación deberá efectuar un análisis de costes y beneficios, de acuerdo con el anexo IV, parte 2, si:

a) Se proyecta una instalación industrial cuya potencia térmica total sea superior a 20 MW y que genere calor residual en un nivel de temperaturas útil, o se lleve a cabo una renovación sustancial de dicho tipo de instalación con el fin de evaluar los costes y los beneficios de la utilización del calor residual para satisfacer una demanda justificada desde

el punto de vista económico, inclusive mediante la cogeneración, y de la conexión de dicha instalación a una red de calefacción y refrigeración urbana.

b) Se proyecta la construcción de una nueva red urbana de calefacción y refrigeración, o de una instalación nueva de producción de energía cuya potencia térmica total supere los 20 MW en una red urbana ya existente de calefacción o refrigeración, o vaya a renovarse sustancialmente dicha instalación, con el fin de evaluar los costes y los beneficios de la utilización del calor residual procedente de instalaciones industriales cercanas.

No se considerará renovación, a efectos de los párrafos a) y b) del presente apartado, la instalación de equipo para la captura del dióxido de carbono producido en instalaciones de combustión con vistas a su almacenamiento geológico, tal como se contempla en la disposición adicional segunda de la Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

En relación con los análisis de costes y beneficios de las instalaciones a que se refieren los párrafos a) y b), el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía publicará una guía metodológica sobre la realización de dichos análisis. En su caso, los citados análisis de costes y beneficios, se realizarán en colaboración con las empresas responsables del funcionamiento de las redes urbanas de calefacción y refrigeración.

6. El apartado 5 del presente artículo se aplicará a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, así como en el del Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

7. Con carácter previo a la autorización administrativa de las instalaciones que se indican en los párrafos a) y b) del apartado 5, el promotor de la instalación deberá presentar ante el órgano competente para conceder dicha autorización el análisis de costes y beneficios en relación con las medidas destinadas a promover la eficiencia de los sistemas de calefacción y refrigeración. Este análisis de costes y beneficios se realizará de conformidad con lo establecido en el anexo IV, parte 2, de este Real Decreto. El órgano competente para conceder la autorización administrativa de las instalaciones que se indican en los párrafos a) y b) del apartado 5, tendrá en cuenta el resultado de la evaluación completa a que se refiere el apartado 1 y podrá denegar dicha autorización si el análisis de costes y beneficios no se adecua a lo establecido en el anexo IV, parte 2, de este Real Decreto.

CAPÍTULO V

Régimen sancionador

Artículo 14. *Infracciones y sanciones.*

El incumplimiento de los preceptos contenidos en este real decreto se sancionará de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 80 y 82 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Disposición adicional primera. *Auditorías energéticas en grandes empresas.*

1. Las empresas que de acuerdo con lo dispuesto en el capítulo II de este real decreto deban someterse a una auditoría energética, deberán realizar dicha auditoría antes de que transcurran nueve meses desde la entrada en vigor del presente real decreto.

2. No obstante lo anterior, las auditorías que se hayan realizado con posterioridad al 5 de diciembre de 2012 se entenderán válidas siempre que cumplan los requisitos exigidos en el artículo 3 de este real decreto, todo ello sin perjuicio del cumplimiento del artículo 5.3.

3. Las auditorías energéticas realizadas conforme a las normas UNE-EN 16247-1. Auditorías Energéticas. Parte 1: Requisitos Generales, UNE-EN 16247-2. Auditorías Energéticas. Parte 2: Edificios, UNE-EN 16247-3. Auditorías Energéticas. Parte 3: Procesos y UNE-EN 16247-4. Auditorías Energéticas. Parte 4: Transporte, o, en su caso, sus sustituciones por futuras normas UNE EN, autorizadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de requisitos de auditorías energéticas, se entenderán que cumplen con el alcance y los criterios mínimos exigidos en el artículo 3.

Disposición adicional segunda. *Evaluación completa del potencial de uso de la cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes.*

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo llevará a cabo y notificará a la Comisión Europea, una evaluación completa del uso de la cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes de conformidad con el artículo 13 de este real decreto.

Disposición adicional tercera. *Incremento de gasto.*

Las medidas incluidas en esta norma serán atendidas con las disponibilidades presupuestarias existentes en cada ejercicio y no podrán suponer incremento de dotaciones ni de retribuciones, ni de otros gastos de personal.

Disposición adicional cuarta. *Edificio de consumo de energía casi nulo.*

Se define como edificio de consumo de energía casi nulo, en el ámbito de la Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios, aquel edificio con un nivel de eficiencia energética muy alto, que se determinará de conformidad con el anexo I de la citada Directiva. La cantidad casi nula o muy baja de energía requerida debería estar cubierta, en muy amplia medida, por energía procedente de fuentes renovables, incluida energía procedente de fuentes renovables producida «in situ» o en el entorno.

Disposición transitoria primera. *Actualización del Directorio de Empresas de Servicios Energéticos.*

El Directorio de Empresas de Servicios Energéticos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía pasará a denominarse Listado de Proveedores de Servicios Energéticos.

A estos efectos, aquellas empresas de servicios energéticos que a la entrada en vigor de este real decreto figuren en el actual Directorio de Empresas de Servicios Energéticos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, como consecuencia de la obligación impuesta en el artículo 19 del Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, deberán remitir en el plazo máximo de seis meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, la correspondiente declaración responsable, de acuerdo con el modelo del anexo II del presente real decreto, al órgano competente en materia de eficiencia energética de alguna de las comunidades autónomas o ciudad de Ceuta o Melilla donde ejerza la actividad el correspondiente proveedor de servicios energéticos.

El citado órgano competente remitirá dicha declaración responsable a la Dirección de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el plazo máximo de un mes.

En caso de no presentar la citada declaración responsable se les dará de baja en el Directorio de Empresas de Servicios Energéticos y no serán inscritos en el «Listado de Proveedores de Servicios Energéticos».

Disposición transitoria segunda. *Expedientes en tramitación.*

La modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica contenida en la disposición final primera de este real decreto será de aplicación a todas aquellas instalaciones que a la entrada en vigor de este real decreto no hubiesen iniciado la tramitación de la evaluación ambiental.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, queda modificado como sigue:

Uno. Se introduce dentro de la sección 1ª, capítulo II del título VII un artículo 121 bis, que queda redactado de la siguiente forma:

«Artículo 121 bis. *Trámites previos.*

1. Con carácter previo o simultáneo a la solicitud de autorización administrativa, el peticionario presentará ante la Dirección General de Política Energética y Minas un análisis de costes y beneficios de adaptar el funcionamiento de la instalación proyectada a la cogeneración de alta eficiencia de acuerdo con lo dispuesto en el anexo IV parte 2 del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone parcialmente la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía, en los siguientes casos:

a) Cuando se proyecte una instalación térmica de generación de electricidad cuya potencia térmica total sea superior a 20 MW.

b) Cuando se lleve a cabo una renovación sustancial de una instalación térmica de generación de electricidad cuya potencia térmica total sea superior a 20 MW.

A estos efectos, se entiende como renovación sustancial de una instalación existente toda sustitución de equipos de transformación de energía de la instalación por otros equivalentes, nuevos y sin uso previo, siempre y cuando el coste de inversión de estos equipos supere el 50 % del coste de inversión a nuevo de la instalación existente en el momento de la renovación sustancial. No se considerará renovación, a efectos de lo dispuesto en el párrafo anterior, la instalación de equipo para la captura del dióxido de carbono producido en instalaciones de combustión con vistas a su almacenamiento geológico, tal como se contempla en la Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

A los efectos previstos en este apartado, se entiende por potencia térmica total la suma de las potencias térmicas de todos los elementos que formen parte de la instalación térmica de generación de electricidad.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas, podrá denegar la autorización de la instalación o renovación de la instalación térmica de generación, si la misma no contempla la cogeneración de alta eficiencia y el análisis de costes y beneficios realizado por el titular al que hace referencia el apartado 1, resultara favorable a su incorporación.

3. Excepcionalmente, cuando existan motivos derivados de otras obligaciones exigidas en el ordenamiento jurídico español u otras razones imperiosas de propiedad o de financiación, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá resolver, previa solicitud motivada del interesado, que determinadas instalaciones concretas queden exentas de aplicar opciones cuyos beneficios superen sus costes. En este caso, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo presentará a la Comisión Europea una notificación motivada de su decisión, en el plazo de tres meses desde la fecha de la resolución.

4. En todo caso, lo dispuesto en apartados anteriores aplicará a las instalaciones a las que es aplicable a la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, y sus disposiciones de desarrollo sobre las emisiones industriales, sin perjuicio del cumplimiento de lo establecido en las mismas.»

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de cogeneración.*

El Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de cogeneración, queda modificado como sigue:

Uno. El apartado 1 del artículo 1 queda redactado del siguiente modo:

«1. El presente real decreto tiene por objeto la creación de un marco para el fomento tanto de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad basada en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, como de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes, incrementando la eficiencia energética y mejorando la seguridad del abastecimiento.»

Dos. Se añaden cuatro nuevos párrafos q), r), s) y t) al artículo 2, con la siguiente redacción:

«q) ‘‘Coeficiente de ocupación del suelo’’: La relación entre la superficie construida y la superficie del terreno en un territorio determinado.

r) ‘‘Sistema urbano eficiente de calefacción y refrigeración’’: Todo sistema centralizado y de distrito de calefacción o de refrigeración que utilice al menos un 50 % de energía renovable, un 50% de calor residual, un 75% de calor cogenerado o un 50 % de una combinación de estos tipos de energía y calor.

s) ‘‘Calefacción y refrigeración eficientes’’: Toda opción de calefacción y refrigeración que, en comparación con una hipótesis de base que refleje la situación sin modificaciones, disminuya de manera mensurable la energía entrante necesaria para proveer una unidad de energía suministrada dentro del límite pertinente de un sistema, de manera rentable, según el análisis de costes y beneficios previsto en el artículo 13 del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone parcialmente la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía, y teniendo en cuenta la energía necesaria para la extracción, conversión, transporte y distribución.

t) ‘‘Calefacción y refrigeración individuales eficientes’’: Toda opción de suministro individual de calefacción y refrigeración que, en comparación con un sistema urbano eficiente de calefacción y refrigeración, disminuya de manera mensurable la energía primaria no renovable entrante necesaria para proveer una unidad de energía suministrada dentro del límite pertinente de un sistema, o que requiera la misma energía primaria no renovable entrante pero con un coste menor, teniendo en cuenta la energía necesaria para la extracción, conversión, transporte y distribución.»

Tres. El artículo 3 queda redactado del modo siguiente:

«Artículo 3. *Funciones del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.*

Con objeto de promover la cogeneración de acuerdo con el presente real decreto, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo se encargará, entre otras, de las siguientes funciones:

a) Elaboración de los criterios generales de actuación para promover la cogeneración y los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes.

b) Coordinación con la Comisión Europea en las comunicaciones relativas al fomento de la cogeneración y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes, en particular la elaboración de las estadísticas e informes necesarios.»

Cuatro. Se modifica el apartado 1 del artículo 4, que queda redactado del siguiente modo:

«1. A efectos de determinar la eficiencia de la cogeneración, de conformidad con lo preceptuado en el anexo III del presente real decreto, se utilizarán los valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de calor y electricidad, establecidos en la Decisión de Ejecución 2011/877/UE de la Comisión,

de 19 de diciembre de 2011 modificados, en su caso, por los factores de corrección correspondientes, de acuerdo con lo establecido en dicha Decisión.»

Cinco. El artículo 5 queda redactado del siguiente modo:

«Artículo 5. *Métodos de cálculo de la electricidad de cogeneración.*

1. El ahorro de energía primaria conseguido a través de la producción de calor y electricidad y energía mecánica se calculará según lo previsto en el párrafo b) del anexo III del presente real decreto, siendo la electricidad procedente de la cogeneración la calculada de acuerdo con lo preceptuado en su anexo II. Esta producción se considerará cogeneración de alta eficiencia siempre que se cumplan los criterios de eficiencia establecidos en el párrafo a) del citado anexo III.

2. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá, en relación al cálculo de la electricidad de cogeneración, y previa notificación a la Comisión:

a) Establecer valores por defecto para la relación entre electricidad y calor de las unidades de los tipos f), g), h), i), j) y k) del anexo I.

b) Establecer la relación entre electricidad y calor como una relación entre la electricidad y el calor útil cuando se opere en modo de cogeneración a baja potencia utilizando datos operativos de la unidad específica.

c) Considerar períodos de referencia distintos del período de un año indicado.

3. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá, en relación con el cálculo del ahorro de energía primaria, y previa certificación a la Comisión, considerar periodos de referencia distintos del periodo de un año indicado.»

Seis. El apartado 1 del artículo 6 queda redactado del siguiente modo:

«1. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá establecer otros métodos alternativos, bien para restar de las cifras comunicadas posibles cantidades de electricidad no producidas mediante un proceso de cogeneración, o para definir una producción por cogeneración como cogeneración de alta eficiencia, sin que sea necesario verificar que dicha producción por cogeneración cumple los criterios establecidos en el párrafo a) del anexo III de este real decreto. Para el establecimiento del segundo método nombrado, definición de producción por cogeneración como de alta eficiencia sin la verificación de los criterios del párrafo a) del anexo II, deberá de verificarse, en el ámbito nacional, que la producción por cogeneración definida mediante dicho método de cálculo alternativo cumple, por término medio, los citados criterios del párrafo a) del anexo III.»

Siete. El apartado 1 del artículo 10 queda redactado del siguiente modo:

«1. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo, antes del 31 de diciembre de 2015, publicará un informe con los resultados de los análisis realizados de conformidad con lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 9.»

Ocho. El anexo I se sustituye por el siguiente:

«ANEXO I

Tecnologías de cogeneración consideradas:

a) Turbina de gas de ciclo combinado con recuperación del calor.
b) Turbina de contrapresión sin condensado.
c) Turbina de extracción de vapor de condensación.
d) Turbina de gas con recuperación del calor.
e) Motor de combustión interna.
f) Microturbinas.
g) Motores Stirling.
h) Pilas de combustible.
i) Motores de vapor.
j) Ciclos Rankine con fluido orgánico.

k) Cualquier otro tipo de tecnología o combinación de tecnologías que corresponda a la definición que figura en el artículo 2, apartado a).

A la hora de aplicar los principios generales para el cálculo de la electricidad de cogeneración, se utilizarán las orientaciones detalladas establecidas por la Decisión 2008/952/CE de la Comisión, de 19 de noviembre de 2008, por la que se establecen orientaciones detalladas para la aplicación del anexo II de la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004.»

Nueve. El inicio del párrafo c) del anexo III queda redactado del siguiente modo:

«c) Cálculo del ahorro de energía utilizando un método de cálculo alternativo con arreglo a lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 6.»

Disposición final tercera. *Modificación del Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.*

La Parte II «Instrucciones técnicas» del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, aprobado como anexo del Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, queda modificada como sigue:

Uno. Se modifica la tabla 3.1 Operaciones de mantenimiento preventivo y su periodicidad de la IT 3.3 que se sustituye por la siguiente:

«Tabla 3.1 Operaciones de mantenimiento preventivo y su periodicidad

Equipos y potencias útiles nominales (Pn)	Usos	
	Viviendas	Restantes usos
Calentadores de agua caliente sanitaria a gas Pn ≤ 24,4 kW.	5 años	2 años
Calentadores de agua caliente sanitaria a gas 24,4 kW < Pn ≤ 70 kW	2 años	Anual
Calderas murales a gas Pn ≤ 70 kW	2 años	Anual
Resto instalaciones calefacción Pn ≤ 70 kW	Anual	Anual
Aire acondicionado Pn ≤ 12 kW	4 años	2 años
Aire acondicionado 12 kW < Pn ≤ 70 kW	2 años	Anual
Instalaciones de potencia superior a 70 kW	Mensual	Mensual»

Dos. Se añaden los siguientes términos y definiciones en el apéndice 1:

«1. Después de ‘‘Instalaciones centralizadas’’:

‘Instalación de aire acondicionado’: Combinación de elementos necesarios para proporcionar un tipo de tratamiento del aire interior, mediante el cual la temperatura está controlada o puede bajarse.

3. Después de ‘‘Biocombustibles sólidos’’:

‘Bomba de calor’: Máquina, dispositivo o instalación que transfiere calor del entorno natural, como el aire, el agua o la tierra, al edificio o a aplicaciones industriales invirtiendo el flujo natural de calor, de modo que fluya de una temperatura más baja a una más alta. En el caso de las bombas de calor reversible, también pueden trasladar calor del edificio al entorno natural.»

Disposición final cuarta. *Títulos competenciales.*

Este real decreto se dicta en ejercicio de las competencias que las reglas 13.ª, 23.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución Española atribuyen al Estado sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, sobre protección del medio ambiente y sobre bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final quinta. *Incorporación de derecho de la Unión Europea.*

Mediante este real decreto se incorpora al derecho español la regulación de los aspectos relativos a las auditorías energéticas, al sistema de acreditación de proveedores de servicios energéticos y auditores energéticos y la promoción de la eficiencia en el calor y en la

refrigeración, previstos en la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

También se incorpora al derecho español las definiciones establecidas en los apartados 2, 15 y 18 del artículo 2 de la Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios.

Disposición final sexta. *Desarrollo y aplicación.*

Por el Ministro de Industria, Energía y Turismo se dictarán las disposiciones que exijan el desarrollo y aplicación del presente real decreto.

Disposición final séptima. *Entrada en vigor.*

Este real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Modelo de comunicación relativo a la realización de una auditoría energética

D./D.ª……..……, mayor de edad, con documento nacional de identidad número ……..……., en nombre y representación de ……. ……, con domicilio social en ……. ….....……., NIF ……., CNAE ……., teléfono de contacto ……. y correo electrónico ……..

Declaro bajo mi responsabilidad, a efectos de cumplir lo establecido en el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía, que D./D.ª ……. ….....……., con DNI/NIE ……..……..., actuando como auditor: (externo/ interno), cumple los requisitos para el ejercicio de la actividad profesional de auditor energético en virtud de: (estar en posesión de una titulación ……..…… / tener los conocimientos teóricos y prácticos sobre las auditorías energéticas), ha realizado para la empresa ……., con fecha …….., una auditoría energética en sus instalaciones de ……., y que la auditoría realizada:

a) Cumple todos los requisitos establecidos en el artículo 3 del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero.

b) Que refleja la siguiente información:

1. Consumo de energía final (kWh/año) ……

Con el siguiente desglose:

– energía eléctrica (kWh/año),
– energía térmica (kWh/año),
– transporte (kWh/año)

2. Ahorro estimado de energía final (kWh/año) ……

Con el siguiente desglose:

– energía eléctrica (kWh/año), ……..
– energía térmica (kWh/año), ……
– transporte (kWh/año) …….....……

3. Emisiones de CO_2 evitadas (tCO_2 e/año) ……..

4. Inversión estimada para acometer las mejoras señaladas en la auditoría (€) ……
……

5. Periodo de retorno de la inversión (años) ……

6. Ahorro de energía final correspondiente a las mejoras implementadas derivadas de las auditorías energéticas previas (kWh/año): ……

Con el siguiente desglose para cada medida implantada:

i. Información general:

– Denominación de la medida implantada: ……
– Descripción de la medida: ……
– Fecha de implantación: ……

ii. Datos económicos:

– Inversión total (€) ……..
– En el caso de haber recibido cualquier tipo de ayuda de una administración pública, indicar:

• denominación del programa de ayuda: ……
• cuantía recibida (€): ……

iii. Datos energéticos:

– Ahorro anual de energía final (kWh/año): ……

Con el siguiente desglose:

– energía eléctrica (kWh/año), ……
– energía térmica (kWh/año), ……
– transporte (kWh/año) ……

7. Porcentaje que supone el consumo asociado a esta instalación respecto al consumo total de energía final de la empresa en el territorio nacional [%] ……

c) Que se dispone de la documentación que acredita el cumplimiento de los citados requisitos, y que se compromete a conservarlos y ponerlos a disposición de la autoridad competente para su inspección, de acuerdo con el artículo 5 del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero.

En …… a …… de …… de ……

Firma

ANEXO II

Modelo de declaración responsable relativa al cumplimiento de los requisitos para el ejercicio de la actividad profesional de proveedores de servicios energéticos

D./Dª. ……, mayor de edad, con documento nacional de identidad número ....., en nombre y representación del proveedor de servicios energéticos…… ……, donde ostenta el cargo de…….....

Declaro bajo mi responsabilidad, a efectos de solicitar la habilitación para el desarrollo de la actividad de proveedor de servicios energéticos, que:

a) Los datos generales del proveedor de servicios energéticos, para el que se solicita habilitación son:

Nombre:…….....
Dirección:…….....

Código postal:……
Población:……
Provincia:……
Página de internet:……

Ámbito territorial en el que se declara la disposición para ejercer a efectos de la publicidad del operador en el Listado de Proveedores de Servicios Energéticos:

☐ Andalucía.
☐ Aragón.
☐ Asturias.
☐ Baleares.
☐ Canarias.
☐ Cantabria.
☐ Castilla-La Mancha.
☐ Castilla y León.
☐ Cataluña.
☐ Ceuta.
☐ Comunidad Valenciana.
☐ Extremadura.
☐ Galicia.
☐ La Rioja.
☐ Madrid.
☐ Melilla.
☐ Murcia.
☐ Navarra.
☐ País Vasco.

Información adicional: ……

b) Que cumple todos los requisitos establecidos en el artículo 7 del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone parcialmente la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos, promoción de la eficiencia del suministro de energía.

c) Que dispone de la documentación que así lo acredita.

d) Que se halla legalmente establecido, sin que existan prohibiciones en este momento que le impidan ejercer la actividad en España.

Asimismo, manifiesto que dispongo de la documentación que acredita el cumplimiento de los citados requisitos, y que me comprometo a mantenerlos durante el periodo de tiempo inherente al ejercicio de la actividad de proveedor de servicios energéticos y a notificar los hechos que supongan una modificación de los mismos, asumiendo las responsabilidades legales en caso de incumplimiento, falsedad u omisión.

En …… a …… de …… de.….

Firma

ANEXO III

Potencial de eficiencia en la calefacción y la refrigeración

1. La evaluación completa de los potenciales nacionales de calefacción y refrigeración a la que se refiere el artículo 13, apartado 1, incluirá:

a) Una descripción de la demanda de calefacción y refrigeración.

b) Una previsión de cómo cambiará esta demanda en los siguientes 10 años, teniendo en cuenta en particular la evolución de la demanda en los edificios y los diferentes sectores de la industria.

c) Un mapa del territorio nacional en el que se señalen, preservando al mismo tiempo la información comercialmente sensible:

i. Los puntos de demanda de calefacción y refrigeración, incluidos:

Los municipios y conurbaciones con una relación entre superficie construida y superficie del terreno de, como mínimo, 0,3.

Las zonas industriales con un consumo anual total de calefacción y refrigeración de más de 20 GWh.

ii. La infraestructura de calefacción y refrigeración urbana ya existente y planificada.

iii. Los puntos posibles de generación de calefacción y refrigeración, incluidas:

Las instalaciones de generación de electricidad con una producción anual de electricidad de más de 20 GWh.

Las instalaciones de incineración de residuos.

Las instalaciones de cogeneración planificadas y existentes que usan las tecnologías señaladas en el anexo I del Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de cogeneración.

d) La determinación de la demanda de calefacción y refrigeración que podría satisfacerse mediante cogeneración de alta eficiencia, incluida la microcogeneración residencial, y mediante calefacción y refrigeración urbana.

e) La determinación del potencial adicional de cogeneración de alta eficiencia, incluido el obtenido a partir de la renovación de las infraestructuras ya existentes y la construcción de instalaciones de nueva generación e industriales, o de otras instalaciones que generen calor residual.

f) La determinación del potencial de eficiencia energética de la infraestructura urbana de calefacción y refrigeración.

g) Estrategias, actuaciones y medidas que podrán adoptarse hasta 2020 y hasta 2030 para realizar el potencial indicado en la letra e) a fin de satisfacer la demanda indicada en la letra d), incluidas, en su caso, propuestas de:

i. Aumento de la parte correspondiente a la cogeneración en la producción de calefacción y refrigeración, y en la generación de electricidad,

ii. Desarrollo de infraestructuras urbanas de calefacción y refrigeración eficientes capaces de irse adaptando a la evolución de la cogeneración de alta eficiencia, el uso de calefacción y refrigeración a partir de calor residual, y al uso de las fuentes de energía renovables,

iii. Estimular la ubicación de las nuevas instalaciones térmicas de generación de electricidad y de las nuevas plantas industriales que produzcan calor residual en emplazamientos donde se recupere una cantidad máxima del calor residual disponible para satisfacer la demanda ya existente o prevista de calefacción y refrigeración.

iv. Estimular la ubicación de las nuevas zonas residenciales o de las nuevas plantas industriales que consumen calor en sus procesos de producción en emplazamientos en los que el calor residual disponible, tal como se indica en la evaluación completa, pueda contribuir a satisfacer su demanda de calefacción y refrigeración. Esto podría conllevar propuestas que apoyasen la agrupación de una serie de instalaciones individuales en un mismo emplazamiento a fin de asegurar una correspondencia óptima entre la demanda y la oferta de calefacción y refrigeración.

v. Estimular la conexión de las instalaciones térmicas de generación de electricidad, las plantas industriales que produzcan calor residual, las plantas de incineración de residuos y otras plantas de conversión de residuos en energía a la red local de refrigeración o calefacción urbana.

vi. Estimular la conexión de las zonas residenciales y de las plantas industriales que consumen calor para sus procesos de producción a la red local de refrigeración o calefacción urbana.

h) La proporción de cogeneración de alta eficiencia y el potencial realizado y los avances conseguidos en virtud de la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda

de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE.

i) Una estimación de la energía primaria que debe ahorrarse.

j) Una estimación de las medidas de apoyo público a la calefacción y la refrigeración, si las hay, indicando el presupuesto anual y señalando el elemento de ayuda potencial; esta indicación no prejuzga una notificación separada de los regímenes de ayuda pública para la evaluación de la ayuda estatal.

2. En la medida adecuada, la evaluación completa podrá estar compuesta por un conjunto de planes y estrategias regionales o locales.

ANEXO IV

Parte 1

Análisis de costes y beneficios: Principios generales

El análisis de costes y beneficios puede consistir en una evaluación de un proyecto de instalación individual o de un grupo de proyectos de un ámbito más amplio local, regional o nacional, a fin de establecer la opción más rentable y ventajosa de calefacción o refrigeración para una zona geográfica dada a efectos de la planificación del sistema de calefacción.

Por su parte, la finalidad de la realización del análisis de costes y beneficios, en relación con las medidas destinadas a promover la eficiencia de los sistemas de calefacción y refrigeración que se contemplan en el artículo 13, apartado 3, es establecer la base de una decisión por la que se definen de forma cualificada las prioridades de los recursos limitados a nivel social.

Los análisis de costes y beneficios comprenderán las siguientes etapas y consideraciones:

a) Establecimiento de los límites del sistema y de los límites geográficos. El ámbito de un análisis de costes y beneficios determinado delimita el sistema de energía correspondiente. El límite geográfico abarcará una zona geográfica adecuada, bien definida, por ejemplo, una región o un área metropolitana dadas, para evitar que se seleccionen soluciones subóptimas en función de los proyectos.

b) Planteamiento integrado de las opciones relativas a la demanda y la oferta. El análisis de costes y beneficios tendrá en cuenta todos los recursos de suministro pertinentes disponibles dentro de los límites del sistema y de los límites geográficos, con arreglo a los datos disponibles, incluido el calor residual de las instalaciones de generación de electricidad, de las instalaciones industriales y la energía renovable, y las características y tendencias de la demanda de calefacción y refrigeración.

c) Establecimiento de una línea de base. La finalidad de una línea de base es servir de punto de referencia a partir del cual se podrán evaluar las hipótesis alternativas.

d) Definición de hipótesis alternativas. Se tomarán en consideración todas las alternativas pertinentes con respecto a la línea de base. Las hipótesis que no sean viables debido a razones técnicas, financieras, de normativa nacional o por limitaciones de tiempo podrán excluirse en una primera fase del análisis de costes y beneficios, si dicha exclusión queda justificada sobre la base de consideraciones bien estudiadas, explícitas y bien documentadas.

Únicamente las opciones de la cogeneración de alta eficiencia, la calefacción y refrigeración urbana eficiente o el suministro individual eficiente de calefacción y refrigeración deberían tenerse en cuenta en el análisis de costes y beneficios como hipótesis alternativas a la línea de base.

e) Método para calcular el excedente del beneficio sobre el coste:

i. Se evaluarán y compararán los costes y beneficios totales a largo plazo de las opciones de suministro de calefacción y refrigeración.

ii. El criterio de evaluación será el valor actual neto (VAN).

iii. El horizonte temporal se elegirá de tal manera que incluya todos los costes y beneficios pertinentes de las hipótesis. Por ejemplo, para una central eléctrica alimentada con gas, un horizonte temporal adecuado podrían ser 25 años, para un sistema de calefacción urbana, 30 años, o para equipo de calefacción del tipo de las calderas, 20 años.

f) Cálculo y previsión de precios y otras hipótesis para el análisis económico:

i. Se facilitarán hipótesis a efectos de los análisis de costes y beneficios sobre los precios de los principales factores de venta y consumo y sobre la tasa de descuento.

ii. La tasa de descuento empleada en el análisis económico para el cálculo del valor actual neto se escogerá de acuerdo con directrices nacionales o europeas (teniendo en cuenta los datos provistos por el Banco Central Europeo).

iii. Si procede, se empleará en el contexto nacional, regional o local, previsiones nacionales, europeas o internacionales de evolución de los precios de la energía.

iv. Los precios utilizados en el análisis económico reflejarán los verdaderos costes y beneficios socioeconómicos, y deberían incluir los costes externos, como las repercusiones medioambientales y sanitarias, en la medida de lo posible, es decir, cuando exista un precio de mercado o cuanto éste ya esté incluido en la normativa europea o nacional.

g) Análisis económico: Inventario de repercusiones. Los análisis económicos tendrán en cuenta todas las repercusiones económicas pertinentes.

Se podrá evaluar y tener en cuenta, a la hora de adoptar una decisión, los costes y el ahorro de energía que se derivarán del aumento de la flexibilidad en la oferta de energía y la optimización del funcionamiento de las redes eléctricas, incluyendo los costes evitados y el ahorro obtenido gracias a una reducción de la inversión en infraestructura, en las hipótesis analizadas.

Los costes y beneficios que se tengan en cuenta incluirán, al menos, lo siguiente:

i. Beneficios: Valor de la oferta al consumidor (calor y electricidad).

ii. Costes:

Costes en capital de las instalaciones y equipos.
Costes en capital de las redes de energía asociadas.
Costes de funcionamiento fijos y variables.
Costes energéticos.

h) Análisis de sensibilidad. Se incluirá un análisis de sensibilidad para evaluar los costes y beneficios de un proyecto o grupo de proyectos sobre la base de los diferentes precios de la energía, las tasas de descuento y otros factores variables que tengan un impacto significativo sobre el resultado del cálculo.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía publicará una guía metodológica sobre la realización de los análisis de costes y beneficios, con arreglo al presente anexo.

Por su parte, los análisis de costes y beneficios a efectos del artículo 13, apartado 3, incluirán un análisis económico que abarque los factores sociales y medioambientales.

Parte 2

Principios particulares para los análisis de costes y beneficios

a) Cuando se proyecte una instalación de generación de electricidad únicamente o una instalación sin recuperación de calor, se deberá realizar una comparación entre las instalaciones proyectadas o la renovación proyectada y una instalación equivalente que genere la misma cantidad de electricidad o de calor de proceso, pero que recupere calor residual y que suministre calor mediante la cogeneración de alta eficiencia y las redes urbanas de calefacción o refrigeración.

b) Dentro de un límite geográfico determinado, la evaluación tendrá en cuenta las instalaciones proyectadas y cualesquiera puntos de demanda de calor existentes o potenciales pertinentes a los que pudieran dar suministro, teniendo presentes las posibilidades racionales (por ejemplo, la viabilidad técnica y la distancia).

c) El límite del sistema se fijará de manera que incluya las instalaciones previstas y las cargas térmicas, como los edificios y los procesos industriales. Dentro de este límite del sistema, se determinará el coste total de suministro de calor y electricidad para ambos casos y se efectuará la comparación.

d) Las cargas térmicas incluirán las cargas térmicas existentes, como una instalación industrial o un sistema de calefacción urbana existente, así como, en las zonas urbanas, la carga térmica y los costes que se generarían en caso de que se proveyera a un grupo de edificios o a parte de una ciudad de una nueva red de calefacción urbana, o se los conectara a la misma.

e) El análisis de costes y beneficios se basará en una descripción de la instalación proyectada y de las instalaciones comparables, que incluya la capacidad eléctrica y térmica, si procede, el tipo de combustible, el uso y el número de horas de funcionamiento anual previsto, la ubicación y la demanda eléctrica y térmica.

f) A efectos de la comparación, se tendrán en cuenta la demanda de energía térmica y los tipos de calefacción y refrigeración utilizados por los puntos de demanda de calor cercanos. La comparación abarcará los costes relacionados con la infraestructura de la instalación proyectada y de una instalación comparable.

g) Los análisis de costes y beneficios incluirán un análisis económico que abarque un análisis financiero que refleje las transacciones reales de capital debidas a la inversión en instalaciones particulares y a su explotación.

h) Se considerarán proyectos con un resultado favorable de beneficios en relación con los costes aquellos en que la suma de los beneficios descontados en el análisis económico y financiero supere la suma de los costes descontados (excedente de costes y beneficios).

i) Se determinarán unos principios orientadores para la metodología, las hipótesis y el horizonte temporal del análisis económico.

j) Se podrán exigir a las empresas responsables del funcionamiento de las instalaciones térmicas de generación de electricidad, las empresas industriales, las redes urbanas de calefacción y refrigeración, u otras partes que se encuentren bajo el límite definido del sistema y en los límites geográficos que aporten datos de uso a la hora de evaluar los costes y beneficios de una instalación particular.

ANEXO V

Contenidos mínimos del curso de especialización como auditor energético

1. Fundamentos de energía

Termodinámica.
Transmisión de calor.
Transporte de fluidos.
Generación de calor y frío.
Cogeneración.
Energías renovables:

Biocombustibles.
Biomasa.
Eólica.
Geotermia.
Solar fotovoltaica.
Solar térmica.

Suministro y contratación de fuentes de energía.
Operaciones de mantenimiento de instalaciones energéticas y registro de operaciones.

2. Análisis energético de los edificios

Demanda de energía en los edificios.
Climatización y ventilación.
Iluminación.

Envolvente.
Actividad funcional y ocupacional.
Normativa sobre eficiencia energética en la edificación:

Código Técnico de la Edificación.
Reglamento de Instalaciones Térmicas en los edificios.
Certificación de eficiencia energética en edificios.
Herramientas oficiales de la Administración General del Estado para la evaluación de la eficiencia energética.

3. Análisis energético de las industrias

Energía en procesos.
Aire comprimido.
Aislamiento y refractarios.
Fluidos térmicos.
Frío Industrial.
Hornos.
Intercambiadores de calor.
Motores eléctricos.
Regulación y control.
Secado.
Transporte.
Turbinas.
Vapor y condensados.
Procesos específicos de cada sector industrial.

4. Equipos de medida y toma de datos

Medición de variables energéticas:

Aislamiento térmico.
Caudal y presión de fluidos.
Temperaturas.
Intensidad y tensión eléctrica. Reactiva y armónicos.
Consumos de energía.
Flujos luminosos y niveles de iluminación.
Rendimiento de combustión.

Protocolo de medidas desglosado de la instalación y de sus componentes consumidores de energía

5. Ejecución de la auditoría, presentación de resultados y propuestas de mejoras

Norma UNE-EN 16247-1. Auditorías energéticas. Parte 1: Requisitos generales.
Norma UNE-EN 16247-2. Auditorías energéticas. Parte 2: Edificios.
Norma UNE-EN 16247-3. Auditorías energéticas. Parte 3: Procesos.
Norma UNE-EN 16247-4. Auditorías energéticas. Parte 4: Transporte.

§ 131

Real Decreto 736/2020, de 4 de agosto, por el que se regula la contabilización de consumos individuales en instalaciones térmicas de edificios

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 212, de 6 de agosto de 2020
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2020-9272

La Estrategia de la Unión de la Energía de la Comisión Europea define la eficiencia energética como un principio vertebrador que implica a todas las actuaciones en materia de política energética, a la vez que analiza la eficiencia energética como una de las medidas más rentables y de mayor impacto para ahorrar costes, reducir importaciones, mejorar la competitividad y contribuir a la sostenibilidad medioambiental. Se convierte, de este modo, en un pilar central de la política energética europea y española.

Es por ello que, a través de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, se creó un marco común para fomentar la eficiencia energética dentro de la Unión a la vez que se establecieron acciones concretas para alcanzar el considerable potencial de ahorro de energía.

La Directiva 2012/27/UE ha sido transpuesta a nuestro ordenamiento jurídico a través de diversas normas, entre otras, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, por la que crea el sistema de obligaciones de eficiencia energética y el Fondo Nacional de Eficiencia Energética y el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se establece el marco normativo en lo relativo a las auditorías energéticas, la acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y la promoción de la eficiencia del suministro de energía.

El artículo 9 de la citada Directiva se refiere a los contadores. En concreto, el artículo 9.3 hacen referencia a la contabilización individualizada de los costes de calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria.

La Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, por la que modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética, en el contexto de la Unión de la Energía y de la Estrategia de la Unión Europea relativa a la calefacción y refrigeración, mantiene los elementos principales de la anterior Directiva a este respecto, reforzando los derechos mínimos de los consumidores a obtener información precisa, fiable, clara y puntual sobre su consumo de energía, e incorporando y aclarando determinados aspectos relacionados con la facturación.

Asimismo, la Directiva 2012/27/UE en su exposición de motivos recoge que la utilización de contadores individuales o de sistemas de imputación de costes de calefacción para la medición del consumo individual en edificios de pisos con suministro de calefacción urbana o

calefacción central común resulta beneficiosa cuando los usuarios finales cuentan con medios de control de su propio consumo individual.

Debe señalarse que parte de las obligaciones recogidas en el artículo 9.3 de la citada Directiva 2012/27/UE ya estaban previstas en nuestro ordenamiento jurídico.

Así, la obligación de instalar contadores de agua caliente sanitaria (ACS) en todos los edificios se incluyó en el Real Decreto 1618/1980, de 4 de julio, por el que se aprobó el Reglamento de Instalaciones de Calefacción, Climatización y Agua Caliente Sanitaria, con el fin de racionalizar su consumo energético y en la Orden de la Presidencia del Gobierno, de 16 de julio de 1981, por la que se aprueban las Instrucciones Técnicas Complementarias denominadas IT.IC. y en concreto la IT.IC. 26.2 dedicada a las instalaciones existentes.

Por otra parte, la Orden de Presidencia del Gobierno, de 28 de junio de 1984, por la que se modificaron determinadas Instrucciones Técnicas e Instrucciones Complementarias, recomendaba para edificios nuevos la instalación en cada vivienda de un contador de energía térmica en instalaciones de calefacción y climatización requiriendo, en todo caso, que se dejara prevista su posible colocación.

Posteriormente, el Real Decreto 1751/1998, de 31 de julio, por el que se aprobó el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITE), obligaba a los nuevos edificios a disponer de un sistema que permitiera el reparto de los gastos correspondientes a cada servicio (energía térmica en instalaciones de calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria) entre los diferentes consumidores, tal y como establecía su Instrucción Técnica 1.2.4.4. Esta obligación sigue estando recogida en el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, derogando la regulación anterior.

Mediante el presente real decreto se pretende completar la transposición de la Directiva 2012/27/UE, así como la transposición parcial de la Directiva (UE) 2018/2002, por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética, estableciendo la obligación de los usuarios finales de calefacción y refrigeración de instalar contadores individuales, siempre que sea técnicamente viable y económicamente rentable, de manera que se permita a dicho usuario final conocer y optimizar su consumo real de energía.

Para ello, en este real decreto se fija para los titulares de instalaciones térmicas centralizadas existentes en los edificios nuevos y existentes, la obligación de instalar contadores individuales que midan el consumo de energía térmica de cada consumidor, siempre que sea técnicamente viable y económicamente rentable. Excepcionalmente, para el caso de calefacción, y siempre que no sea técnicamente viable el uso de contadores individuales, se impone la obligación de instalar repartidores de costes de calefacción, siempre que esta opción sea económicamente rentable.

Quedando excluidos del cumplimiento de las obligaciones anteriores los titulares de las instalaciones térmicas determinadas en el anexo I del presente real decreto, bien por su inviabilidad técnica o, en el caso de calefacción, por su ubicación en determinadas zonas climáticas.

Si la instalación térmica no resultara excluida, el titular tendrá la obligación de solicitar a alguna de las empresas instaladoras, habilitadas de conformidad con el RITE, un presupuesto en el que se determine, entre otras cuestiones, la viabilidad técnica y rentabilidad económica de la instalación concreta.

Solo si en el presupuesto se concluye que la instalación de equipos de contabilización individualizada propuestos es técnicamente viable y económicamente rentable, el titular deberá proceder a su instalación.

Adicionalmente, de acuerdo con los artículos 10 bis y 11 bis de la citada Directiva, se establecen obligaciones en relación con la lectura de los equipos de contabilización, que deberán disponer de servicio de lectura remota que permita la liquidación individual de los costes de climatización en base a dichos consumos, al menos una vez cada dos meses.

Este real decreto se adecua a los principios de buena regulación conforme a los cuales deben actuar las Administraciones Públicas en el ejercicio de la iniciativa legislativa y la potestad reglamentaria, como son los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia, previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

Durante su proceso de elaboración, el proyecto fue sometido a consulta pública de conformidad con el artículo 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, en el portal web del entonces Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

En virtud de lo establecido artículo 26.9 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, se ha recabado informe de la Oficina de Calidad y Coordinación Normativa del entonces Ministerio de la Presidencia y para las Administraciones Territoriales.

En su virtud, a propuesta de la Vicepresidenta Cuarta del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 4 de agosto de 2020,

DISPONGO:

Artículo 1. *Objeto.*

El presente real decreto tiene por objeto establecer los requisitos y obligaciones relacionadas con la contabilización de los consumos individuales de calefacción y refrigeración que deben cumplir las instalaciones térmicas centralizadas de los edificios nuevos y existentes, la determinación del coste variable que corresponde a cada unidad de consumo completado con un coste fijo derivado del mantenimiento de las instalaciones del edificio y de la energía térmica irradiada destinada a calentar las zonas comunes del edificio, determinar los procedimientos que permitan comprobar su cumplimiento, así como las obligaciones relativas a la información sobre el consumo individual y el coste de acceso a la información sobre medición y liquidación de consumos, tal y como se establece en la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, así como la Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Será de aplicación a los titulares de las instalaciones térmicas que suministren calefacción o refrigeración a un edificio a partir de una instalación centralizada que abastezca a varios consumidores y a los titulares que reciben dicho suministro desde una red de calefacción o refrigeración urbana, definidas en el apéndice 1 del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) aprobado por el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, cuando dichas instalaciones térmicas no dispongan de un sistema que permita el reparto de los gastos correspondientes a cada servicio (calefacción y refrigeración) entre los diferentes consumidores tal y como establece la Instrucción Técnica 1.2.4.4 del citado Reglamento.

2. También, será de aplicación, en lo relativo a las obligaciones de lectura de los equipos de contabilización, información al consumidor y reparto de costes, recogidas en el artículo 6, a aquellos usuarios finales, cuyas instalaciones térmicas dispongan de un sistema que permita el reparto de los gastos correspondientes a cada servicio (calefacción y refrigeración) entre los diferentes consumidores.

3. Asimismo, será de aplicación, en lo relativo al suministro de calefacción o refrigeración a un edificio a partir de una fuente central que abastezca varios edificios o de una red urbana de calefacción o refrigeración, al titular de la red del citado suministro.

Artículo 3. *Obligación de instalación de equipos de contabilización individualizada.*

1. Los titulares de las instalaciones térmicas existentes en los edificios a las que se refiere el artículo 2, siempre que sea técnicamente viable y económicamente rentable, deberán instalar contadores individuales que midan el consumo de energía térmica en las instalaciones de calefacción y refrigeración de cada consumidor en el intercambiador térmico o punto de entrega.

Estos contadores cumplirán con los requisitos establecidos en la regulación que afecta al Control metrológico del Estado, conforme a la normativa aplicable en su ámbito específico.

Solo para el caso de calefacción, cuando el uso de contadores individuales no sea técnicamente viable, los titulares deberán instalar repartidores de costes de calefacción si ello resulta técnicamente viable y económicamente rentable.

2. En los casos en los que la instalación de equipos de contabilización individualizada sea técnicamente viable y económicamente rentable, los usuarios finales de las citadas instalaciones térmicas deberán contar con los medios necesarios para el control de su propio consumo; bien de control manual o bien de control automático, tales como válvulas termostáticas en cada radiador, o válvulas de zona asociadas a termostato ambiente, entre otras.

3. Quedan excluidos del cumplimiento de las obligaciones anteriores los titulares de las instalaciones térmicas determinadas en el anexo I, bien por su inviabilidad técnica o, en el caso de calefacción, por su ubicación en determinadas zonas climáticas.

4. Cuando se suministre calefacción o refrigeración a un edificio a partir de una fuente central que abastezca varios edificios o de una red urbana de calefacción o refrigeración, el titular de la red del citado suministro instalará un contador en el intercambiador de calor o punto de entrega.

Artículo 4. *Determinación de la viabilidad técnica y rentabilidad económica de la instalación de equipos para la contabilización individualizada del consumo de calefacción.*

1. A los efectos de determinar si una instalación se encuentra dentro de las exclusiones recogidas en el anexo I, la empresa que realiza el mantenimiento de la instalación térmica centralizada deberá asesorar, tal y como recoge la IT3.4.4 del RITE, a los titulares de la misma sobre su posible exclusión de la obligación de instalar equipos de contabilización individualizada, tanto por inviabilidad técnica, como por su ubicación geográfica.

2. Cuando la instalación esté exceptuada, la empresa mantenedora deberá emitir gratuitamente un certificado siguiendo el formato del anexo II y los titulares de la instalación lo deberán presentar ante el órgano competente de su Comunidad Autónoma junto con la declaración responsable del anexo V, de acuerdo con lo indicado en el artículo 7. En caso contrario, los titulares de la instalación centralizada de calefacción tendrán la obligación de solicitar, al menos, un presupuesto estandarizado que permita cumplir con los requisitos de este real decreto.

El presupuesto citado en el párrafo anterior se solicitará a alguna de las empresas instaladoras habilitadas de acuerdo con el RITE, y su emisión será gratuita.

Dicho presupuesto se ajustará necesariamente al modelo del anexo III y deberá cumplir con el siguiente contenido:

a) Deberá incluir información sobre los costes reales de la instalación de los sistemas de contabilización individual y obras anejas necesarios para cumplir con la obligación establecida por la Directiva 2012/27/UE, así como el coste correspondiente a la lectura, gestión y liquidación de los consumos.

b) Deberá concluir, positiva o negativamente, sobre la viabilidad técnica y rentabilidad económica de la instalación de un sistema de contabilización individualizada de los referidos en el apartado primero del artículo 3, esto es, contadores individuales o, cuando así proceda para el caso de calefacción, repartidores de costes de calefacción.

c) En el caso de resultar negativa dicha valoración de la viabilidad técnica y rentabilidad económica, los titulares de la instalación deberán presentar el presupuesto del anexo III ante el órgano competente de su Comunidad Autónoma junto con la declaración responsable del anexo V, de acuerdo con lo indicado en el artículo 7.

d) En el caso de resultar positiva dicha valoración de la viabilidad técnica y rentabilidad económica, el presupuesto deberá incluir el periodo estimado de recuperación de la inversión de la instalación de sistemas de contabilización individualizada.

e) No podrán incluirse cláusulas distintas a las previstas en el modelo de presupuesto contenido en el anexo III.

3. Se considerará que la instalación de sistemas de contabilización individualizada es económicamente rentable, cuando el periodo estimado de recuperación de la inversión, calculado en el presupuesto referido en el apartado segundo del presente artículo, sea inferior al número de años de retorno de la inversión fijado en el apartado 2.4 del anexo III.

4. Si el resultado de este presupuesto, en los términos referidos, acredita la viabilidad técnica y rentabilidad económica, el titular deberá proceder a la instalación de los sistemas de contabilización individualizada en un plazo máximo de quince meses a contar desde las fechas previstas en la disposición transitoria única.

Para llevar a cabo esta instalación, el titular podrá voluntariamente aceptar el citado presupuesto, donde se recogen las inversiones necesarias para cumplir con el presente real decreto, o alternativamente aceptar otros presupuestos con las condiciones de régimen de venta, pago a plazos o alquiler o actuaciones complementarias a los requisitos mínimos establecidos en este real decreto que estime oportuno. Estos últimos presupuestos, no tendrán que seguir el formato del anexo III. El instalador deberá informar expresamente al titular por escrito de que las actuaciones contenidas en los presupuestos distintos a los regulados en el citado anexo III exceden, en su caso, de los requisitos mínimos de cumplimiento recogidos en el presente real decreto.

5. A la finalización de los trabajos de la instalación de los equipos de contabilización, la empresa instaladora, entregará a los titulares de la instalación una memoria técnica con la información relevante sobre los equipos instalados (identificación de los sistemas instalados, parámetros de ajuste utilizados, etc.).

Artículo 5. *Determinación de la viabilidad técnica y rentabilidad económica de la instalación de equipos para la contabilización individualizada del consumo de refrigeración.*

1. A los efectos de determinar si una instalación se encuentra dentro de las exclusiones recogidas en el anexo I, la empresa que realiza el mantenimiento de la instalación térmica centralizada deberá asesorar, tal y como recoge la IT3.4.4 del RITE, a los titulares de la misma sobre su posible exclusión de la obligación de instalar equipos de contabilización individualizada por inviabilidad técnica.

Cuando la instalación esté exceptuada, la empresa mantenedora deberá emitir gratuitamente un certificado siguiendo el formato del anexo II y los titulares de la instalación lo deberán presentar ante el órgano competente de su Comunidad Autónoma junto con la declaración responsable del anexo V, de acuerdo con lo indicado en el artículo 7. En caso contrario, los titulares de la instalación centralizada de refrigeración deberán proceder a la determinación de la viabilidad técnica y rentabilidad económica de acuerdo con el siguiente apartado.

2. Los titulares de la instalación centralizada de refrigeración deberán solicitar a una empresa instaladora, habilitada de acuerdo con el RITE, la realización de un análisis de la viabilidad técnica y la rentabilidad económica de la instalación de sistemas de contabilización individualizada de acuerdo con el porcentaje estimado de ahorro energético anual a determinar por el instalador y con el número de años de retorno de la inversión establecido en el apartado 2.4 del anexo III. La emisión de este análisis de la viabilidad técnica y rentabilidad económica será gratuita.

Si como resultado de este análisis, la empresa instaladora determina la viabilidad técnica y rentabilidad económica de la instalación de sistemas de contabilización individualizada de refrigeración, los titulares deberán proceder a su instalación en un plazo máximo de quince meses a contar desde las fechas previstas en la disposición transitoria única. En caso contrario la empresa instaladora deberá emitir un certificado siguiendo el formato del anexo II y los titulares de la instalación centralizada lo presentarán ante la Comunidad Autónoma con la declaración responsable del anexo V, de acuerdo con lo indicado en el artículo 7.

Artículo 6. *Obligaciones de lectura de los equipos de contabilización, información al consumidor y reparto de costes.*

1. Los sistemas de contabilización de consumos instalados desde la entrada en vigor del presente real decreto, ya sea en el tramo de acometida o por medio de repartidores de costes de calefacción, deberán disponer de un servicio de lectura remota que permita la liquidación individual de los costes de climatización en base a dichos consumos.

El instalador, o en su caso la empresa encargada del servicio de medición, reparto y contabilización, deberá informar de forma previa a la firma del contrato, si las tecnologías utilizadas para los servicios de lectura de consumo permiten la posibilidad de un cambio en el proveedor de este servicio sin necesidad de incurrir en gastos adicionales.

Los sistemas de contabilización ya instalados en la fecha de entrada en vigor del presente real decreto, deberán permitir realizar lecturas remotas o ser sustituidos por otros sistemas que sí lo permitan, antes del 1 de enero de 2027.

Entretanto, la obligación de contabilización de consumos podrá cumplirse mediante un sistema de autolectura periódica por parte del usuario final que comunicará la lectura de su contador, excepto en caso de que se haga una medición individual del consumo basada en repartidores de costes de calefacción. Solo si el usuario final no ha facilitado una lectura de contador para un intervalo de facturación determinado, la facturación se basará en una estimación del consumo o en un cálculo a tanto alzado.

2. La información sobre la lectura de los equipos de medida y la liquidación individual se proporcionará gratuitamente al usuario final al menos una vez cada dos meses durante el periodo de servicio de la instalación, incluyendo como opción que esta información y liquidación se ofrezcan en formato electrónico. En caso de disponer de un servicio de lectura remota, esta información y liquidación se proporcionará, al menos, mensualmente. En todo caso, el usuario final deberá tener un acceso adecuado y gratuito los datos de su consumo.

No obstante, la distribución de los costes ligados a la información sobre la liquidación del consumo individual de calefacción y refrigeración, se realizará sin fines lucrativos. Los costes derivados de la atribución de esa tarea a un tercero y que incluyen la medición, el reparto y la contabilización del consumo real individual en esos edificios, podrán repercutirse a los usuarios finales, siempre que tales costes sean razonables y asequibles conforme a los estándares de mercado.

Asimismo, la información referida en el párrafo anterior deberá estar disponible vía internet para el consumidor y ser actualizada en la medida en que los sistemas de contabilización lo permitan.

Adicionalmente, a fin de que los titulares de las instalaciones térmicas puedan regular su propio consumo de energía, la facturación se llevará a cabo sobre la base del consumo real o de las lecturas del repartidor de costes de calefacción, como mínimo, una vez al año.

3. Se garantizará que con la liquidación individual se facilite gratuitamente información apropiada para que los consumidores reciban una relación completa de sus costes energéticos, con al menos el contenido recogido en el anexo IV.

4. En los edificios en los que se haya instalado un sistema de contabilización individualizada, los datos de consumo proporcionados por el mismo servirán para determinar el coste variable por consumo que corresponde a cada unidad de consumo, el cual se completará con un coste fijo derivado del mantenimiento y de la energía térmica irradiada por instalaciones del edificio y destinada a calentar las zonas comunes del edificio.

La determinación del peso que deben tener los costes fijos y los variables en las liquidaciones individuales debe establecerse por los titulares de las instalaciones, debería situarse el coste variable entre el 60 % y el 75 % del coste total, tomando en consideración el criterio técnico del mantenedor de la instalación térmica.

5. En el caso de que alguno de los titulares de las instalaciones de calefacción o refrigeración no hubiera instalado un sistema de contabilización individual, le será de aplicación, como mínimo, la mayor ratio de consumo por metro cuadrado de superficie, de las calculadas en el proceso de elaboración de las liquidaciones individuales.

6. A efectos de facilitar la labor de verificación, así como el tratamiento estadístico de los datos registrados por los sistemas de contabilización de consumos individuales previstos en este real decreto, el órgano competente de la Comunidad Autónoma podrá acceder vía remota a los mismos.

Artículo 7. *Documentación justificativa.*

Cuando, de acuerdo con el artículo 4 o, en su caso, el artículo 5, no sea necesaria la instalación de los sistemas de contabilización individualizada por no resultar técnicamente viable o económicamente rentable, será preceptiva la presentación de una declaración de los titulares, de acuerdo con el contenido mínimo establecido en el modelo del anexo V, junto con el correspondiente anexo II o III, ante el órgano competente de la Comunidad Autónoma o de las Ciudades de Ceuta o Melilla conforme al RITE, en el plazo máximo de dos meses desde la fecha de firma del anexo II o el anexo III, según corresponda.

Únicamente no será necesaria la presentación del modelo establecido en el anexo V, ni el correspondiente anexo II, cuando la causa de exclusión sea la ubicación del edificio en una determinada zona climática, de las recogidas en el apartado b) del anexo I.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 14.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, estarán obligados a presentar la declaración responsable a través de medios electrónicos las personas jurídicas, las comunidades de propietarios y sus representantes.

Artículo 8. *Responsabilidad de su aplicación.*

1. Quedan responsabilizados del cumplimiento de este real decreto los titulares de las instalaciones térmicas en los edificios en los términos que establece el artículo 2.

2. Las obligaciones derivadas del cumplimiento de este real decreto serán verificadas por el órgano competente de la comunidad autónoma o de las ciudades de Ceuta o Melilla conforme al RITE de acuerdo con el punto siguiente.

3. El órgano de la comunidad autónoma o de las ciudades de Ceuta o Melilla competente en materia del RITE establecerá y aplicará un sistema de verificación de las obligaciones derivadas del presente real decreto, para lo cual podrá realizar cuantas inspecciones o verificaciones considere necesarias con el fin de vigilar el cumplimiento del mismo.

4. Las verificaciones se realizarán por personal del órgano competente de la comunidad autónoma o de las ciudades de Ceuta o Melilla, sin perjuicio de que las actuaciones materiales o auxiliares a la función verificadora, que no impliquen el ejercicio de potestades públicas, puedan ser realizadas por otras entidades u organismos a los que la administración competente encomiende esta función.

Artículo 9. *Empresas habilitadas.*

La instalación de los elementos obligados por este real decreto se deberá realizar por empresas instaladoras definidas y habilitadas de conformidad con lo dispuesto en los artículos 35 y siguientes del capítulo VIII del RITE.

Artículo 10. *Régimen sancionador.*

En el caso de incumplimiento de los preceptos contenidos en este real decreto será de aplicación el régimen sancionador previsto en los artículos 77, 78, 80 y del 82 al 86 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia y demás normas que sean de aplicación.

Disposición transitoria única. *Plazos.*

Las fechas límite para que los titulares cumplan con la obligación de obtener un presupuesto siguiendo el modelo establecido en el anexo III serán las siguientes, en función del uso, número de viviendas del edificio y de la zona climática en la que se sitúe el edificio, de las definidas en el Documento Básico de Ahorro de Energía de la Parte II del Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo:

a) 1 de febrero de 2021 para edificios de uso diferente al de vivienda y, en la zona climática E, para edificios de 20 o más viviendas.

b) 1 de julio de 2021 en la zona climática E, para edificios de menos de 20 viviendas, y en la zona climática D, para edificios de 20 o más viviendas.

c) 1 de diciembre de 2021 en la zona climática D, para edificios de menos de 20 viviendas, y en la zona climática C, para edificios de 20 o más viviendas.

d) 1 de febrero de 2022 en la zona climática C, para edificios de menos de 20 viviendas.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Este real decreto tiene carácter básico y se dicta al amparo de la competencia que las reglas 13.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución Española, atribuyen al Estado en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y bases del régimen minero y energético.

Disposición final segunda. *Incorporación de derecho de la Unión Europea.*

Mediante el presente real decreto se completa la incorporación al derecho español de la regulación prevista en el artículo 9.3, 10 y 11 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE; Asimismo, se transpone parcialmente al Derecho español la Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre, por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética, en lo que se refiere a la contabilización individualizada de consumos energéticos de calefacción y refrigeración, en concreto el punto 2 del artículo 9 bis, el artículo 9 ter, el artículo 9 quáter, artículo 10 bis (salvo el punto 3), 11 bis (salvo el punto 3) y el anexo VII bis.

Disposición final tercera. *Habilitación normativa y modificaciones del contenido de los anexos.*

1. Se habilita al titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para que, en el ámbito de sus competencias, dicte las disposiciones reglamentarias necesarias para el desarrollo y aplicación de este real decreto.
2. Asimismo, se habilita al titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para modificar, por medio de orden ministerial, los anexos del presente real decreto.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Instalaciones térmicas excluidas de la obligación de instalar sistemas de contabilización individualizada

a) Por inviabilidad técnica, tanto por la instalación como por la imposibilidad de regulación.

i. Quedan exceptuados de la obligación de instalar contadores de energía individualizada los sistemas de calefacción equipados con emisores de calor conectados en serie (monotubos en serie), siempre que den servicio a más de un usuario en un mismo anillo.
ii. Quedan exceptuados de la obligación de instalar repartidores de costes de calefacción de forma individualizada los siguientes sistemas:

A. Sistema de calefacción equipado con emisores de calor conectados en serie (monotubos en serie), si es una instalación en columnas (más de un usuario por columna).
B. Ventiloconvectores.
C. Aerotermos.

iii. Queda igualmente exceptuado cualquier sistema que no permita individualizar tanto consumo, como la gestión del sistema usuario a usuario.

b) Por falta de rentabilidad económica, quedan exceptuadas de instalar sistemas de contabilización individualizada las instalaciones térmicas de calefacción situadas en las zonas climáticas α, A y B, de las definidas en el Documento Básico de Ahorro de Energía de la Parte II del Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.

ANEXO II

Certificado de exclusión de la obligación de instalar sistemas de contabilización individualizada

Identificación del mantenedor del sistema de climatización centralizada/instalador

D./D.ª …… …….., mayor de edad, con DNI/NIF, pasaporte o documento equivalente en caso de extranjeros, número ……..., en nombre y representación de la empresa ……..…… con N.º registro de habilitación como instalador/mantenedor RITE ..…… NIF número....., domiciliada en: ……....., N.º:……., Localidad: ……., CP: ……..., Provincia:……....., Teléfono: …… ……..., Fax: ……., correo electrónico: ……..,

CERTIFICA

Que la instalación térmica del edificio situado en: ……. …......, N.º……., Localidad: ……. ….,CP: ……..., Provincia:……....., está excluida de la obligación de instalar sistemas de contabilización individualizada de acuerdo con el anexo I del Real Decreto 736/2020, de 4 de agosto, por el que se regula la contabilización de consumos individuales en instalaciones térmicas de edificios por:

EN EL CASO DE INSTALACIONES DE CALEFACCIÓN:

a) Inviabilidad técnica □

Sistema utilizado:

b) Ubicación en zona climática del CTE □

Zona climática:

EN EL CASO DE INSTALACIONES DE REFRIGERACIÓN:

a) Inviabilidad técnica □

Sistema utilizado:

b) Falta de rentabilidad económica □

Motivación:

En ……., a ……. de ……..... de 20…..

Firmado por el representante de la empresa mantenedora/instaladora.

ANEXO III

Modelo del presupuesto

Identificación del Instalador que elabora el presupuesto

D./D.ª …… …… ……, mayor de edad, con DNI/NIF, pasaporte o documento equivalente en caso de extranjeros, número ……., en nombre y representación de la empresa ……..…… con N.º registro de habilitación como instalador RITE …… NIF número....., domiciliada en: ……....., N.º:……, Localidad: ……,CP: ……., Provincia:……....., Teléfono: …… ……., Fax: ……, correo electrónico: ……..

Identificación de la empresa encargada de la lectura, gestión de los datos de consumo y liquidación individual de los costes de calefacción (cuando sea distinta al instalador)

D./Dª. …… …… ……, mayor de edad, con DNI/NIF, pasaporte o documento equivalente en caso de extranjeros, número ……., en nombre y representación de la empresa ……..…… con NIF número....., domiciliada en: ……....., N.º:……, Localidad: ……., CP: ……..……..., Provincia:…….... ….....…, Teléfono: ……..……., Fax: ……..……., correo electrónico: …… ……..

Identificación del edificio objeto del presupuesto

Dirección del edificio en: ……....., N.º:……, Localidad: ……., CP: ……., Provincia:…….....

1. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICA.

La instalación propuesta en el presente presupuesto, ¿es viable técnicamente?: Sí / No.

Motivación en caso de no ser viable técnicamente:

En ……., a …… de …… de 20…..

Firmado por el instalador que elabora el presupuesto.

A cumplimentar solo en el caso de que se considere técnicamente viable.

2. ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA.

2.1 Inversión necesaria. (A rellenar aquellas partidas que procedan.)

Descripción	Cantidad (Uds)	Precio unitario (€/ud)	Importe (€)
CONTADOR/REPARTIDOR DE COSTES. Suministro y montaje de contadores/repartidores digitales marca y modelo...		.	
EQUILIBRADO HIDRÁULICO. Estudio de equilibrado hidráulico.			
VARIADOR DE FRECUENCIA PARA ACTUAR SOBRE LA BOMBA DE CALEFACCIÓN, O NUEVA BOMBA CON POSIBILIDAD DE VARIADOR. Suministro y montaje de variador de frecuencia para actuar sobre la bomba de calefacción, que permita adaptarse a la demanda real de calefacción de los usuarios, de las siguientes características técnicas (a describir por el ofertante): (Eventualmente se puede valorar la sustitución de la bomba actual por otra bomba con variación de frecuencia incorporada.)			
CONJUNTO DE VÁLVULAS DE PRESIÓN DIFERENCIAL. Suministro y montaje de un conjunto de válvulas para la estabilización de la presión diferencial, compuesto por: – Válvula de presión diferencial ajustable marca y modelo… – Válvula de vaciado marca y modelo…			
INSTALACIÓN DE BY-PASS EN CIRCUITOS. Suministro e instalación de válvula de descarga proporcional para control de by-pass, marca y modelo...			

Descripción	Cantidad (Uds)	Precio unitario (€/ud)	Importe (€)
OBRA CIVIL necesaria...			
OTROS conceptos no incluidos en las anteriores partidas necesarios para el cumplimiento de las obligaciones recogidas en el presente real decreto. (A describir por la empresa ofertante.)			
TOTAL INVERSIÓN.			

2.2 Coste de lectura, gestión de los datos de consumo y liquidación individual de los costes de calefacción.

Descripción	Coste de cada lectura, gestión y liquidación (€)	N.º de liquidaciones anuales	Importe (€)
Coste por usuario.			
Coste total del edificio.			

2.3 Calculo de la rentabilidad económica.

Para determinar la rentabilidad económica de la instalación de equipos de contabilización individualizada se utilizará la siguiente fórmula, que calcula el número de años de retorno de la inversión que supone la instalación de los citados equipos.

$$\text{N.º de años de retorno de la inversión} = \frac{\text{Inversión}}{\text{Ahorro neto anual}}$$

Donde:

– Inversión: Inversión total según presente presupuesto.
– Ahorro neto anual: (Coste energético promedio * porcentaje de ahorro) -coste anual de lectura, gestión de datos de consumo y liquidación individual de los costes de calefacción.

Siendo:

– Coste anual de lectura, gestión y liquidación: coste de lectura, gestión y liquidación anual según presente presupuesto.
– Coste energético promedio: Valor promedio de los tres últimos años de la factura energética de calefacción.
– Porcentaje de ahorro: Porcentaje estimado de ahorro energético anual a determinar por el instalador que elabora el presupuesto.

Número de años de retorno de la inversión:

2.4 Determinación de la rentabilidad económica.

Si el número de años de retorno de la inversión es menor o igual a cuatro años se deberá proceder a la instalación de los sistemas de contabilización individualizada.

De acuerdo con lo anterior, la instalación propuesta en el presente presupuesto, ¿es rentable económicamente?: Sí / No.

En ……., a ……. de ……. de 20…..

Firmado por el instalador y, en su caso, por el representante de la empresa encargada del servicio de lectura, gestión de los datos de consumo y liquidación individual de los costes de calefacción que elaboran el presupuesto.

3. PAGO DE LA INVERSIÓN Y CLÁUSULAS FINALES (si la instalación presupuestada en el presente documento es rentable económicamente).

La empresa instaladora se compromete a ejecutar las instalaciones y obras previstas en el apartado 2.1 del presente presupuesto en un plazo de ..... meses a contar desde la aceptación del presente presupuesto (el plazo previsto deberá garantizar que la instalación

de los sistemas se realiza antes del vencimiento del plazo previsto en el artículo 4.4 del Real Decreto 736/2020).

La empresa instaladora o, en su caso, la empresa encargada del servicio de lectura, gestión de los datos de consumo y liquidación individual de los costes de calefacción, previsto en el apartado 2.2, se compromete a prestar el servicio durante ..... años a contar desde la aceptación del presente presupuesto.

El presente presupuesto es válido durante un periodo de 30 días durante el cual el solicitante podrá manifestar su aceptación. Una vez aceptado dentro del plazo, tendrá la consideración de contrato entre las partes y será vinculante hasta la finalización de la obra.

De no aceptarse el mismo en el plazo previsto quedará sin efecto.

Este presupuesto tendrá carácter limitativo respecto de su cuantía tanto para la empresa instaladora, como, en su caso, para la empresa encargada del servicio de lectura, gestión de los datos de consumo y liquidación individual de los costes de calefacción, no pudiéndose exigir a los titulares un precio superior al mismo.

En ……., a ……. de ……. de 20…..

Firmado por el representante legal de la empresa instaladora y, en su caso, por el representante legal de la empresa encargada del servicio de lectura, gestión de los datos de consumo y liquidación individual de los costes de calefacción.

Con la aceptación del presente presupuesto el/los titular/es de la instalación térmica del edificio, se comprometen a pagar:

□ La cantidad de ..... € + IVA, por la ejecución de las instalaciones y obras previstas en el apartado 2.1 del presente presupuesto.

□ La cantidad de ..... € + IVA anuales por el servicio de lectura, gestión de los datos de consumo y liquidación individual de los costes de calefacción, previsto en el apartado 2.2, durante YY años.

En ……., a ……. de ……. de 20…..

(Firmado por el representante de la Comunidad de Propietarios o titular del edificio)

ANEXO IV

Información mínima sobre la liquidación del consumo

Los consumidores deben disponer en sus liquidaciones de consumo de la siguiente información de manera clara y comprensible:

a) Los precios reales actuales y el consumo real de la energía o el coste total de calefacción y las lecturas de los repartidores de costes de calefacción.

b) Información sobre el mix de combustible utilizado y las emisiones anuales correspondientes de gases de efecto invernadero, incluidos los usuarios finales suministrados por calefacción o refrigeración urbana de más de 20 MW. Asimismo, una descripción de los diferentes impuestos, gravámenes y tarifas aplicadas.

c) Comparaciones del consumo de energía actual del usuario final con su consumo del mismo período del año anterior, preferentemente en forma gráfica, con corrección climática para calefacción y refrigeración.

d) La información de contacto de las organizaciones de clientes finales, las agencias de energía u organismos similares, incluidas sus direcciones de internet, donde se puede obtener información sobre las medidas disponibles de mejora de la eficiencia energética, los perfiles comparativos del usuario final y las especificaciones técnicas objetivas de los equipos que utilizan energía.

e) Información relativa a procedimientos de reclamación pertinentes, servicios de defensa de los consumidores y mecanismos alternativos de resolución de litigios.

f) La comparación con el consumo medio del usuario final normal o de referencia de la misma categoría de usuarios. En el caso de las facturas electrónicas, dicha comparación puede proporcionarse de manera alternativa en línea e indicarse claramente en las facturas.

En caso de las liquidaciones no basadas en lecturas reales, éstas deberán contener una explicación clara sobre cómo ha sido calculada dicha liquidación incluyendo, al menos, la información referida en los apartados d y e.

ANEXO V

Modelo de declaración responsable

Modelo de declaración que se formula a los efectos de lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 736/2020

Don/doña ...., de nacionalidad: ……....., con DNI/NIF, pasaporte o documento equivalente en caso de extranjeros número: ....., con domicilio a efectos de comunicaciones en:…… ……., N.º: ....., Esc: …., Piso: ….., Localidad: ……..……., CP: ……..…., Provincia: ……...……., Teléfono: ……...……., Fax:…… ……., correo electrónico:……...……..., en su propio nombre y en representación de …… ……..., con NIF número....., domiciliada en ……. …..., N.º ....., Localidad: ……,CP: ……..., Provincia:… ……....., Teléfono: ……., Fax: ……., correo electrónico: …… ……., cuya representación se ostenta en virtud de *…… …… (adjuntar el Certificado justificativo de aprobación en Junta de Comunidad de Propietarios, tanto de nombramiento del Presidente o representante legal firmante de esta Declaración responsable, como de la firma y presentación de esta Declaración junto con la documentación adjunta requerida, ante los Órganos Competentes de la Comunidad Autónoma. Si el titular del edificio es una persona física o jurídica u otro tipo de titular deberá, además, justificar documentalmente la titularidad del edificio).*

DECLARA

1. Que los datos empleados por la Comunidad de Propietarios/otro titular del edificio …… ……..…… para la realización de la evaluación inicial y facilitados a la empresa instaladora/mantenedora para la realización del presupuesto son veraces.

2. Que, sobre la base de los datos referidos en el punto anterior, la Comunidad de Propietarios / otro titular del edificio ……..…… declara haber cumplido con la obligación establecida en el artículo 4/artículo 5 del Real Decreto 736/2020, de 4 de agosto, y como resultado de la misma, queda eximido de la obligación de instalación de sistemas de contabilización individual.

Como prueba de ello, se adjunta certificado del anexo II, en su caso, el presupuesto del anexo III.

En ……., a …… de ……. de 20…..

(Firma del representante de la Comunidad de Propietarios o titular del edificio)

§ 132

Real Decreto 737/2020, de 4 de agosto, por el que se regula el programa de ayudas para actuaciones de rehabilitación energética en edificios existentes y se regula la concesión directa de las ayudas de este programa a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 212, de 6 de agosto de 2020
Última modificación: 17 de julio de 2021
Referencia: BOE-A-2020-9273

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, crea un marco común para fomentar la eficiencia energética dentro de la Unión Europea y establece acciones concretas a fin de materializar el considerable potencial de ahorro de energía no realizado.

En su artículo 7.1 señala que cada Estado miembro establecerá un sistema de obligaciones de eficiencia energética que velará por que los distribuidores de energía o las empresas minoristas de venta de energía, que estén determinados como partes obligadas y que operen en el territorio de cada Estado miembro, alcancen un objetivo de ahorro de energía acumulado, antes del 31 de diciembre de 2020. El Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020, que fue remitido a la Comisión Europea el 30 de abril de 2014, desarrollaba las diferentes líneas de actuación dirigidas a todos los sectores consumidores de energía final, que permitirían a España cumplir este objetivo de ahorro fijado en 15.979 ktep para todo el periodo.

La Directiva anterior fue objeto de transposición a través de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, por el que se creó el Sistema Nacional de Obligaciones de eficiencia energética, modificado recientemente por el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, entre otros aspectos, para extender la vigencia de este sistema hasta el año 2030, ampliando su alcance a un nuevo período de obligación, del 1 de enero de 2021 al 31 de diciembre de 2030, en cumplimiento del mandato contenido en el artículo 2 de la Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, para que la Unión Europea logre sus objetivos de eficiencia energética para 2030. Y también creó el Fondo Nacional de Eficiencia Energética que se dedica a desarrollar mecanismos de apoyo económico, financiero, asistencia técnica, formación e información u otras medidas con el fin de aumentar la eficiencia energética en los diferentes sectores consumidores de energía de forma que contribuyan a alcanzar el objetivo de ahorro energético nacional. El

citado Fondo está constituido, entre otras, por las aportaciones anuales de las empresas privadas comercializadoras de gas y electricidad y por las de los operadores de productos petrolíferos y gases licuados del petróleo.

En su artículo 73, la citada ley adscribe el Fondo Nacional de Eficiencia Energética al extinto Ministerio de Industria, Energía y Turismo a través de la Secretaría de Estado de Energía, actualmente adscrita al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y atribuye su supervisión y control a un Comité de Seguimiento y Control. El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (en adelante, IDAE), organismo adscrito a este Ministerio, a través de la Secretaría de Estado de Energía, actúa como gestor del Fondo Nacional de Eficiencia Energética, función que le es atribuida en el apartado 2 del artículo 73 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

El parque de edificios existentes consume en torno al 30 % de la energía final, por lo que la rehabilitación energética del mismo figura como medida prioritaria en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, en el que se ha fijado como objetivo rehabilitar energéticamente 1.200.000 viviendas en 2030. Este objetivo, asimismo, ha sido recogido en la estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España.

Por otra parte, tras el impacto económico de la crisis generada por el COVID-19, es necesario impulsar la reactivación económica en un conjunto de sectores empresariales que la orienten hacia la transición energética que necesita nuestro país, entre los que se encuentra el sector de la edificación.

En este contexto, y como una de las medidas dirigidas a reducir el consumo final de energía y contribuir al cumplimiento de los objetivos de energía y clima y a la reactivación económica, se propone la realización de este programa de ayudas para realizar actuaciones de rehabilitación energética en los edificios existentes. De esta forma se contribuye a cumplir el objetivo de ahorro energético fijado en el artículo 7 de la Directiva y también a poner en práctica la estrategia a largo plazo para movilizar inversiones en la renovación exhaustiva y rentable de los edificios residenciales y comerciales, con el fin de mejorar el rendimiento energético del parque inmobiliario y reducir su consumo de energía, a la que se refiere el artículo 4 de la citada Directiva, y cuya última revisión ha sido recientemente presentada a la Comisión Europea.

Este programa de ayudas contiene elementos comunes con los programas de ayudas de rehabilitación energética PAREER-CRECE y PAREER II, vigentes entre octubre de 2013 y diciembre de 2018, que contaron con un presupuesto total de 404 millones de euros y permitieron rehabilitar energéticamente unas 80.000 viviendas, el 90 % promovidos por comunidades de propietarios, dinamizando la actividad, eminentemente local, de las empresas de rehabilitación energética. Se espera, con esta nueva convocatoria, un efecto incentivador de la actividad aún mayor, al incrementarse los porcentajes de ayuda respecto de sus anteriores ediciones; lo que dota al programa de un carácter singular y justifica el interés público, social y económico del mismo, dada la gran importancia de su impacto socio-económico.

El presupuesto de este programa proviene del Fondo Nacional de Eficiencia Energética y fue aprobado en el Comité de Seguimiento y Control del Fondo Nacional de Eficiencia Energética en su sesión de 28 de octubre de 2019.

El criterio que sirve de base para la distribución de los correspondientes créditos, que es el número de viviendas principales u hogares según Censo INE 2011, así como su entrega, ha sido consensuado con las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla en la Conferencia Sectorial de Energía de 17 de febrero de 2020.

La concesión de las ayudas establecidas por este real decreto permite a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla beneficiarias no sólo destinar los créditos correspondientes a los destinatarios últimos previstos en el mismo, según lo que se determine en sus respectivas convocatorias, sino también que sean éstas quienes ejecuten las propias actividades objeto de las ayudas, a través de las inversiones directas que pudieran efectuar con cargo a tales créditos, y de acuerdo con la previa reserva de presupuesto que pudieran establecer.

Tras la publicación en «Boletín Oficial del Estado» de este real decreto, cada comunidad autónoma y ciudades de Ceuta y Melilla deberá aprobar y publicar su convocatoria de

ayudas designando el órgano competente para instruir y resolver el procedimiento de concesión de las mismas y, en su caso, establecer la reserva de presupuesto correspondiente para la realización por su parte de inversiones directas para la ejecución de las actividades subvencionadas.

La coordinación y el seguimiento de este programa serán realizada por el IDAE. Estas labores se desarrollarán a través de la Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética, regulada en el artículo 12 del Estatuto del IDAE, aprobado por Real Decreto 18/2014, de 17 de enero, y en el que están representadas todas las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla.

Cuando el tipo de actuaciones así lo permita, las ayudas serán cofinanciadas con el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) en el marco del Programa Operativo Plurirregional de España 2014-2020 (POPE 2014-2020). Por ello, y siempre que sea posible, serán plenamente de aplicación los mecanismos de gestión y control aplicables a dichos Fondos. En este sentido, el Reglamento (UE) n.º 1301/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, sobre el Fondo Europeo de Desarrollo Regional, y sobre disposiciones específicas relativas al objetivo de inversión en crecimiento y empleo y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1080/2006, establece en su artículo 5, entre sus prioridades de inversión, la de las inversiones destinadas a favorecer el paso a una economía de bajo nivel de emisión de carbono en todos los sectores. Este programa, considerado globalmente, contribuirá activamente a la sostenibilidad ambiental mediante la reducción del nivel de emisiones de dióxido de carbono (CO_2), la cohesión social, el reto demográfico y a la mejora de la calidad de vida de los ciudadanos en los espacios urbanos.

Por otra parte, la Unión Europea está poniendo en marcha un conjunto de instrumentos dirigidos a impulsar la recuperación económica, como respuesta a la crisis económica desencadenada por la COVID-19. Algunos de ellos se materializan a través de instrumentos de la política de cohesión, entre ellos el FEDER, y se concretarán en nuevos ejes prioritarios dentro del Programa Operativo Plurirregional de España 2014-2020 (POPE 2014-2020), o bien en nuevos programas operativos orientados a la recuperación.

Entre los objetivos fundamentales de los citados instrumentos de recuperación económica se halla el acelerar la doble transición ecológica y digital. Por ello, dichos instrumentos, en cuanto estén disponibles, podrán constituirse asimismo en fuente de financiación de las ayudas que se concedan conforme a las presentes bases.

En la selección y verificación de las actuaciones objeto de cofinanciación con fondos europeos se seguirán los criterios de selección y de verificación de las operaciones que pueda aprobar el Comité de Seguimiento para la aplicación del POPE 2014-2020, o en su caso, los que se establezcan para los otros instrumentos y programas de la Unión Europea dirigidos a apoyar la recuperación económica a los que se puedan acoger las actuaciones. A estos efectos, serán de aplicación las normas específicas relativas a la información y publicidad, cuya aplicación sea de obligado cumplimiento. Los órganos responsables de la gestión de las ayudas de cada comunidad autónoma o ciudades de Ceuta y Melilla velarán por el cumplimiento de dichas normas correspondiendo la responsabilidad de la selección y de la verificación de las operaciones al IDAE como organismo intermedio designado responsable de la gestión del Objetivo Temático 4 «Economía baja en carbono» dentro del POPE 2014-2020.

La tipología de actuaciones a las que van dirigidas estas ayudas no permiten su comparación entre sí, pero contribuyen a progresar en los objetivos perseguidos de mejora medioambiental, disminución de emisiones de CO_2 y eficiencia energética, dado que se trata de incentivar la realización de actuaciones que cumplan con unos requisitos predeterminados en el ámbito de la mejora de la eficiencia energética y mejoras medioambientales, con un efecto significativo en la disminución de emisiones de CO_2, resultando de capital importancia establecer un procedimiento de concesión directa en tanto es preciso agilizar el cumplimiento de los objetivos de ahorro y de las políticas de mejora medioambiental y de mejora de la eficiencia energética a las que está obligado el Estado español en el marco de la Directiva 2012/27/UE, de 25 de octubre de 2012.

El procedimiento de concesión de las ayudas será mediante concesión directa, dado que, de acuerdo con el artículo 22.2.c) y 28 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, concurren razones de interés social y económico que justifican la dificultad

de su convocatoria pública en concurrencia competitiva, debido a lo razonado anteriormente, concediéndose a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla por ser las administraciones más idóneas para dar cumplimiento a lo anterior, en su ámbito territorial, y conforme a sus competencias de ejecución en materia de política energética, según lo que determinen en sus respectivas convocatorias y, en su caso, conforme a las inversiones directas que pudieran llevar a cabo.

Asimismo, las ayudas reguladas por este real decreto tienen carácter singular, como ya se ha apuntado, derivado de la necesidad de implementar diversos instrumentos que incentiven la movilización de las inversiones necesarias para la renovación exhaustiva y rentable de edificios residenciales y comerciales, con el fin de mejorar el rendimiento energético del parque inmobiliario y reducir su consumo de energía final, contribuyendo activamente a la sostenibilidad ambiental, mediante la reducción del nivel de emisiones de dióxido de carbono (CO_2), la cohesión social y la mejora de la calidad de vida de los ciudadanos en los espacios urbanos.

Con el objeto de mantener el carácter incentivador de las ayudas, solo se admitirán actuaciones por parte de los destinatarios últimos de las ayudas realizadas con posterioridad a la fecha de registro de la solicitud de ayuda y, en su caso, a la fecha de publicación de los pliegos de licitación de las inversiones directas correspondientes.

De acuerdo con lo anterior, este real decreto, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 22.2.c) y 28, apartados 2 y 3, de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y en el artículo 67 de su Reglamento, aprobado por Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, tiene por objeto establecer las normas especiales, con el carácter de bases reguladoras, para la concesión de ayudas, en forma de subvenciones así como la distribución y entrega de las mismas, disponiendo su concesión directa a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla. Por otra parte, su finalidad no es otra que contribuir a alcanzar los objetivos medioambientales establecidos en la normativa europea, relativos a la reducción del consumo de energía final y del nivel de emisiones de CO_2, mediante la promoción de la realización de actuaciones de renovación del parque inmobiliario existente, para mejorar su eficiencia energética y reducir su consumo de energía.

El marco regulador de estas ayudas resulta conforme con la jurisprudencia constitucional consolidada en materia de ayudas y subvenciones que comenzó a articularse con la Sentencia del Tribunal Constitucional 13/1992, de 6 de febrero, y que, recientemente, se ha perfilado con las sentencias 9/2017, de 19 de enero, y 62 y 64/2018, de 7 de junio.

En cumplimiento de dicha jurisprudencia, este real decreto establece un modelo para la concesión de ayudas basado en mecanismos de cooperación y colaboración consustanciales a la estructura del Estado de las Autonomías que articula la Constitución Española. Se ha diseñado por ello un modelo para la concesión de las ayudas basado en la colaboración de las comunidades autónomas que pueden desarrollar su tramitación y efectuar la gestión de los fondos, con arreglo a criterios ajustados a los principios constitucionales y al orden de distribución de competencias.

Este real decreto se ha elaborado conforme a los principios de buena regulación que establece el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, y se ha sometido a consulta de las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, a través de la Conferencia Sectorial de Energía de 17 de febrero de 2020 y la Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética de IDAE de 27 de febrero de 2020, así como sectores afectados.

Por ello, cumple con los principios de necesidad y eficacia, en el sentido enunciado en los párrafos anteriores, donde se explican la necesidad y fines perseguidos con su aprobación, que son la reducción del consumo de energía final mediante la mejora de la eficiencia energética en el sector de los edificios existentes, con objeto de cumplir con los objetivos asignados a España en las correspondientes Directivas. El dictado de esta norma es el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de estos objetivos.

Es conforme también con el principio de proporcionalidad dado que no contiene restricciones de derechos ni impone obligaciones a sus destinatarios, estableciendo la regulación imprescindible para atender la necesidad a cubrir, sin que existan otras medidas menos restrictivas de derechos o que impongan menos obligaciones a los destinatarios.

Se adecua, igualmente, al principio de seguridad jurídica en la medida en que la norma contribuye a reforzar dicho principio pues es coherente con los planes y normativa vigente en materia de eficiencia energética y establece estímulos económicos que facilitarán su mejor cumplimiento.

La norma cumple con el principio de transparencia ya que han participado en la elaboración de la misma sus potenciales destinatarios. Además, define claramente sus objetivos, reflejados en su preámbulo y en la memoria que la acompaña.

Finalmente, se encuentra acreditado el principio de eficiencia porque la iniciativa normativa no impone cargas administrativas innecesarias o accesorias y racionaliza, en su aplicación, la gestión de los recursos públicos.

Este real decreto se dicta al amparo de lo dispuesto en el artículo 149.1. 13.ª, 23.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, en materia de legislación básica sobre protección del medioambiente, sin perjuicio de las facultades de las comunidades autónomas de establecer normas adicionales de protección y sobre las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Se ha recabado informe de la Oficina Presupuestaria, en relación con la naturaleza del Fondo Nacional de Eficiencia Energética, y de la Abogacía del Estado. Asimismo, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha sido informada de este real decreto en su reunión del día 17 de julio de 2020.

En su virtud, a propuesta de la Vicepresidenta Cuarta del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con la aprobación previa de la Ministra de Política Territorial y Función Pública, con el informe del Ministerio de Hacienda, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 4 de agosto de 2020,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto y finalidad.*

1. Este real decreto tiene por objeto regular la concesión directa, con carácter extraordinario, y por razones de interés público, social y económico, de ayudas a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, así como su distribución y entrega, en las cuantías y términos que figuran en el anexo II, de acuerdo con lo previsto en el artículo 22.2.c) de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, en relación con el artículo 28.2 y 3 de la misma ley.

2. Asimismo establece las bases reguladoras para la concesión de subvenciones del programa de ayudas para actuaciones de rehabilitación energética en edificios existentes a sus destinatarios últimos, cuya finalidad es contribuir a alcanzar los objetivos medioambientales y energéticos establecidos en la normativa de la Unión Europea, mediante la realización de actuaciones de reforma de edificios existentes, con independencia de su uso y de la naturaleza jurídica de sus titulares, que favorezcan la reducción del consumo de energía final y de las emisiones de dióxido de carbono, mediante el ahorro energético, la mejora de la eficiencia energética y el aprovechamiento de las energías renovables, contribuyendo a alcanzar con ello los objetivos de reducción del consumo de energía final que establece el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE, de 25 de octubre de 2012, conforme a las condiciones establecidas en este real decreto y lo que se disponga por las respectivas convocatorias que efectúen las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, sin perjuicio de las inversiones directas que éstas pudieran realizar.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Lo establecido por este real decreto será de aplicación en todo el territorio nacional.

Artículo 3. *Régimen jurídico aplicable.*

El régimen jurídico, normativa específica aplicable, requisitos y obligaciones de los beneficiarios y procedimiento de concesión será el establecido por este real decreto, de conformidad con lo dispuesto en la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y en su Reglamento de desarrollo, aprobado por Real Decreto 887/2006, de 21 de julio. En defecto de lo previsto en esta normativa se aplicarán las normas de Derecho Administrativo, y en último término el Derecho Privado.

Dado que las ayudas son cofinanciadas con fondos europeos, también serán de aplicación las normas que rigen el POPE 2014-2020 y, en su caso, las que pudieran establecerse para los otros instrumentos y programas de la Unión Europea dirigidos a apoyar la recuperación económica, en los que el IDAE pueda actuar como Organismo Intermedio, y puedan cofinanciar las actuaciones promovidas por este programa.

Artículo 4. *Vigencia del programa.*

Este programa de ayudas estará en vigor desde el día siguiente al de la publicación de este real decreto en el «Boletín Oficial del Estado» hasta el 31 de julio de 2021.

CAPÍTULO II

Bases reguladoras de la concesión directa de ayudas a las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla

Artículo 5. *Beneficiarias directas.*

1. Serán beneficiarias directas de las ayudas previstas en este real decreto las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, que deberán destinar el importe de las mismas a los sujetos que se enumeran en el artículo 11. Estas ayudas están sujetas, en todo caso, al cumplimiento, ejecución y realización de los objetivos, actividades y condiciones establecidas por este real decreto.

2. Asimismo, las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla podrán llevar a cabo inversiones directas en una o varias de las tipologías de actuaciones contempladas por el anexo IV, en los términos y condiciones establecidos por este real decreto, que podrán ser financiadas con cargo a una parte del presupuesto con el que cada una de ellas cuente de conformidad con lo dispuesto en el anexo II, siempre que tales administraciones lo comuniquen al tiempo de formular su aceptación de la ayuda concedida, según lo previsto en este real decreto.

Artículo 6. *Trámites para la concesión de la ayuda a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla.*

1. Tras la publicación de este real decreto en el «Boletín Oficial del Estado», el IDAE procederá a comunicar a todas las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, publicándose también en la página web del Instituto, la disponibilidad del presupuesto correspondiente al importe total de la ayuda establecida en el anexo II.

2. Las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla deberán solicitar y aceptar de forma expresa e inequívoca, mediante escrito dirigido a la Dirección General del IDAE, la ayuda concedida y ajustada en su integridad a este real decreto. Del mismo modo, procederán a solicitar el importe que reservarán para la realización por su parte de las inversiones directas que vayan a llevar a cabo en cualquiera de las tipologías de actuaciones contempladas en el anexo IV, y que pretendan financiar con cargo a una parte de la ayuda que reciban.

3. El IDAE, mediante resolución de su Presidente, otorgará la ayuda correspondiente a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla y ordenará el pago de la misma conforme a lo previsto en este real decreto y las cuantías del anexo II, a las cuentas corrientes y titulares que las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla determinen.

Artículo 7. *Obligaciones de las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla.*

1. Las cantidades transferidas por el IDAE deberán ser destinadas por las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla a financiar cualquiera de las tipologías de actuación definidas en el anexo IV, realizadas directamente por ellas mismas o por los sujetos que, como destinatarios últimos de las mismas, son objeto de enumeración en el artículo 11, y con sujeción estricta a lo establecido en este real decreto.

2. Las convocatorias de las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla deberán efectuarse en un plazo máximo de tres meses desde la entrada en vigor de este real decreto, debiendo publicarse en la Base de Datos Nacional de Subvenciones así como su extracto en el diario oficial que corresponda.

3. Para el caso de las inversiones directas, las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, deberán cumplir con las obligaciones que pudieran establecerse por el IDAE para cumplir con las verificaciones que, en su caso, pudiera exigir la normativa aplicable a las mismas.

4. Las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, a través de sus respectivas convocatorias, deberán asegurar y garantizar el cumplimiento por parte de los destinatarios últimos de las ayudas no solo de los requisitos previstos en este real decreto sino también de las obligaciones contempladas para los beneficiarios de subvenciones en la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, su reglamento de desarrollo así como la normativa de la Unión Europea aplicable para la certificación de los fondos europeos. Asimismo, deberán garantizar que los destinatarios últimos presentan la documentación exigida en el anexo III de este real decreto o la que figure en sus respectivas convocatorias complementariamente o en sustitución de ésta.

5. El saldo no ejecutado ni comprometido a la fecha de finalización del plazo de vigencia del programa recogido en el artículo 4 deberá reintegrarse al Fondo Nacional de Eficiencia Energética. A los efectos de la determinación de esta cantidad, las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, destinatarias de este presupuesto, deberán remitir un informe de sus respectivos órganos de intervención y control a dicha fecha, considerándose que el presupuesto queda comprometido mediante la convocatoria correspondiente, y el posterior registro de las solicitudes, o, en el caso de inversiones directas, mediante la generación del crédito correspondiente y la publicación de los pliegos de licitación.

6. A los efectos de que el IDAE pueda garantizar frente a sus organismos fiscalizadores el cumplimiento de sus funciones de control de subvenciones, las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla beneficiarias de las subvenciones deberán remitir anualmente informes de ejecución del programa hasta la fecha final de liquidación de todas las obligaciones que se deriven de las convocatorias realizadas conforme al procedimiento establecido en el artículo 8 en el marco de este programa.

7. La Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética del IDAE podrá acordar el establecimiento de plazos máximos para la remisión de estos informes y contenidos mínimos, en la medida en que se le atribuye la condición de órgano de coordinación del IDAE con las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla.

8. Con objeto de que el IDAE, como organismo intermedio del POPE 2014-2020, y en su caso de otros instrumentos y programas de la Unión Europea dirigidos a apoyar la recuperación económica, pueda certificar a la Unión Europea los gastos de las actuaciones que sean subvencionables en el citado programa, las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla a las que les haya sido transferido presupuesto deberán remitir cuanta información y documentos el IDAE les requiera.

Los gastos de las actuaciones subvencionables en el POPE u otro programa de la Unión Europea en el que el IDAE sea Organismo Intermedio, deberán certificarse en dicho programa y no podrán ser certificados en el marco de los programas operativos de las respectivas comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla.

9. El incumplimiento por parte de las comunidades Autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla de las obligaciones a que se refieren los apartados anteriores y, en particular, la no certificación con el FEDER de los gastos que sean subvencionables dentro del POPE 2014-2020, o, en su caso, los programas de la Unión Europea dirigidos a apoyar la recuperación económica, dará lugar, en caso de no subsanarse, al inicio de un procedimiento de reintegro por la totalidad de las cantidades percibidas y a la exigencia del

interés de demora correspondiente desde el momento del pago de la subvención, de acuerdo con lo establecido en el artículo 37 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre.

Artículo 8. *Coordinación y seguimiento.*

1. El organismo competente para realizar la coordinación y el seguimiento de este programa es el IDAE.

2. La coordinación del programa se realizará por el IDAE con las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla a través de la Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética, que asumirá todas aquellas funciones que resulten necesarias para garantizar la corrección y transparencia del proceso a llevar a cabo, una vez se produzca el cierre de las distintas convocatorias y del programa, a los efectos de asegurar la comprobación de la efectiva aplicación de los fondos transferidos.

3. Las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla remitirán la información que el IDAE les solicite con el formato y las condiciones que se establecen en el anexo V para realizar el seguimiento de los resultados del programa. Dicha información será puesta a disposición del IDAE y de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Artículo 9. *Financiación y costes indirectos imputables.*

1. Este programa está dotado con una cuantía inicial de 300.000.000 de euros, con origen en el Fondo Nacional de Eficiencia Energética, creado por la Ley 18/2014, del 15 de octubre, cuya gestión se ha encomendado al IDAE de conformidad con lo previsto en el artículo 73.2 de esta misma norma.

2. El presupuesto disponible se distribuirá entre las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla según se indica en el anexo II.

3. Conforme a lo establecido en el artículo 31.9 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, así como en el artículo 83.3 de su Reglamento, aprobado por Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, y en concordancia con lo dispuesto en el artículo 72.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, se prevé un máximo del 3,6 por ciento del presupuesto disponible como costes indirectos imputables a las actuaciones subvencionadas, que las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, como beneficiarias directas de las ayudas, podrán imputar a tales actuaciones, y en la parte que razonablemente corresponda de acuerdo con principios y normas de contabilidad generalmente admitidas y, en todo caso, en la medida en que tales costes correspondan al período en que efectivamente se realizan las actuaciones subvencionadas.

4. En este contexto, se entenderán por costes indirectos imputables, los costes considerados en el siguiente apartado 5, siendo admisibles si están debidamente justificados y siempre que, en ningún caso, se haya superado la parte proporcional atribuible a cada comunidad autónoma y ciudades de Ceuta y Melilla del porcentaje total del presupuesto disponible del programa.

5. Tendrán la consideración de costes indirectos imputables al presupuesto del programa de ayudas, los siguientes gastos de gestión en los que incurran las respectivas comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla (incluyendo los costes de la contratación por éstas de nuevo personal en los que se incurra para prestar estos servicios, conforme a la normativa que resulte de aplicación, y sin que en ningún caso deba deducirse la existencia de una relación laboral entre la Administración General del Estado y el personal adscrito a la gestión del programa de ayudas):

a) El coste de la prestación de servicios específicos correspondientes a la tramitación de los expedientes de solicitud de ayudas con su evaluación administrativa y técnica así como su resolución;

b) el coste de la prestación de servicios específicos correspondientes a las actuaciones de control y verificación y pago de la ayuda e inspección del proceso así como, en su caso, la revocación y reintegro de las ayudas;

c) el coste de las herramientas informáticas que específicamente se desarrollen o adapten para la gestión electrónica de las solicitudes y control y seguimiento del programa y hospedaje;

d) el coste de la prestación de servicios específicos de atención a consultas de los solicitantes;

e) el coste de las actividades específicas de promoción y difusión del programa.

No tendrán la consideración de costes indirectos imputables al presupuesto del Programa los gastos de gestión correspondientes a gastos de constitución, funcionamiento o estructura permanente o habitual de las entidades colaboradoras, agencias u otros organismos de las comunidades autónomas y de las ciudades de Ceuta y Melilla que se encarguen de la gestión de las actuaciones del Programa. Tampoco tendrán esta consideración las campañas de comunicación.

6. Las comunidades Autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla tendrán que aportar al IDAE declaración de los costes indirectos imputados a las actuaciones subvencionadas en su ámbito territorial de aplicación, mediante un informe de sus respectivos órganos de intervención y control, de manera que dicha declaración refleje todos los datos que permitan verificar que no se ha superado la parte proporcional que le resulte atribuible a cada una de ellas del porcentaje total del presupuesto disponible del programa, sin perjuicio de las demás obligaciones de justificación establecidas por este real decreto y por la normativa aplicable.

7. Las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla podrán llevar a cabo inversiones directas en cualquiera de las tipologías de actuación contempladas por el anexo IV, para lo que podrán reservar una parte del presupuesto siempre que lo hubieran comunicado conforme a lo previsto en el artículo 6.2.

8. El presupuesto del programa podrá ser ampliado, si existiese disponibilidad presupuestaria para esta misma finalidad, y en todo caso no hubiera expirado el plazo de vigencia del mismo, tanto con recursos que provengan del Fondo Nacional de Eficiencia Energética como de otros orígenes siempre que hayan sido transferidos al IDAE o se le hubiera encomendado su gestión directa.

Conforme a lo previsto en el párrafo anterior, la ampliación del presupuesto se realizará para aquellas comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla que hayan comprometido en su totalidad el presupuesto asignado en la convocatoria correspondiente y hayan justificado al IDAE la necesidad de ampliar el mismo con base en las solicitudes que tengan en lista oficial de espera. El Consejo de Administración del IDAE asignará a estas comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, con base en lo anterior, el presupuesto que le pudiera corresponder conforme a la disponibilidad presupuestaria y al orden de solicitud realizada al IDAE a tal efecto, formalizándolo mediante resolución que será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

9. Las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla podrán establecer en sus convocatorias la posibilidad de dotar anticipos a los destinatarios finales que así lo soliciten, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

a) Dichos anticipos sean objeto de una garantía que deberá cumplir con los artículos 48 y siguientes del Reglamento de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, aprobado por Real Decreto 887/2006, de 21 de julio. La garantía será presentada en el órgano competente para su recepción según la Administración que la haya solicitado.

b) Dichos anticipos no superen el cien por ciento del importe total de la ayuda que se vaya a conceder al beneficiario.

c) Dichos anticipos se destinen exclusivamente a cubrir gastos del proyecto objeto de subvención y justificarse en el plazo de un año desde su desembolso.

Téngase en cuenta que se amplía el presupuesto en 40.323.716,14 € adicionales, con cargo al presupuesto del Fondo Nacional de Eficiencia Energética, según establece el apartado primero de la Resolución de 15 de julio de 2021, del Consejo de Administración, publicada por Resolución de 15 de julio de 2021, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, E.P.E., M.P. Ref. BOE-A-2021-11919

Artículo 10. *Cofinanciación con fondos de la Unión Europea.*

1. Las ayudas otorgadas en el marco de este programa serán objeto de cofinanciación con fondos europeos, con aportaciones del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), dentro del POPE 2014-2020, u otros instrumentos y programas de la Unión Europea dirigidos a apoyar la recuperación económica para los que el IDAE pueda ser designado Organismo Intermedio, siempre que sean elegibles dentro del mismo y exista presupuesto programado disponible, por lo que serán de aplicación al programa el Reglamento (UE) n.º 1303/2013 del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, por el que se establecen disposiciones comunes relativas al Fondo Europeo de Desarrollo Regional, al Fondo Social Europeo, al Fondo de Cohesión, al Fondo Europeo Agrícola de Desarrollo Rural y al Fondo Europeo Marítimo y de la Pesca, y por el que se establecen disposiciones generales relativas al Fondo Europeo de Desarrollo Regional, al Fondo Social Europeo, al Fondo de Cohesión y al Fondo Europeo Marítimo y de la Pesca, y se deroga el Reglamento (CE) n ° 1083/2006 del Consejo; el Reglamento (UE) n.º 1301/2013 del Parlamento y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, sobre el Fondo Europeo de Desarrollo Regional y sobre disposiciones específicas relativas al objetivo de inversión en crecimiento y empleo y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1080/2006; y el Reglamento (UE) n.º 1299/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de diciembre de 2013, por el que se establecen disposiciones específicas relativas al apoyo del Fondo Europeo de Desarrollo Regional al objetivo de cooperación territorial europea así como cualquier otra normativa que pudiera resultar aplicable.

2. A estos efectos, se reconoce la plena aplicación de los mecanismos de gestión y control incluidos en los Programas Operativos e instrumentos aplicables a dicho Fondo y, en su caso, a la que pueda establecerse respecto a los instrumentos y programas de la Unión Europea dirigidos a apoyar la recuperación económica, para los que el IDAE pueda ser designado Organismo Intermedio, así como las específicas relativas a la información y publicidad, criterios de selección de operaciones, verificaciones, y similares cuya aplicación sea de obligado cumplimiento.

3. Los órganos responsables de la gestión de las ayudas de las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla velarán por el cumplimiento de dichas normas correspondiendo la responsabilidad de la selección y de la verificación de las operaciones al IDAE como Organismo Intermedio designado responsable de la gestión del Objetivo Temático 4 «Economía baja en carbono» dentro del POPE 2014-2020 y, en su caso, de los instrumentos y programas de la Unión Europea dirigidos a apoyar la recuperación económica.

4. Para garantizar el cumplimiento de estas normas, los órganos responsables de la gestión de las ayudas de las respectivas comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla deberán:

a) Comprobar que se han entregado los servicios y productos cofinanciados.

b) Comprobar que el gasto declarado por los destinatarios últimos de las ayudas ha sido pagado y cumple con la legislación aplicable, las condiciones del Programa Operativo y las condiciones para el apoyo a la operación.

c) Comprobar que no se da el caso de doble financiación del gasto con otros regímenes de financiación comunitarios o nacionales y con otros periodos de programación.

d) Garantizar que los destinatarios últimos de las ayudas utilizan un sistema de contabilidad diferenciado o un código contable adecuado para las transacciones relacionadas con la operación.

e) Aplicar medidas antifraude eficaces y proporcionadas en función de los riesgos detectados.

f) Establecer los procedimientos para garantizar que se dispone de la documentación sobre el gasto y las auditorías necesarias para contar con una pista de auditoría apropiada.

g) Realizar las oportunas verificaciones administrativas de la totalidad de las operaciones subvencionadas, que garanticen la regularidad del gasto, la realidad de los pagos y su adecuación a las condiciones de la ayuda.

h) Realizar las oportunas verificaciones sobre el terreno de operaciones concretas seleccionadas a través de un método de muestreo que garantice su representatividad.

i) Asumir el riesgo de las irregularidades que se puedan detectar, solventándolas directamente con los destinatarios últimos de las ayudas.

5. Asimismo el IDAE, como Organismo Intermedio para las actuaciones de Economía Baja en Carbono del POPE 2014-2020 y, en su caso, de los instrumentos y programas de la Unión Europea dirigidos a apoyar la recuperación económica, desarrollará las labores de selección de operaciones, verificación de las transacciones y solicitudes de reembolso de la cofinanciación con fondos europeos. Para ello, las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla deberán facilitarle la documentación e información necesaria, así como garantizar la pista de auditoría adecuada.

El IDAE deberá asegurarse también de que, antes de certificar gasto ante la Autoridad de Gestión, se han realizado las verificaciones oportunas, solventando las irregularidades que se puedan detectar directamente con los órganos responsables de la gestión de las ayudas de las respectivas comunidades Autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla.

6. Para la transferencia electrónica de la información, el IDAE publicará en su web las instrucciones técnicas que faciliten el intercambio de datos entre los sistemas de las respectivas comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla y los sistemas del IDAE que deben reportar a la Autoridad de Gestión del FEDER. A tal efecto, las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla deberán facilitar al IDAE la información puntual de cada expediente en las siguientes fases:

a) Al momento de seleccionar las operaciones (resolución definitiva de concesión de ayuda).

b) Cuando se produzca cualquier modificación de las condiciones iniciales.

c) Cuando se realice la verificación documental, certificación y pago de las ayudas otorgadas.

d) Cuando se realice la verificación «in situ» de los expedientes seleccionados al efecto.

El IDAE publicará en su web las instrucciones sobre formatos y modelos ajustados a los requerimientos FEDER y, en su caso, del instrumento de la Unión Europea que corresponda así como cualquier instrucción que se reciba de la Autoridad de Gestión para asegurar el cumplimiento del POPE 2014-2020 y, en su caso, del instrumento de la Unión Europea que corresponda. El órgano instructor remitirá al IDAE la documentación justificativa que le sea solicitada.

7. El IDAE requerirá, en su caso, al órgano instructor la aportación de cualquier documentación justificativa adicional a la expuesta para verificar la efectiva adecuación de la actuación ejecutada a la que fue objeto de ayuda, quedando el órgano instructor obligado a su entrega en un plazo máximo de un mes desde la recepción de la comunicación por parte del IDAE.

8. Los órganos responsables de la gestión de las ayudas de las respectivas comunidades Autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla deberán someterse a cualesquiera otras actuaciones de comprobación y control financiero que pueda realizar el IDAE, la Dirección General de Fondos Europeos, la Intervención General de la Administración del Estado, el Tribunal de Cuentas, los órganos de control de la Comisión Europea y a cualesquiera otras actuaciones de comprobación y/o control financiero que puedan realizar los órganos de control competentes, tanto nacionales como comunitarios, de acuerdo a lo establecido en la normativa aplicable a la gestión de las ayudas cofinanciadas con fondos europeos, aportando para ello cuanta información le sea requerida.

Los órganos responsables de la gestión de las ayudas de las respectivas comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla deberán cumplir con los deberes de información y comunicación previstos en el artículo 115 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013, de 17 de diciembre de 2013.

CAPÍTULO III

Bases reguladoras de la concesión de ayudas por las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla a los destinatarios últimos

Artículo 11. *Destinatarios últimos de las ayudas.*

1. Podrán ser destinatarios últimos de las ayudas previstas en este real decreto, conforme a lo previsto en el mismo, y a lo que se establezca, en su caso, en las convocatorias que realicen las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, cualesquiera de los sujetos que se enumeran a continuación, para cada tipología de actuación, siempre que tengan residencia fiscal en España:

a) Las personas físicas o jurídicas de naturaleza privada o pública que sean propietarias de edificios existentes destinados a cualquier uso.

b) Las comunidades de propietarios o las agrupaciones de comunidades de propietarios de edificios residenciales de uso vivienda, constituidas conforme a lo dispuesto por el artículo 5 de la Ley 49/1960, de 21 de julio, de Propiedad Horizontal.

c) Los propietarios que de forma agrupada sean propietarios de edificios, que reúnan los requisitos establecidos en el artículo 396 del Código Civil y no hubiesen otorgado el título constitutivo de Propiedad Horizontal.

d) Las empresas explotadoras, arrendatarias o concesionarias de edificios, que acrediten dicha condición mediante contrato vigente a largo plazo con la propiedad, que les otorgue facultad expresa para acometer las obras de reforma objeto de la actuación a incluir en el Programa.

e) Las empresas de servicios energéticos (ESEs), o proveedores de servicios energéticos definidas en el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía. Para poder ser beneficiarias, estas empresas deberán actuar conforme al contrato que tengan establecido a tal fin con la propiedad y llevar a cabo las inversiones incluidas en alguna de las tipologías de actuaciones recogidas en este real decreto, debiendo acreditar su actuación como empresa de servicios energéticos y la inversión realizada.

f) Las entidades locales conforme al artículo 3 de la Ley 7/1985, de 2 de abril, reguladora de las Bases del Régimen Local y el sector público institucional de cualesquiera administraciones públicas a que se refiere el artículo 2.2 de la Ley 40/2015 de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público.

g) Las comunidades de energías renovables y las comunidades ciudadanas de energía, según definición de la Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, y de la Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, respectivamente, así como del artículo 4 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

2. Los ayuntamientos, las diputaciones provinciales o las entidades locales equivalentes y las mancomunidades o agrupaciones de municipios españoles, cabildos y consejos insulares, las administraciones de las comunidades autónomas o de las ciudades de Ceuta y Melilla, y cualesquiera organismos públicos y entidades de derecho público vinculados o dependientes de las referidas administraciones públicas, podrán actuar en representación de comunidades de propietarios u otros propietarios de edificios para promover y gestionar la realización de actuaciones de rehabilitación energética, en cuyo caso deberán formalizar un convenio por el que se designe a alguno de tales sujetos de derecho público como representante y destinatario del derecho de cobro de la ayuda, haciendo constar expresamente los compromisos de la ejecución asumidos por cada una de las partes, y el reparto de la ayuda que realizará el representante una vez percibida.

Artículo 12. *Requisitos para obtener la condición de destinatario último de las ayudas.*

1. Cuando los destinatarios últimos de las ayudas sean personas físicas, bien a título individual, o bien, pertenecientes a una comunidad o agrupación de propietarios de las previstas en las letras b) o c) del apartado 1 del artículo 11, deberán poseer la nacionalidad española o la de alguno de los Estados miembros de la Unión Europea o del Espacio Económico Europeo o Suiza. En el caso de extranjeros no comunitarios, deberán tener residencia legal en España.

2. Cuando los destinatarios últimos sean personas jurídicas, deberán acreditar que se encuentran debidamente constituidas, conforme a la normativa que les resulte de aplicación y atendiendo al procedimiento que se establezca, en su caso, en las respectivas convocatorias de las Comunidades Autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla.

3. En el caso de entidades que carezcan de personalidad jurídica propia, con excepción de las comunidades de propietarios, deberán constituirse en agrupación legalmente constituida y con estatutos vigentes, de acuerdo a cualquiera de las formas que admita la legislación en vigor, debiendo constar expresamente en la solicitud la composición y porcentajes de participación de cada uno de los miembros. La responsabilidad de la ejecución total del proyecto y de la inversión, recae sobre el conjunto de la agrupación, que debe designar y facultar a un representante para tramitar la solicitud de ayuda, realizar la justificación de la inversión, recibir la ayuda que se pudiera otorgar, y proceder al reparto a cada uno de los miembros.

En todo caso, deberá de cumplirse con lo dispuesto en la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y en particular con lo establecido en su artículo 11.3.

4. No podrán obtener la condición de destinatarios últimos de estas ayudas:

a) Quienes incurran en alguna de las circunstancias previstas en el artículo 21 del Reglamento de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, aprobado mediante Real Decreto 887/2006, de 21 de julio. En este contexto, el destinatario último suscribirá, junto con la solicitud de ayuda, declaración responsable que acredite no tener pendiente obligaciones de reintegro de subvenciones o ayudas o, en su caso, el cumplimiento de las mismas, conforme a los términos establecidos en dicho artículo 21. El destinatario último deberá también encontrarse al corriente en el cumplimiento de sus obligaciones tributarias y con la Seguridad Social, así como del resto de obligaciones establecidas en el artículo 13 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones.

b) Empresas en situación de crisis, de acuerdo a la definición que se realiza en las directrices comunitarias sobre ayudas estatales de salvamento y de reestructuración de empresas no financieras en crisis (Comunicación de la Comisión, 2014/C 249/1, de 31 de julio de 2014).

c) Las empresas que se encuentren sujetas a una orden de recuperación pendiente sobre cualquier ayuda o subvención que les hubiera sido otorgada con anterioridad, bien por haberse declarado ayuda ilegal y/o incompatible con el mercado interior, bien por cualquier tipo de incumplimiento de las obligaciones que le vinieran atribuidas en la concesión.

5. Los destinatarios últimos destinarán el importe íntegro de la ayuda que reciban al pago de las correspondientes actuaciones. Cuando se trate de comunidades de propietarios o agrupaciones, esta regla resultará igualmente de aplicación con independencia de que tanto el importe de la misma como el coste de las obras deba repercutirse en los propietarios de viviendas y locales, de conformidad con las reglas previstas en la legislación de Propiedad Horizontal. No obstante, cuando alguno de los miembros de la comunidad de propietarios o de la agrupación incurra en una o varias prohibiciones establecidas en el artículo 13.2 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, no se atribuirá a dicho propietario la parte proporcional que le correspondería de la ayuda recibida, que se prorrateará entre los restantes miembros de la comunidad o agrupación.

Artículo 13. *Actuaciones subvencionables.*

1. Para poder acogerse al programa, las actuaciones habrán de conseguir y justificar una reducción del consumo de energía final y de las emisiones de dióxido de carbono con respecto a su situación de partida, y cumplir con las condiciones establecidas por este real

decreto. El ahorro de energía final a nivel de usuario final se justificará mediante uno de los métodos de cálculo del anexo V de la Directiva 2012/27/UE, de 25 de octubre de 2012.

2. El ahorro de energía final conseguido por las actuaciones acogidas a este programa será computado a efectos del cumplimiento de los objetivos de ahorro de energía final del artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE, de 25 de octubre de 2012, de conformidad con lo dispuesto en la Ley 18/2014, de 15 de octubre. Este ahorro energético no podrá ser objeto de doble cómputo, por los sujetos obligados, a los efectos del cumplimiento del objetivo de ahorro acumulado de energía para el periodo 2014-2020 del artículo 7 de la citada Directiva. No serán elegibles aquellas actuaciones que no consigan y justifiquen una reducción del consumo de energía final de un 10 % con respecto a su situación de partida. Para el cálculo del ahorro de energía final y la elegibilidad de las actuaciones será de aplicación la Recomendación (UE) 2019/1658 de la Comisión de 25 de septiembre de 2019, relativa a la trasposición de las obligaciones de ahorro de energía en virtud de la Directiva de eficiencia energética.

3. Las ayudas se destinarán a actuaciones en edificios completos existentes en España, denominada Opción A, de uno o varios de los siguientes usos:

a) Edificios de vivienda unifamiliar;
b) edificios de tipología residencial colectiva de vivienda;
c) edificios de cualquier otro uso (administrativo, sanitario, docente, cultural, etc.) de los regulados por el artículo 2.1 de la Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación (LOE).

4. Excepcionalmente, en atención a la tipología edificatoria o a las características climáticas, las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla podrán permitir en sus convocatorias considerar subvencionables las actuaciones sobre una o varias viviendas o locales del mismo edificio, consideradas individualmente o sobre partes de un edificio, a lo que se denominará Opción B, y siempre que el presupuesto destinado a esta opción no supere el cincuenta por ciento del asignado a la comunidad autónoma y ciudades de Ceuta y Melilla en el anexo II.

5. No serán actuaciones subvencionables las siguientes:

a) Las realizadas en edificios de nueva construcción;
b) intervenciones en edificios existentes que supongan una ampliación, en los que se incremente la superficie o volumen construido;
c) intervenciones en edificios existentes que conlleven un cambio de uso del edificio.

6. Las actuaciones subvencionables deben encuadrarse en una o varias de las siguientes tipologías y cumplir con los requisitos específicos que se establecen para cada una de ellas en el anexo IV:

a) Mejora de la eficiencia energética de la envolvente térmica.
b) Mejora de la eficiencia energética y uso de energías renovables en las instalaciones térmicas de calefacción, climatización, refrigeración, ventilación y agua caliente sanitaria.
c) Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de iluminación.

7. Las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla podrán asignar el presupuesto que les haya correspondido, a través de las convocatorias que realicen, a la Opción A y/o a la Opción B, a uno o a varios de los usos y tipologías de edificios, a una o a varias de las de medidas que se indican en los apartados 3, 4 y 6 de este artículo y/o a una parte o a la totalidad del parque existente de edificios.

8. Dado el carácter incentivador de las ayudas, solo se admitirán actuaciones por parte de los destinatarios últimos de las ayudas iniciadas con posterioridad a la fecha de registro de la solicitud de la ayuda, no considerándose elegible ningún coste relativo a la ejecución de la actuación que haya sido facturado con anterioridad, sin perjuicio de los costes correspondientes a actuaciones preparatorias que sean necesarios para presentar la solicitud o llevar a cabo las correspondientes inversiones, como pueden ser proyecto, memorias técnicas, certificados, etc., que sí podrán ser considerados subvencionables, aun cuando hubieran sido facturados con anterioridad, siempre que, en todo caso, estas actuaciones preparatorias se hubieran iniciado con fecha posterior a la fecha de entrada en vigor del Programa establecida en el artículo 4.

9. A efectos de cumplir con este carácter incentivador de las ayudas, y para las inversiones directas que las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla hubieran comunicado según lo previsto en el artículo 6.2, se tomará como fecha de referencia para determinar la elegibilidad de los costes correspondientes a las mismas, la de la publicación de los pliegos de licitación de la respectiva actuación, no considerándose elegible ningún coste facturado con anterioridad, sin perjuicio de los costes correspondientes a las actuaciones preparatorias especificados en el anterior apartado.

10. Adicionalmente, deberán cumplirse los siguientes requisitos para el otorgamiento de las ayudas:

a) El edificio debe ser existente y construido con anterioridad a 2007, lo que se justificará mediante consulta descriptiva y gráfica del dato catastral del bien inmueble.

b) Para la aplicación de la ayuda correspondiente al uso del edificio, en función de que éste sea de vivienda o de otro uso diferente, se considerará la superficie construida sobre rasante, que se justificará mediante consulta catastral. En este sentido, para ser considerado un edificio de uso vivienda, al menos un setenta por ciento de su superficie construida sobre rasante debe estar destinado a este uso concreto. En este caso, la cuantía de la ayuda se aplicará como uso vivienda a toda la superficie sobre la que se actúe, con independencia de que el uso no lo sea en su totalidad como vivienda.

11. Las actuaciones objeto de ayuda deben mejorar la calificación energética total del edificio en, al menos, una letra medida en la escala de emisiones de dióxido de carbono (kg CO_2 /m^2 año), con respecto a la calificación energética inicial del edificio.

Este criterio no será de aplicación en los siguientes casos:

a) Cuando el edificio acredite tener una calificación energética A y se propongan medidas de mejora; en este caso la ayuda adicional que se aplicará será la correspondiente a la letra A, para este criterio.

b) Cuando el edificio, siendo alguno de los comprendidos en el apartado 3.c) de este artículo, no cuente con un procedimiento para su calificación energética. En este caso deberá reducir su consumo de energía final en un veinte por ciento como efecto equivalente a la mejora de una letra.

Esta mejora de su calificación energética podrá obtenerse mediante la realización de una tipología de actuación o una combinación de varias, así como mediante la realización de medidas parciales de una o varias actuaciones diferentes. La certificación energética del edificio se realizará de acuerdo con la normativa que regule el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, mediante la utilización de alguno de los programas informáticos oficiales reconocidos.

12. Las actuaciones objeto de ayuda deberán cumplir con la normativa vigente que les sea de aplicación, así como contar con las preceptivas licencias y autorizaciones administrativas en el caso de que las mismas lo requieran.

13. Las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla podrán establecer en sus convocatorias el coste elegible máximo y mínimo de las actuaciones que serán objeto de ayuda dentro del programa.

Artículo 14. *Cuantía de las ayudas.*

La cuantía de las ayudas se establece en el anexo I y anexo IV de este real decreto para las actuaciones subvencionables a subvencionar en el marco de este programa.

Las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla podrán incluir ayudas adicionales con cargo a su propio presupuesto, siempre y cuando se cumplan los límites, en cuanto a acumulación, establecidos por la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, y el Reglamento (UE) 651/2014, de 17 de junio de 2014, o cualquier otra normativa que resulte aplicable a los instrumentos de la Unión Europea que correspondan. Dichas ayudas adicionales podrán ir dirigidas al acceso a la financiación, a fin de cubrir o bonificar puntos de interés, coste de avales, garantías o comisiones de estudio, en la forma que establezcan en las referidas convocatorias.

Artículo 15. *Compatibilidad de las ayudas.*

Las ayudas otorgadas en este programa serán compatibles con otras ayudas concedidas, para la misma finalidad, por cualesquiera administraciones públicas u organismos o entes públicos, nacionales o internacionales, siempre que no se supere el coste de la actividad subvencionada y se cumplan las dos condiciones siguientes:

a) Que, de forma acumulada, no se superen los límites establecidos por el Reglamento (UE) n.º 651/2014, de 17 de junio de 2014, para aquellos destinatarios finales que sean empresas o desarrollen actividad comercial o mercantil.

b) Que las ayudas otorgadas por las otras Administraciones, para la misma actuación, no cuenten con cofinanciación de Fondos Europeos.

Artículo 16. *Procedimiento de concesión de las ayudas por las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla a los destinatarios últimos.*

1. Las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla destinarán las ayudas que reciban como beneficiarias directas de las ayudas reguladas por este real decreto, a otorgar subvenciones a los sujetos previstos por el artículo 11, a través de las correspondientes convocatorias que publiquen, donde se contemplen los requisitos correspondientes para su concesión, según el territorio en que se apliquen, sin perjuicio de las inversiones directas que aquellas pudieran realizar, y de acuerdo con lo establecido por este real decreto.

2. Las actuaciones objeto de ayuda serán seleccionadas por riguroso orden de presentación de las solicitudes correspondientes hasta el agotamiento de los fondos, resolviéndose las mismas según determine cada comunidad autónoma y ciudades de Ceuta y Melilla en sus convocatorias de ayuda, sin perjuicio de lo establecido para las inversiones directas que hayan sido comunicadas según lo previsto en el artículo 6.2.

3. Las ayudas concedidas a aquellos destinatarios finales que sean empresas o desarrollen actividad comercial o mercantil, y les sea de aplicación la normativa de ayudas de estado, para la realización de inversiones destinadas a medidas de eficiencia energética y para la promoción de la energía procedente de fuentes renovables, estarán sometidas a los requisitos y límites establecidos en el Reglamento (UE) n.º 651/2014 de la Comisión, de 17 de junio de 2014, por el que se declaran determinadas categorías de ayudas compatibles con el mercado interior en aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado.

4. A los efectos de respetar los límites máximos de las ayudas establecidas por la normativa de la Unión Europea, los destinatarios últimos de las ayudas deberán presentar declaración responsable relativa a todas las ayudas concedidas al proyecto. Asimismo, deberán presentar declaración responsable de que la empresa no está en crisis de acuerdo con la definición de «empresa en crisis» que se establece en el apartado 18 del artículo 2 del Reglamento (UE) n.º 651/2014, de 17 de junio de 2014.

5. La resolución definitiva del procedimiento de concesión de la ayuda corresponde a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, una vez comprobado el cumplimiento íntegro de las condiciones y requisitos establecidos y de la documentación aportada. El plazo máximo para resolver y notificar la resolución será de seis meses contados desde la fecha de presentación de la solicitud. En caso de no haberse recibido resolución en dicho plazo, se entenderá desestimada la solicitud. La resolución que se adopte por las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla podrá ser recurrida en la forma establecida en las respectivas convocatorias.

6. El plazo máximo para la conclusión de las actuaciones objeto de ayuda será de dieciocho meses desde la fecha de notificación de la resolución de la concesión de la ayuda o, en el caso de las inversiones directas, desde la fecha de notificación de la resolución de adjudicación del correspondiente contrato.

7. La justificación por parte de los destinatarios últimos de la ejecución de las actuaciones objeto de ayuda deberá realizarse ante el órgano Instructor en un plazo máximo de tres meses desde la finalización del plazo máximo concedido para la ejecución de las actuaciones. Para ello, el destinatario último de las ayudas deberá aportar la documentación requerida por las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla en sus respectivas convocatorias para cada actuación subvencionable, así como la necesaria para justificar la

cofinanciación con fondos europeos, en su caso, según lo señalado en el artículo 10 y en el anexo III.

8. Solo podrá autorizarse una ampliación de los plazos fijados para la ejecución de las actuaciones cuando obedezca a circunstancias imprevisibles, debidamente justificadas, que hagan imposible el cumplimiento de las mismas, pese a haberse adoptado, por parte de los destinatarios últimos de las ayudas, las medidas técnicas y de planificación mínimas que les resultaban exigibles. En ningún caso se podrán autorizar ampliaciones de plazos para la ejecución de la actuación objeto de ayuda que superen en su cómputo total los veinticuatro meses contados desde la fecha de notificación de la resolución de concesión de la ayuda o desde la fecha de notificación de la resolución de adjudicación del correspondiente contrato.

9. Las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla llevarán a cabo un procedimiento de control que permita verificar y validar administrativamente el cien por ciento del coste declarado por los destinatarios últimos de las ayudas, así como verificar sobre el terreno un conjunto representativo de las actuaciones y operaciones realizadas.

10. Comprobada la ejecución de la actuación por parte del destinatario último de las ayudas, así como la entrega de toda documentación exigida en apartados anteriores dentro del plazo establecido, el órgano competente de las respectivas comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla ordenará el pago de la subvención, con expresa referencia a la procedencia de los fondos, mencionando al Fondo Nacional de Eficiencia Energética, al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la cofinanciación con fondos europeos.

11. En caso de que el destinatario último de las ayudas no cumpliera con la obligación de justificación establecida en el precedente apartado no se pagará la subvención y se declarará la pérdida del derecho al cobro de la misma, de conformidad con lo establecido en el artículo 89 del Reglamento de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, aprobado por Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, utilizando, para ello, el procedimiento previsto en el artículo 42 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre. Así mismo, en este supuesto, deberá retornarse el importe del anticipo que se hubiera percibido incrementado en el interés legal que resulte de aplicación.

12. La información sobre las concesiones de subvenciones realizadas al amparo de este real decreto será comunicada a la Base de Datos Nacional de Subvenciones por las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, en los términos en que se establece dicha obligación de comunicación por el artículo 20 de la Ley 38/2003 de 17 de noviembre, y demás normativa de desarrollo de dicha obligación.

Artículo 17. *Presentación y formalización de solicitudes.*

1. Las solicitudes de ayuda podrán cursarse conforme a lo que se indique en las respectivas convocatorias que efectúen las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla o, en su caso, para las inversiones directas que éstas pudieran llevar a cabo, según lo establecido en este real decreto.

A la finalización del período de vigencia de la correspondiente convocatoria y, en todo caso, a la expiración de la vigencia de este programa, no serán admitidas más solicitudes, debiendo las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, en su caso, reembolsar al Fondo Nacional de Eficiencia Energética el remanente presupuestario que pudiera existir a esa fecha, sin perjuicio de la financiación de las inversiones directas que hubieran podido comunicarse de conformidad con lo dispuesto en el artículo 6.2.

2. Las solicitudes se dirigirán a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla donde estén ubicadas las actuaciones, conforme al procedimiento que establezcan en sus respectivas convocatorias.

3. Las solicitudes se acompañarán de la documentación requerida en las correspondientes convocatorias que realicen las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla, recogiendo la documentación que figura en el anexo III para justificar la cofinanciación con fondos europeos, en su caso, salvo que los órganos instructores de las comunidades Autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla habiliten los medios electrónicos o de otro tipo necesarios para realizar por ellos mismos la comprobación de alguno o de todos los extremos referidos.

4. Las solicitudes serán atendidas por riguroso orden de presentación hasta que se agote el presupuesto. Se considerará agotado el presupuesto cuando se efectúe el registro de la última solicitud de ayuda que totalice el importe asignado a las respectivas comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla. En caso de que se agote el presupuesto asignado, y siempre que no hubiera expirado la vigencia del programa, podrán seguir registrándose solicitudes en lista de reserva provisional que serán atendidas por riguroso orden de entrada, supeditadas a que se produzcan desestimaciones o revocaciones de las solicitudes de ayuda previas que pudieran liberar presupuesto o bien se incorpore nuevo presupuesto a la convocatoria. En ningún caso la presentación de una solicitud a la lista de reserva provisional generará derecho alguno para el solicitante hasta que no se resuelva la solicitud.

En este contexto, podrán también incorporarse, en su caso, los remanentes correspondientes al presupuesto que no hubiera podido destinarse a la financiación de las inversiones directas que pudieran haber sido comunicadas por las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla conforme a lo establecido por el artículo 6.2, siempre que en las correspondientes convocatorias se hubiera previsto esta posibilidad.

Artículo 18. *Órganos competentes para ordenar e instruir el procedimiento de concesión de ayudas.*

1. El órgano competente para ordenar e instruir los procedimientos de concesión de ayudas será el que determinen las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla en sus respectivas convocatorias. Corresponderá al órgano instructor la comprobación de que las solicitudes cumplen debidamente los requisitos exigidos. Las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla podrán decidir si gestionan las ayudas directamente o a través de una entidad colaboradora, que deberá cumplir los requisitos establecidos en el artículo 13 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre. La entidad colaboradora deberá cumplir las obligaciones y desempeñar las funciones previstas en el artículo 15 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y será seleccionada con observancia de lo dispuesto en el artículo 16 de esta misma norma.

2. En la Instrucción del procedimiento, los órganos competentes de las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla velaran por respetar las normas de subvención nacionales que pudieran afectar a la cofinanciación con fondos europeos de las ayudas que se otorguen en el marco de este real decreto. A tal efecto, el IDAE facilitará al órgano instructor de la comunidad autónoma o ciudad de Ceuta y Melilla, cuantas instrucciones reciba de las Autoridades de Gestión o de Certificación de los fondos europeos en la medida que les afecten. Así mismo, los órganos responsables de la gestión de las ayudas de cada comunidad autónoma o ciudades de Ceuta y Melilla deberán conservar los documentos originales, justificativos de la actuación realizada y de la aplicación de los fondos recibidos, en tanto puedan ser objeto de las actuaciones de comprobación y control. La disponibilidad de los documentos se ajustará a lo dispuesto en el artículo 140 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013, de 17 de diciembre de 2013, y, en su caso, a la normativa que pudiera resultar de aplicación a los instrumentos de la Unión Europea que correspondan.

Artículo 19. *Órganos competentes para la resolución del procedimiento de concesión de ayudas.*

1. El órgano competente para la resolución del procedimiento de concesión de ayudas será el que determine cada comunidad autónoma y ciudades de Ceuta y Melilla en su respectiva convocatoria.

2. Las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla realizarán el seguimiento, control y, en su caso, resolverán sobre la pérdida del derecho a obtener las ayudas concedidas al amparo de este real decreto, así como exigirán el reintegro correspondiente del importe de las ayudas además del posible cobro de intereses de demora. Asimismo, las comunidades Autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla serán responsables de realizar las labores de verificación de la correcta realización de gasto por parte de los destinatarios últimos de las ayudas.

Artículo 20. *Reintegro.*

Procederá el reintegro de las cantidades percibidas por el beneficiario o el destinatario último de las ayudas y la exigencia del interés de demora, desde el momento del pago de la subvención, en los supuestos establecidos en el artículo 37 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, aplicándose el procedimiento de reintegro regulado en el capítulo II del título II de dicha ley.

Artículo 21. *Publicidad.*

1. La aceptación de la ayuda implica la aceptación de lo dispuesto en el artículo 115 del Reglamento (UE) n.º 1303/2013, de 17 de diciembre de 2013, sobre las actividades de información y publicidad que deben llevar a cabo los Estados miembros en relación con los Fondos Europeos.

2. En virtud de lo anterior, toda referencia en cualquier medio de difusión a la actuación objeto de las ayudas deberá cumplir con los requisitos que figuren en el Manual de Imagen del Programa que estará disponible en la web del IDAE.

3. Asimismo se deberá instalar y mantener:

a) Un cartel de carácter temporal mientras dure la obra, en un lugar visible para el público general en la localización del proyecto, preferiblemente situado en la instalación o andamio que recubra la fachada del edificio mientras dure la obra, y en todo caso conforme a lo dispuesto y de acuerdo a las ordenanzas municipales correspondientes, de tamaño suficiente para que sea perfectamente visible y legible en el que conste claramente el título del proyecto y la denominación e imagen del Programa y que mencione la ayuda económica otorgada por el Fondo Nacional de Eficiencia Energética y, en su caso, de la Unión Europea incluyendo el logo de la UE y el lema «Una manera de hacer Europa». El diseño gráfico del cartel y soportes de difusión que se realicen cumplirán con los requisitos que establezca el IDAE y que estarán disponibles en el Manual de Imagen del Programa en la dirección de Internet del IDAE (www.idae.es).

b) Un cartel de carácter permanente, en un lugar visible para el público general en la localización del proyecto, conforme a lo dispuesto y de acuerdo con las ordenanzas municipales correspondientes, de tamaño suficiente para que sea perfectamente visible y legible, en el que conste claramente el título del proyecto y la denominación e imagen del Programa y que mencione la ayuda económica otorgada por el Fondo Nacional de Eficiencia Energética y, en su caso, de la Unión Europea incluyendo el logo de la UE y el lema «Una manera de hacer Europa». El diseño gráfico del cartel y soportes de difusión que se realicen cumplirán con los requisitos que establezca el IDAE y que estarán disponibles en el Manual de Imagen del Programa en la dirección de Internet del IDAE (www.idae.es).

4. El destinatario último de las ayudas informará al público del apoyo obtenido de los fondos europeos haciendo una breve descripción de la operación en su sitio de Internet, en caso de que disponga de uno, de manera proporcionada al nivel de apoyo prestado, con sus objetivos y resultados, y destacando el apoyo financiero de la Unión.

En su caso, además, deberá cumplir con lo previsto en la Ley 19/2013, de 9 de diciembre, de transparencia, acceso a la información pública y buen gobierno, respecto a las obligaciones de publicidad de las ayudas objeto de este real decreto.

Disposición adicional única. *Contención del gasto de personal.*

Lo dispuesto en este real decreto no supondrá incremento de dotaciones, ni de retribuciones, ni de otros gastos de personal, sin perjuicio de lo establecido en el apartado 3 del artículo 9, en relación a los costes indirectos reconocidos a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla como beneficiarias directas de las ayudas.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Este real decreto se dicta al amparo de lo dispuesto en el artículo 149.1. 13.ª, 23.ª y 25.ª de la Constitución Española que atribuye al Estado la competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, en materia de legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las

comunidades autónomas de establecer normas adicionales de protección, y sobre las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado»

ANEXO I

Cuantía de las ayudas a destinatarios últimos

1. La modalidad de ayuda reviste la forma de subvención a fondo perdido, teniendo como finalidad, en todo caso, el cumplimiento de las actuaciones subvencionables correspondientes.

2. La ayuda en la cuantía que se establezca en la resolución de concesión correspondiente, será otorgada al destinatario último de las ayudas que haya justificado en tiempo y forma el cumplimiento de la actuación subvencionable, conforme a los requisitos y condiciones establecidos en este real decreto.

3. La cuantía de la ayuda será la suma de la Ayuda Base y de la Ayuda Adicional que pudiera corresponder, en cada caso, en función del cumplimiento de los criterios que se indican en el apartado 5.

4. La cuantía de la Ayuda Base será diferente si las actuaciones se realizan bajo la Opción A y/o la Opción B, tal como se establece en el artículo 5.3 y 5.4, se determinará según los porcentajes de la tabla siguiente y su cálculo se realizará siguiendo el procedimiento que figura en el anexo IV, para cada una de las tipologías de actuación:

Cuantía Ayuda Base para Opción A

Tipologías de actuación (% s/coste elegible)	Ayuda Base	Ayuda Adicional por criterio social eficiencia energética o actuación integrada
Tipo 1. Mejora de la eficiencia energética de la envolvente térmica.	35 %	En función del uso del edificio y de acuerdo con lo establecido en anexo IV, para el tipo de actuación. Hasta los límites de la normativa de ayudas de Estado.
Tipo 2. Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas.	35 %	
Tipo 3. Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de iluminación.	15 %	

Cuantía Ayuda Base para Opción B

Tipologías de actuación (% s/coste elegible)	Ayuda Base	Ayuda Adicional por criterio social/, eficiencia energética o actuación integrada
Tipo 1. Mejora de la eficiencia energética de la envolvente térmica.	25 %	En función del uso del edificio y de acuerdo con lo establecido en anexo IV, para el tipo de actuación. Hasta los límites de la normativa de ayudas de Estado.
Tipo 2. Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas.	25 %	
Tipo 3. Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de iluminación.	15 %	

5. La Ayuda Adicional se graduará en función de los criterios, social, eficiencia energética y actuación integrada, según se definen a continuación:

a) Criterio social: Tendrán derecho a una ayuda adicional por criterio social, según graduación del anexo IV, aquellas actuaciones que se realicen en edificios de vivienda que hayan sido calificados definitivamente bajo algún régimen de protección pública, por el

órgano competente de la comunidad autónoma correspondiente, o bien las actuaciones sean realizadas en edificios de viviendas situados en las Áreas de Regeneración y Renovación Urbanas o Rurales, de acuerdo con el Plan Estatal de Vivienda 2018-2021, regulado por el Real Decreto 106/2018, de 9 de marzo. También podrán acogerse a este criterio social aquellos consumidores que tengan concedido el bono social, según se determine en las convocatorias que realicen las comunidades autónomas.

b) Eficiencia energética: Tendrán derecho a una ayuda adicional por mejora de la eficiencia energética, según la graduación del anexo IV, aquellas actuaciones que eleven la calificación energética del edificio para obtener una clase energética «A» o «B», en la escala de CO_2, o bien, incrementen en dos letras la calificación energética de partida, según procedimiento establecido en el Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.

c) Actuación integrada: Tendrán derecho a ayuda adicional por actuación integrada, los siguientes casos:

1.º Los edificios de uso vivienda que realicen simultáneamente la combinación de dos o más tipologías de actuación de las definidas en el anexo IV, siendo obligatoriamente una de ellas sobre la envolvente térmica (tipología 1) que suponga una disminución mínima de la demanda global en calefacción y refrigeración del 30 %, combinada con otra actuación sobre la instalación térmica de la tipología 2 (subtipologías 2.2 a 2.4) que suponga, al menos, la sustitución del 60 % de la potencia de generación térmica existente. En el caso de que se realice una instalación solar térmica (subtipología 2.1) la condición será que cubra al menos el 30 % la demanda de energía para agua caliente sanitaria y/o climatización de piscinas, calculada conforme se establece en el Código Técnico de la Edificación en el caso de la tipología S1 o el 30 % de la demanda de calefacción y/o refrigeración en el caso de las tipologías S2 y S3.

2.º Los edificios de otros usos, diferentes a vivienda, que realicen, simultáneamente la combinación de dos o más tipologías de actuación de las definidas en el anexo IV, siendo obligatoriamente una de ellas sobre la envolvente térmica (tipología 1) que suponga una disminución mínima de la demanda global en calefacción y refrigeración del 30 %, combinada con otra actuación sobre la instalación térmica de la tipología 2 (subtipologías 2.2 a 2.4) que suponga, al menos, la sustitución del 60% de la potencia de generación térmica existente. En el caso de que se realice una instalación solar térmica (subtipología 2.1) la condición será que cubra al menos el 30 % la demanda de energía para agua caliente sanitaria y/o climatización de piscinas, calculada conforme se establece en el Código Técnico de la Edificación en el caso de la tipología S1 o el 30 % de la demanda de calefacción y/o refrigeración en el caso de las tipologías S2 y S3.

3.º Los edificios de otros usos, diferentes a vivienda, que realicen, simultáneamente la combinación de dos o más tipologías de actuación de las definidas en el anexo IV, siendo obligatoriamente una de ellas sobre la envolvente térmica (tipología 1) que suponga una disminución mínima de la demanda global en calefacción y refrigeración del 30 %, combinada con otra actuación de la tipología 3 (iluminación interior) que suponga una renovación de más de un 25 % de la superficie de iluminación que cumpla con la exigencia básica HE-3 del Código Técnico de la Edificación.

4.º En los tres casos anteriores, una de las tipologías de actuación (2 o 3) podrá ser sustituida por la realización de una instalación solar fotovoltaica o de otra tecnología renovable de generación eléctrica, con o sin acumulación, destinada al autoconsumo del edificio cuando su potencia instalada sea como mínimo del 10% de la potencia eléctrica contratada. La instalación fotovoltaica no tendrá la consideración de coste elegible.

5.º Tendrán derecho a ayuda adicional los edificios incluidos dentro de una comunidad de energías renovables o una comunidad ciudadana de energía, según la definición del artículo 11.1.g).

Las actuaciones anteriores deberán quedar convenientemente justificadas a través de la calificación energética del edificio actual y del edificio futuro rehabilitado, obtenida mediante cualquiera de los programas reconocidos de acuerdo con el Real Decreto 235/2013, de 5 de abril.

6. El importe de la ayuda total estará, en cualquier caso, limitado por el importe máximo que resulte de la aplicación de la normativa de ayudas de Estado, que le fuera de aplicación a la tipología de actuación y al tipo de beneficiario.

7. Lo previsto en los apartados precedentes resultará de aplicación a las inversiones directas que pudieran llevar a cabo las Administraciones de las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla.

ANEXO II

Presupuesto por comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla

A tenor de lo informado en la Conferencia Sectorial de Energía, de 17 de febrero de 2020, el presupuesto de esta convocatoria se distribuye entre las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla en la forma en que se indica en el cuadro siguiente:

	Presupuesto €
Andalucía.	51.216.000,00
Cataluña.	48.855.000,00
Madrid.	40.965.000,00
C. Valenciana.	32.961.000,00
Galicia.	17.571.000,00
Castilla y León.	17.220.000,00
País Vasco.	14.748.000,00
Canarias.	13.104.000,00
Castilla-La Mancha.	13.065.000,00
Aragón.	8.940.000,00
Murcia.	8.550.000,00
Asturias.	7.596.000,00
Baleares.	7.128.000,00
Extremadura.	7.050.000,00
Navarra.	4.125.000,00
Cantabria.	3.927.000,00
Rioja.	2.157.000,00
Ceuta.	414.000,00
Melilla.	408.000,00
Total.	300.000.000,00

Téngase en cuenta que se amplía el presupuesto de Asturias, País Vasco y Navarra, según establece el apartado segundo de la Resolución de 24 de febrero de 2021, del Consejo de Administración, publicada por Resolución de 3 de marzo de 2021, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, E.P.E., M.P. Ref. BOE-A-2021-3490, de la siguiente forma:

– Gobierno del Principado de Asturias: ampliar el presupuesto de 7.596.000 euros asignado inicialmente, en 40.000.000 euros, totalizando 47.596.000 euros.

– Gobierno Vasco: ampliar el presupuesto de 14.748.000 euros asignado inicialmente, en 14.500.000 euros, totalizando 29.248.000 euros.

– Gobierno de Navarra: ampliar el presupuesto de 4.125.000 euros asignado inicialmente, en 7.676.283,86 euros, totalizando 11.801.283,86 euros.

ANEXO III

Documentación para la cofinanciación con fondos FEDER

La documentación que se relaciona a continuación podrá ser sustituida por otra o por procedimientos alternativos que pudieran establecer expresamente las comunidades autónomas o ciudades de Ceuta y Melilla al respecto en sus respectivas convocatorias, conforme a su propia normativa de aplicación siempre y cuando queden acreditados idénticos extremos a los recogidos en tales apartados.

Lo anterior será también aplicable a las inversiones directas que pudieran llevarse a cabo por las comunidades autónomas o ciudades de Ceuta y Melilla, en la medida que sea compatible con la naturaleza de tales operaciones y en tanto el IDAE no hubiera establecido la exigencia del cumplimiento de condiciones específicas y/o un procedimiento alternativo aplicable conforme a la normativa que resulte de aplicación.

Para Opción A

En relación con la cofinanciación con fondos FEDER del periodo 2014-2020 de las ayudas otorgadas por este programa, y en cumplimiento con las obligaciones del IDAE como Organismo Intermedio, las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla deben solicitar en sus convocatorias, conforme al artículo 7.4, la siguiente documentación, salvo que los órganos instructores de las respectivas comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla habiliten los medios electrónicos o de otro tipo necesarios para realizar por ellos mismos la comprobación de alguno o de todos los extremos referidos:

A. Documentación requerida para realizar la solicitud de ayuda. Según el artículo 17.3, las solicitudes de ayuda se acompañarán de la documentación requerida en las correspondientes convocatorias que realicen las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla recogiendo, en todo caso, la documentación que figura a continuación:

1. Con carácter general:

a) Copia del DNI/NIE de la persona que represente al solicitante, indicando si la solicitud se presenta, en representación de una entidad jurídica o en representación de un grupo o comunidad de propietarios. No será necesario la aportación de copia de DNI si el interesado presta su consentimiento expreso para que sus datos de identidad personal puedan ser consultados por el órgano instructor mediante el Sistema de Verificación de Datos de Identidad que cada comunidad autónoma y ciudad de Ceuta y Melilla pudiera tener establecido. No obstante, conforme a lo establecido por el artículo 28 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, se eximirá a los interesados de la presentación de documentación que haya sido elaborada por cualquier Administración, o que haya sido ya aportada anteriormente por los mismos, siempre que el interesado no se oponga a que la administración actuante pueda consultar o recabar dichos documentos. Por su parte, la disposición adicional octava de la Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre, de Protección de Datos Personales y garantía de los derechos digitales reconoce la potestad de verificación de las administraciones públicas, en relación con los datos personales que obren en su poder, para comprobar la exactitud de los mismos.

b) Declaración responsable, firmada por representante del solicitante en el caso de actuar en nombre de entidad jurídica o un grupo o comunidad de propietarios, donde conste detallado que el solicitante o solicitantes de la actuación:

1.º No se encuentran en ninguna de las situaciones previstas en el artículo 13 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, haciendo mención expresa respecto a la inexistencia o fiel cumplimiento de sus obligaciones de reintegro de otras subvenciones o ayudas, conforme a los términos establecidos en el artículo 21 del Reglamento de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, aprobado por Real Decreto 887/2006, de 21 de julio.

2.º Se encuentran al corriente en el cumplimiento de sus obligaciones tributarias y con la Seguridad Social. En el caso de no estar obligados a presentar las declaraciones o documentos a que se refieren los artículos 18 y 19 del Reglamento de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, aprobado por Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, se deberá hacer mención expresa del fundamento legal de dicha exención. Por el contrario, no existiendo exención de la obligación de presentar tales declaraciones o documentos, deberán constar certificaciones acreditativas del cumplimiento de obligaciones tributarias y frente a la Seguridad Social.

3.º No han solicitado o recibido otras ayudas para la misma actuación o finalidad o, si las han solicitado, se indique el importe de la ayuda solicitada y, si es el caso, obtenida, así como la Administración, organismo o entidad pública concedente.

4.º Que la empresa a la que se represente, en su caso, no está en crisis, según lo establecido por las Directrices Comunitarias sobre ayudas estatales de salvamento y de

reestructuración de empresas en crisis (Comunicación de la Comisión, 2014/C 249/1, de 31 de julio de 2014).

c) Copia del documento que acredite la propiedad del edificio por parte del propietario solicitante o propietarios solicitantes de la actuación, salvo que el solicitante de la actuación sea una comunidad o agrupación de comunidades de propietarios constituidas conforme a lo dispuesto por el artículo 5 de la Ley 49/1960, de 21 de julio, en cuyo caso se estará a lo dispuesto en el siguiente subapartado. A tal efecto podrá aportarse: Certificado catastral electrónico que acredite la titularidad del edificio, certificado o nota simple del registro de la propiedad, o bien, aportar documento/s acreditativo/s del hecho, acto o negocio jurídico que demuestre la adquisición del inmueble. Dicho documento puede ser de naturaleza pública (escritura pública) o privada, siempre y cuando conste fehacientemente la realidad de su fecha, de los intervinientes y en su caso, de todos los requisitos que refiere el artículo 1261 del Código Civil. En el caso de que el solicitante de la actuación no sea el propietario, se deberá aportar adicionalmente la documentación o contrato que acredite la facultad expresa para poder ejecutar las obras correspondientes a la actuación objeto de ayuda (contrato de arrendamiento, de explotación, etc.).

d) Consulta descriptiva y gráfica de datos catastrales del inmueble en el que se van a llevar a cabo las actuaciones que acredite, el uso vivienda u otros usos a los efectos de determinar la cuantía de la ayuda en función del uso y su año de construcción, que debe ser anterior a 2007.

e) Informe justificativo firmado por el solicitante, que en el caso de una comunidad de propietarios será el Presidente, en el que se indicarán las tipologías de actuación en las que se encuadra la ayuda solicitada, descripción de las actuaciones subvencionables, justificación del coste elegible, cuantía máxima de la ayuda solicitada.

f) Certificado de eficiencia energética del edificio existente en su estado actual, con el contenido que establece el artículo 6 del Procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios del Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, firmado por técnico competente y registrado en el registro del órgano competente de la comunidad autónoma.

g) Certificado de eficiencia energética del edificio alcanzado tras la reforma propuesta para la que se solicita ayuda, según en el Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, demostrando que el proyecto que solicita ayuda permite dar un salto en, al menos, (1) una letra medida en la escala de emisiones de dióxido de carbono (kg CO_2/m^2 año), con respecto a la calificación energética inicial del edificio, exclusivamente con las medidas para las que solicita ayuda. El certificado estará firmado por un técnico competente, no siendo necesario que este certificado de eficiencia energética esté registrado en el registro del órgano competente de la comunidad autónoma correspondiente.

En el caso de que el edificio sea de los comprendidos en el artículo 13.11.b) memoria justificativa de alcanzar, al menos, un veinte por ciento de ahorro de energía final con las actuaciones propuestas.

h) Proyecto o memoria técnica, en el caso de que no se requiera proyecto, donde se describan adecuadamente las actuaciones a realizar y la situación de partida, suscrita por técnico competente o instalador, en su caso. En el proyecto o memoria técnica se justificará el cumplimiento de las exigencias básicas del Documento Básico de Ahorro de Energía DB-HE del Código Técnico de la Edificación que sea de aplicación a la tipología para la que se solicita ayuda.

i) Presupuesto de la empresa o empresas que realizarán la ejecución de las actuaciones, suficientemente desglosado, de fecha posterior a la entrada en vigor del Programa.

j) Aquellos que se acojan a la ayuda adicional con criterio social por estar calificadas las viviendas como viviendas bajo algún régimen de protección pública, el ente gestor o las comunidades de propietarios, deberán aportar un certificado de la comunidad autónoma que acredite que obtuvieron dicha calificación las viviendas o equivalente.

k) Aquellos que se acojan a la ayuda adicional con criterio social por estar la vivienda dentro de un Área de Regeneración y Renovación Urbanas, la comunidad de propietarios o el ente gestor, deberán acreditar mediante un certificado de la comunidad autónoma que las viviendas objeto de la rehabilitación están incluidas en un Área de Regeneración y Renovación Urbana.

l) Cualquier otra documentación establecida por este real decreto o la convocatoria correspondiente.

No obstante, la acreditación de los extremos a que se refieren las letras c), d), e), i), j), k) y l) anteriores, podrá ser realizada mediante la documentación o los procedimientos alternativos que las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla pudieran establecer expresamente al respecto en sus respectivas convocatorias, conforme a su propia normativa de aplicación.

2. Con carácter específico, en caso de que el solicitante de la actuación sea una comunidad o agrupación de comunidades de propietarios constituidas conforme a lo dispuesto por el artículo 5 de la Ley 49/1960, de 21 de julio:

a) Copia del documento de identificación fiscal de la comunidad o agrupación de comunidades de propietarios (NIF).
b) Certificado del acuerdo de la junta de propietarios del inmueble, emitido y firmado por el secretario o administrador de la comunidad con el visto bueno del Presidente, en el que, de forma expresa, queden reflejados los siguientes acuerdos adoptados válidamente:

1.º Aprobación de la realización de las obras necesarias para la rehabilitación energética del edificio existente, figurando una descripción general de la actuación y el presupuesto aprobado para su ejecución.
2.º Aprobación de la solicitud de la ayuda al órgano instructor, dentro de este Programa, facultando al Presidente como representante para realizar las gestiones de tramitación de la ayuda.

c) Certificado, emitido y firmado por el secretario o administrador de la comunidad con el visto bueno del Presidente, del acuerdo de la junta de propietarios del inmueble donde se apruebe la designación del Presidente, del Administrador y/o secretario de la comunidad de propietarios.
d) Certificado, emitido y firmado por el secretario o administrador de la comunidad de propietarios con el visto bueno del Presidente, que incluya relación de personas comuneras, con indicación de sus correspondientes cuotas de participación y el número total de viviendas que integran el edificio.

3. Con carácter específico, en caso de que los solicitantes de la actuación sean agrupaciones de personas físicas propietarias en su conjunto del edificio objeto de actuación, que reúnan los requisitos establecidos en el artículo 396 del Código Civil y no hubiesen otorgado el título de constitutivo de propiedad horizontal:

a) Copia del documento de identificación de cada uno de los propietarios (DNI/ NIE). Será de aplicación lo previsto en la misma letra del apartado 1.
b) Acuerdo de la reunión donde se apruebe la ejecución de las actuaciones, se cree la agrupación, se nombre a un representante, a los efectos de la presentación, seguimiento de la solicitud de ayudas y cumplimiento de las obligaciones que como copropietarios les pudiera corresponder a los mismos. Este representante será el encargado de efectuar y justificar la inversión objeto de ayuda, y constará a los efectos de este programa como solicitante de la ayuda. En dicho documento se deberá especificar la cuota correspondiente a cada uno de los copropietarios en la propiedad sobre el edificio objeto de la ayuda solicitada. El documento deberá estar firmado por todos los propietarios.

4. Con carácter específico, en caso de que los solicitantes sean empresas o agrupaciones de personas jurídicas propietarias en conjunto, del edificio objeto de actuación, que reúnan los requisitos establecidos en el artículo 396 del Código Civil y no hubiesen otorgado el título constitutivo de propiedad horizontal:

a) Copia del documento de identificación fiscal de cada una de las personas jurídicas propietarias solicitantes (NIF).
b) Escritura o, en su caso, escrituras de poder suficiente de representación de cada entidad otorgada a favor de la persona jurídica que consta como solicitante de la ayuda, debidamente inscrita, en su caso, en los registros públicos correspondientes.

c) En el caso de agrupación de varios propietarios, acuerdo de la reunión donde se apruebe la ejecución de las actuaciones, se nombre a una de las personas jurídicas propietarias como representante, a los efectos de la presentación, seguimiento de la solicitud de ayudas y cumplimiento de las obligaciones que como copropietarios les pudiera corresponder a los mismos. Este representante será el encargado de efectuar y justificar la inversión objeto de ayuda.

5. Con carácter específico, en caso de que los solicitantes sean agrupaciones tanto de personas físicas como jurídicas propietarias en su conjunto del edificio objeto de actuación, que reúnan los requisitos establecidos en el artículo 396 del Código Civil y no hubiesen otorgado el título constitutivo de propiedad horizontal, aportarán la documentación prevista para cada uno de ellos en los apartados anteriores.

6. Con carácter específico, en caso de que el solicitante sea una administración o entidad pública, propietaria o usuaria de un edificio adscrito, se aportará además certificación acreditativa de resolución o acuerdo adoptado por el órgano competente de la administración o entidad pública beneficiaria, por la que se apruebe la participación en este programa de ayudas asumiendo los compromisos contenidos en el mismo.

7. Con carácter específico, en caso de que el solicitante sea una empresa de servicios energéticos, una empresa arrendataria o explotadora del edificio:

a) Copia del NIF del empresario persona física o persona jurídica.

b) Escrituras de la empresa y/o estatutos vigentes de la misma, debidamente inscritos, en su caso, en los registros públicos correspondientes.

c) Escritura de poder suficiente de representación otorgada a favor de la persona que consta como solicitante de la ayuda, debidamente inscrita, en su caso, en el registro público correspondiente, y copia de su DNI.

d) Copia de documento acreditativo y vigente de encontrarse dado de alta en el Impuesto de Actividades Económicas en la actividad económica relacionada con la actuación subvencionable objeto de su solicitud, así como copia del justificante de pago del último recibo correspondiente (para ESEs).

e) En caso de actuar como empresa de servicios energéticos, declaración responsable con el compromiso de actuación como tal, indicando los contenidos contractuales que se pretende aplicar a los usuarios.

f) Copia del contrato o contratos formalizados con el propietario o propietarios del edificio que acrediten la relación arrendaticia o de explotación del mismo, así como que el solicitante está autorizado expresamente para la realización de las actuaciones objeto de ayuda.

8. Con carácter específico, en caso de que el solicitante sea un ayuntamiento, diputación provincial o entidad local equivalente, o una mancomunidad o agrupación de municipios españoles, Cabildos y consejos Insulares que realicen un convenio con comunidades de propietarios de edificios residenciales de uso vivienda u otros propietarios de edificios de distinto uso para promover y gestionar la realización de actuaciones de rehabilitación energética, se aportará además copia del convenio donde se recoge la designación de la entidad local como representante y beneficiario del derecho de cobro de la ayuda por parte de la comunidad de propietarios a la entidad, así como la forma en que se recuperará la inversión mediante un sistema de cuotas a los vecinos, una vez descontadas las ayudas públicas.

9. Con carácter específico, en caso de que el solicitante sea una comunidad de energías renovables o una comunidad ciudadana de energía la documentación a solicitar se corresponderá con la solicitada según el tipo de destinatario en que pueda encuadrarse de los considerados en el artículo 11.

10. No obstante, la documentación a que se refieren los anteriores apartados 2 al 9 podrá ser sustituida o complementada por aquella otra que establezcan las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla en sus respectivas convocatorias, conforme a su normativa propia de aplicación, siempre y cuando queden acreditados idénticos extremos a los recogidos en tales apartados y la misma se corresponda específicamente con las actuaciones para las que se solicita ayuda. Los diferentes documentos técnicos que se aporten (proyecto, informe justificativo, certificado de eficiencia energética del edificio, presupuesto, etc.) deberán corresponderse con las mismas actuaciones para las que se

solicita ayuda, de forma que sean coherentes entre sí y los datos técnicos que aporten sean coincidentes o razonablemente similares. En particular, el salto de letra obtenido en la calificación energética deberá obtenerse y justificarse exclusivamente con las medidas para las que se solicita ayuda y ser coherente con el proyecto o memoria técnica y el presupuesto de ejecución de la actuación.

B. Documentación requerida para justificar las actuaciones realizadas. La justificación por parte de los destinatarios últimos de las ayudas de la ejecución de las actuaciones objeto de ayuda deberá realizarse ante el órgano instructor a través de la presentación de la documentación que, con carácter general, figura a continuación salvo que los órganos instructores de las comunidades autónomas o ciudades de Ceuta y Melilla habiliten los medios electrónicos o de otro tipo necesarios para realizar por ellos mismos la comprobación de alguno o todos los extremos referidos (y sin perjuicio de la documentación complementaria que pudieran requerir en sus respectivas convocatorias):

a) Notificación dirigida al órgano instructor comunicando la documentación aportada a la comunidad o ciudad autónoma, fechada y firmada por el destinatario último de las ayudas, o su sustitución por los modelos de aportación de documentación o registros informáticos habituales en la gestión de ayudas de cada comunidad o ciudad autónoma.

b) Certificado final de obra suscrito por el director de obra y director de ejecución de la obra, en su caso, en el caso de las actuaciones de mejora de la envolvente térmica (tipología 1).

c) Certificado de la instalación térmica, suscrito por el director de la instalación o instalador autorizado, registrado en el órgano competente de la Comunidad Autónoma de acuerdo con el RITE, en el caso de las actuaciones sobre instalaciones térmicas (tipología 2).

d) Certificado de eficiencia energética obtenido una vez realizadas las actuaciones, suscrito por técnico competente, en el que se acredite la mejora mínima de 1 letra en su calificación energética, medida en la escala de emisiones de dióxido de carbono (kg CO_2 /m^2 año), y registrado en el registro del órgano competente de la comunidad o ciudad autónoma. En el caso de que el edificio sea de los comprendidos en el artículo 13.11.b) memoria justificativa de alcanzar al menos un 20 % de ahorro de energía final con las actuaciones propuestas.

e) Declaración responsable del destinatario último en la que se haga constar el cumplimiento de la normativa relativa a las infraestructuras comunes de telecomunicaciones e instalaciones digitales, cuando a la actuación le resulte de aplicación lo dispuesto en el Real Decreto 346/2011, de 11 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento regulador de las infraestructuras comunes de telecomunicaciones para el acceso a los servicios de telecomunicación en el interior de las edificaciones.

f) Memoria de actuación justificativa del cumplimiento de las condiciones impuestas en la concesión de la subvención, conforme a lo exigido por estas bases y la resolución de concesión de la ayuda, con indicación de las actividades realizadas y de los resultados obtenidos. Esta memoria será realizada y suscrita por un técnico titulado competente autor del proyecto o de dirección de la ejecución de la actuación, indicando así mismo la fecha de conclusión de las actuaciones.

g) Informe que acredite la adecuada realización de las actuaciones objeto de la ayuda concedida de acuerdo con la documentación presentada en la solicitud de la ayuda, emitido por organismo de control o entidad de control que cumpla los requisitos técnicos establecidos en el Real Decreto 410/2010, de 31 de marzo, por el que se desarrollan los requisitos exigibles a las entidades de control de calidad de la edificación y a los laboratorios de ensayos para el control de calidad de la edificación, para el ejercicio de su actividad o por entidad de control habilitada para el campo reglamentario de las instalaciones térmicas reguladas por la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria y el Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de la infraestructura para la calidad y la seguridad industrial, en la especialidad o especialidades que mejor se adecuen a la naturaleza de la actuación.

h) Relación certificada y copia de los pedidos y/o contratos relativos a las actuaciones realizadas.

i) Relación certificada y copia de las facturas y de sus correspondientes justificantes bancarios de pago, correspondientes a la inversión elegible realizada y que respondan al presupuesto y contratos presentados.

j) Para los proyectos con una ayuda concedida inferior a 50.000 euros y de manera opcional, podrá entregarse cuenta justificativa con aportación de justificantes de gasto, según lo previsto en el artículo 72 del Reglamento de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, aprobado por Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, con el alcance que será detallado en las correspondientes convocatorias de ayuda de las respectivas comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla.

Así mismo dichas convocatorias podrán establecer la exención de la obligación de aportar la documentación que se indica en las letras a), f), g) y i) de este apartado B.

De la misma forma, opcionalmente, podrá entregarse cuenta justificativa con aportación de informe de auditor, según lo previsto en el artículo 74 del Reglamento de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, aprobado por Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, con el alcance que será detallado en las correspondientes convocatorias de ayuda de las respectivas comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla.

Así mismo dichas convocatorias podrán establecer la exención de la obligación de aportar la documentación que se indica en las letras h), i), k), l), m), n), o) y p) de este apartado B siempre que el alcance de la revisión de la cuenta justificativa contenga, la información allí requerida y, en todo caso, con especial hincapié en la comprobación de los siguientes apartados:

1) Revisión de la memoria de actuación justificativa del cumplimiento de las condiciones impuestas en la concesión de la subvención, conforme a lo exigido por estas bases y la resolución de concesión de la ayuda, con indicación de las actividades realizadas y de los resultados obtenidos. Deberá incluir información suficiente sobre el desarrollo y el grado de cumplimiento del proyecto subvencionado, de forma concreta y detallada, con un informe sobre la situación final del mismo, indicando así mismo la fecha de conclusión de las actuaciones.

Igualmente, esta memoria incorporará un reportaje fotográfico de las actuaciones realizadas, que incluya fotografías de la situación del edificio después de las actuaciones y donde se muestre el cartel publicitario de la actuación. Además, aportará la información y el enlace al sitio de Internet del destinatario último de las ayudas, en caso de que disponga de uno, donde dicho destinatario informará al público del posible apoyo obtenido de los Fondos Europeos haciendo una breve descripción de la operación, de manera proporcionada al nivel de apoyo prestado, con sus objetivos y resultados, y destacando el apoyo financiero de la Unión Europea.

2) Revisión de la memoria económica abreviada que incluya el estado representativo de la totalidad de los gastos e inversiones incurridos en la realización de las actividades subvencionadas, debidamente agrupados, con identificación del acreedor y del documento, su importe, fecha de emisión y, en su caso, fecha de pago.

Incluirá, en su caso, una justificación de las desviaciones acaecidas respecto al presupuesto considerado en la concesión de la ayuda.

Además, incluirá relación de los pedidos y/o los contratos relativos a las actuaciones realizadas, así como relación de las facturas, y de sus correspondientes justificantes bancarios de pago.

Debe acreditar la existencia de una contabilidad separada o diferenciada para todas las transacciones relacionadas.

Debe acreditar la legalidad del procedimiento de contratación de las actuaciones por parte del destinatario último de las ayudas, así como que dispone de al menos tres ofertas de diferentes proveedores en los supuestos previstos en el artículo 31.3 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, y de una memoria que justifique razonablemente la elección del proveedor cuando la misma no haya recaído en la oferta económica más ventajosa.

3) Detalle de otros ingresos o subvenciones que hayan financiado la actividad subvencionada con indicación del importe y su procedencia. Debe acreditar la existencia o no de otras subvenciones o ayudas cobradas para la misma actuación o finalidad que la solicitada en el contexto de este real decreto, de cualquier administración, organismo o entidad pública, nacional o internacional.

En aquellos casos en que el destinatario último de las ayudas esté obligado a auditar sus cuentas anuales, este mismo auditor será el encargado de revisar la cuenta justificativa. En el resto de los casos, el auditor será designado por el destinatario último de las ayudas entre auditores o empresas de auditoría inscritas en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas (ROAC). Se ha de formalizar un contrato entre el auditor y el destinatario último de la subvención en el que figurarán como mínimo los siguientes extremos:

1. Obligación del destinatario último de las ayudas de confeccionar y facilitar al auditor cuantos libros, registros y documentos le sean solicitados para efectuar la revisión.
2. Realizar la revisión y emitir un informe de acuerdo a las normas especiales reguladoras de la subvención y la resolución de concesión.
3. Sometimiento a lo dispuesto en la normativa vigente sobre auditoría de cuentas en cuanto a independencia e incompatibilidad del auditor.
4. Deber de confidencialidad del auditor de cuentas y del personal a su cargo y compromiso del destinatario último de las ayudas de autorización de comunicación entre auditores.
5. El informe a emitir por el auditor debe hacer mención expresa a los siguientes extremos de la revisión: objeto, naturaleza y alcance, resultado y fecha y firma.

k) Documentación justificativa de que el destinatario último de la ayuda es titular del número o números de cuenta desde los que se han realizado los pagos y en el que se ha de ingresar la ayuda.

l) Certificados emitidos por Hacienda y por la Seguridad Social justificativos de que el destinatario último de las ayudas cumple con sus obligaciones tributarias y con la Seguridad Social, conforme a lo dispuesto en el artículo 22 del Reglamento de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, aprobado por Real Decreto 887/2006, de 21 de julio, salvo que los órganos instructores de las comunidades autónomas o ciudades de Ceuta y Melilla habiliten los medios electrónicos o de otro tipo necesarios para realizar por ellos mismos tal comprobación, dejando constancia en el expediente y, en su caso, previa conformidad del interesado.

m) Declaración responsable que acredite la existencia de otras subvenciones o ayudas cobradas para la misma actuación o finalidad que la solicitada en el contexto de este Programa de ayudas, de cualquier administración, organismo o entidad pública, nacional o internacional.

n) Reportaje fotográfico de las actuaciones realizadas, que incluya fotografías de la situación del edificio después de las actuaciones, y en su caso, de los equipos e instalaciones principales finales objeto de la ayuda, y donde se muestre el cartel publicitario de la actuación. Información y enlace al sitio de Internet del destinatario último de las ayudas, en caso de que disponga de uno, donde dicho destinatario último de las ayudas informará al público del posible apoyo obtenido de los Fondos Europeos FEDER y/o, en su caso, del instrumento de la Unión Europea que corresponda, haciendo una breve descripción de la operación, de manera proporcionada al nivel de apoyo prestado, con sus objetivos y resultados, y destacando el apoyo financiero de la Unión Europea.

o) Documentación justificativa sobre el proceso de contratación de las actuaciones por parte del destinatario último de las ayudas. Las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla podrán establecer en la convocatoria la exención de esta obligación para el caso de que el alcance de la cuenta justificativa incluya la justificación de este proceso.

p) Documentación justificativa de la existencia de una contabilidad separada o diferenciada para todas las transacciones relacionadas (ingresos y pagos, incluido, en su caso, el ingreso de ayudas, pagos a proveedores, etc.)

q) Declaración responsable, previa a la justificación por parte de los destinatarios últimos de las ayudas, garantizando el proceso de contratación de las actuaciones, la existencia de una contabilidad separada o diferenciada para todas las transacciones relacionadas, el cumplimiento de las normas nacionales y comunitarias sobre requisitos de igualdad de oportunidades y no discriminación aplicables a este tipo de actuaciones, el cumplimiento de las normas medioambientales nacionales y comunitarias, y sobre desarrollo sostenible y la aplicación de medidas antifraude eficaces y proporcionadas en el ámbito de gestión del proyecto objeto de ayuda (según modelo que estará disponible en web del IDAE o bien en la

de la comunidad autónoma o ciudad de Ceuta y Melilla correspondiente). Las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla podrán establecer en la convocatoria la exención de la totalidad o una parte de esta obligación para el caso de que el alcance de la cuenta justificativa incluya las garantías requeridas en este apartado.

En todo caso, si realizada la actividad y finalizado el plazo para justificar, se hubiera pagado sólo una parte de los gastos en que se hubiera incurrido, a efectos de pérdida del derecho a la percepción de la ayuda correspondiente, se aplicará el principio de proporcionalidad

Con independencia de lo anterior, el órgano instructor podrá elaborar instrucciones de acreditación y justificación complementarias para los casos en los que la complejidad de la actuación o el importe elevado de la ayuda así lo requirieran.

Para Opción B

La documentación necesaria para esta opción será la que determine la comunidad autónoma o ciudades de Ceuta y Melilla en su respectiva convocatoria.

ANEXO IV

Actuaciones subvencionables y costes elegibles

1. Actuaciones subvencionables

Tipología de actuación 1. Mejora de la eficiencia energética de la envolvente térmica

1. Objetivo. Reducir la demanda energética en calefacción y climatización de los edificios existentes, mediante la mejora de la eficiencia energética de su envolvente térmica en su conjunto o en alguno de los elementos que la componen.

2. Actuaciones subvencionables. Serán actuaciones subvencionables las que se realicen en la envolvente térmica del edificio que se compone de los cerramientos del edificio que separan los recintos habitables del ambiente exterior (aire, terreno u otro edificio) y las particiones interiores que separan los recintos habitables de los no habitables, que a su vez estén en contacto con el ambiente exterior. Las actuaciones energéticas consideradas dentro de esta medida serán aquellas que consigan una reducción de la demanda energética de calefacción y climatización del edificio, mediante actuaciones sobre su envolvente térmica. Las actuaciones energéticas sobre la envolvente térmica podrán contemplar soluciones constructivas convencionales y no convencionales.

Se entienden por soluciones constructivas convencionales las utilizadas habitualmente en los edificios para reducir su demanda energética como, por ejemplo, las que afectan a las fachadas, cubiertas, carpinterías exteriores, vidrios y protecciones solares.

Se entienden como soluciones constructivas no convencionales las conocidas como medidas de «arquitectura bioclimática», como, por ejemplo: Muros trombe, muros parietodinámicos, invernaderos adosados, sistemas de sombreamiento, ventilación natural, etc.

Se considerarán también costes elegibles, las instalaciones auxiliares necesarias para llevar a cabo esta actuación, como andamiajes o grúas.

Para la Opción A solo se considerarán subvencionables las actuaciones integrales sobre uno o varios de los cerramientos (fachada, cubierta, huecos, etc.) de la envolvente térmica del edificio, pero no sobre una o varias viviendas o locales del mismo edificio, consideradas individualmente.

Para la Opción B solo se consideran subvencionables las actuaciones sobre uno o varios de los cerramientos (fachadas, cubierta, huecos, etc.) de la envolvente térmica, sobre una o varias viviendas o locales del mismo edificio, consideradas individualmente.

Tanto para la Opción A como para la Opción B, las actuaciones deberán cumplir con los siguientes requisitos:

a) Las exigencias mínimas de eficiencia energética que debe cumplir la envolvente térmica que se reforme, son las que figuran en el Documento Básico de Ahorro de Energía

DB-HE del Código Técnico de la Edificación, que deben ser acreditadas y/o justificadas por el técnico competente en el proyecto y/o la memoria técnica. Al tratarse de un edificio existente será de aplicación el apartado IV de su Parte I, denominado «Criterios de aplicación en edificios existentes». Y en particular el criterio 2 de flexibilidad, de forma que en los casos en que no sea posible alcanzar el nivel de prestación establecido con carácter general, desde el punto de vista del cumplimiento de las exigencias básicas de ahorro de energía, podrán adoptarse soluciones que permitan el mayor grado de adecuación posible cuando, entre otros motivos, las soluciones no sean técnica o económicamente viables.

b) Todos los valores de transmitancia utilizados por el técnico competente en la elaboración del certificado de eficiencia del edificio que no sean «por defecto», deberán estar justificados de la forma siguiente: Si el valor seleccionado es «estimado» o «conocido», deberá aportar la composición del cerramiento. Si el valor seleccionado es «conocido» y el material utilizado no está en la base de datos del programa informático de calificación de la eficiencia energética utilizado, deberá aportar el Documento de Idoneidad Técnica Europeo (DITE) del material utilizado. Se deberá aportar siempre, en el caso de vidrios y cerramientos, el marcado CE o ficha técnica de la carpintería y de los vidrios, donde figuren las características térmicas de los mismos.

3. Cuantía de las ayudas. Las ayudas a otorgar dentro del programa para este tipo de actuación serán entregas dinerarias sin contraprestación, tal y como se indica a continuación.

El importe de la ayuda a otorgar será la suma de la Ayuda Base y la Ayuda Adicional que pudiera corresponder en cada caso, conforme se establece en los apartados siguientes, y en cualquier caso, dicho importe estará sometido a los límites que se establezcan en la normativa de ayudas de estado:

1.º Ayuda Base. La cuantía de la ayuda podrá ser, según lo establecido en el anexo I, para la Opción A del treinta y cinco por ciento y para la Opción B del veinticinco por ciento del coste elegible de la actuación. En el caso de edificios de uso vivienda la cuantía tendrá un límite máximo de 6.000 euros/vivienda.

2.º Ayuda Adicional por criterio social, eficiencia energética o actuación integrada. Se podrá obtener una ayuda adicional a la ayuda base, siempre que se cumplan las condiciones que para ello se requiere, en los casos en que concurra criterio social, eficiencia energética o actuación integrada, de acuerdo con la definición que de estos conceptos se realiza en el anexo I de este real decreto. El cálculo de la ayuda adicional se realizará sumando el porcentaje de cada uno de los tres criterios según corresponda. En el caso del criterio de eficiencia energética solo se podrá aplicar uno de los tres porcentajes, bien calificación energética A, B o incremento de 2 o más letras. Los valores de la ayuda adicional que corresponden a esta tipología de actuación, se indican en el cuadro siguiente, en el que los porcentajes son referidos a la suma de costes elegibles correspondientes a esta tipología de actuación:

Uso del edificio	% adicional: Criterios sociales	% adicional: Eficiencia energética			% adicional: Actuación integrada
		Calificación final A	Calificación final B	Incremento de 2 o más Letras	
Vivienda.	15 %	15 %	10 %	5 %	20 %
Resto de usos.	0 %	15 %	10 %	5 %	20 %

Tipología de actuación 2. Mejora de la eficiencia energética y de energías renovables en las instalaciones térmicas de calefacción, climatización, ventilación y agua caliente sanitaria

Subtipología 2.1 Sustitución de energía convencional por energía solar térmica

1. Objetivo. Reducir el consumo de energía convencional en edificios existentes mediante el uso de la energía solar térmica para la producción de agua caliente sanitaria, calefacción, refrigeración y/o climatización de piscinas.

2. Actuaciones subvencionables. Serán actuaciones subvencionables aquellas en las se sustituya energía convencional para producción de agua caliente sanitaria, calefacción, refrigeración y/o climatización de piscinas en edificios existentes por energía solar térmica.

Serán subvencionables las instalaciones solares nuevas y rehabilitaciones y/o ampliaciones de instalaciones existentes siempre que supongan la sustitución y/o incremento de la potencia de generación solar y que se realicen en edificios existentes. También se consideran subvencionables instalaciones solares térmicas que den servicio a una red de climatización urbana.

Las instalaciones solares térmicas deberán cumplir con los siguientes requisitos:

a) Responderán a la definición de «Instalación Solar Térmica» de la normativa vigente que le sea de aplicación.

b) Las instalaciones y equipos cumplirán con la normativa vigente establecida en el RITE, el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para instalaciones solares térmicas Revisión 2009 así como el documento reconocido del RITE «Guía ASIT de la Energía Solar Térmica», elaborado por ASIT y disponible en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

c) Los captadores solares deben estar certificados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

d) Solo se admitirán captadores con coeficiente global de pérdidas inferior a 9 W/(m^2 ºC).

3. Cuantía de las ayudas. Las ayudas a otorgar dentro del programa para este tipo de actuación serán entregas dinerarias sin contraprestación tal y como se indica a continuación.

El importe de la ayuda a otorgar será la suma de la Ayuda Base y la Ayuda Adicional que pudiera corresponder en cada caso, conforme se establece en los apartados siguientes, y en cualquier caso, dicho importe estará sometido a los límites que se establezcan en la normativa de ayudas de estado:

1.º Ayuda Base. La cuantía de la ayuda podrá ser, según lo establecido en el anexo I, para la Opción A del treinta y cinco por ciento y para la Opción B del veinticinco por ciento del coste elegible de la actuación.

2.º Ayuda Adicional por criterio social, eficiencia energética o actuación integrada. Se podrá obtener una ayuda adicional a la ayuda base, siempre que se cumplan las condiciones que para ello se requiere, en los casos en que concurra criterio social, eficiencia energética o actuación integrada, de acuerdo con la definición que de estos conceptos se realiza en el anexo I de este real decreto. El cálculo de la ayuda adicional se realizará sumando el porcentaje de cada uno de los tres criterios según corresponda. En el caso del criterio de eficiencia energética solo se podrá aplicar uno de los tres porcentajes, bien calificación energética A, B o incremento de dos o más letras. Los valores de la ayuda adicional que corresponden a esta tipología de actuación, se indican en el cuadro siguiente, en el que los porcentajes son referidos a la suma de costes elegibles correspondientes a esta tipología de actuación:

Uso del edificio	% adicional: Criterios sociales	% adicional: Eficiencia energética			% adicional: Actuación integrada
		Calificación final A	Calificación final B	Incremento de 2 o más Letras	
Vivienda.	10 %	10 %	5 %	0 %	15 %
Resto de usos.	0 %	10 %	5 %	0 %	15 %

A los efectos del cálculo de la ayuda que corresponda a esta actuación, se considerará un coste elegible máximo, que será el que resulte de las siguientes expresiones en función del caso, donde Ps (kW) es la potencia de la instalación solar térmica nueva. Se establecen tres tipologías de actuación diferentes en función de la aplicación abastecida:

– Caso S1: Instalaciones solares para producción de agua caliente sanitaria y/o climatización de piscinas descubiertas y/o cubiertas. Coste elegible máximo (€) = 1.000 x Ps(kW)

– Caso S2: Instalaciones solares para calefacción, y opcionalmente aplicaciones recogidas en el Caso S1. Coste elegible máximo (€) = 1.500 x Ps (kW)

– Caso S3: Instalaciones solares para calefacción y refrigeración, y opcionalmente aplicaciones recogidas en el Caso S1. Coste elegible máximo (€) = 1.850 x Ps (kW)

Subtipología 2.2 Sustitución de energía convencional por energía geotérmica

1. Objetivo. Reducir el consumo de energía convencional en edificios existentes mediante el uso de la energía geotérmica para uno o varios de los siguientes usos: calefacción, climatización, producción de agua caliente sanitaria y climatización de piscinas.

2. Actuaciones subvencionables. Serán actuaciones subvencionables las realizadas en las instalaciones de calefacción, climatización, producción de agua caliente sanitaria y/o climatización de piscinas, tanto si el sistema de generación se ubica en el propio edificio usuario como externo a él suministrando a uno o varios edificios existentes, siempre que sustituyan instalaciones de energía convencional, incluyendo la modificación de redes de calefacción/ climatización, empleando instalaciones que utilicen la energía geotérmica.

Para ser subvencionable la potencia térmica nominal de la instalación geotérmica nueva o de la instalación geotérmica existente sobre la que se actúe deberá ser mayor a 12 kW.

Las instalaciones geotérmicas deberán cumplir con los siguientes requisitos:

a) Las instalaciones realizadas deberán cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE) y, para el caso de sistemas de intercambio geotérmico de circuito cerrado, el documento reconocido del RITE «Guía técnica de diseño de sistemas de intercambio geotérmico de circuito cerrado» publicada por el IDAE, y disponible en el Registro Oficial de Documentos del RITE en la Web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, así como cualquier otra legislación que les sea de aplicación.

b) Para actuaciones con equipos de bomba de calor, los valores de rendimiento estacional utilizados por el técnico competente en la elaboración del certificado de eficiencia del edificio deberán corresponderse con el rendimiento medio estacional de la bomba de calor y deberán estar determinados y justificados mediante alguno de los siguientes documentos:

– Ficha técnica o etiqueta energética de la bomba de calor donde aparezcan los rendimientos medios estacionales;
– certificado EUROVENT o similar;
– informe suscrito por el técnico competente. Para este informe podrá usarse el documento reconocido del RITE: «Prestaciones Medias Estacionales de las bombas de calor para producción de calor en edificios».

En el caso de las instalaciones de geotermia, se considerarán costes elegibles, además de los ya indicados en el artículo sexto, los siguientes conceptos: la inversión en equipos efectuada, los costes de ejecución de la instalación, obra civil asociada e instalaciones auxiliares necesarias, así como, el coste de la realización de los estudios, ensayos, sondeos y simulaciones preliminares previas a la realización del diseño de la instalación, sondeos, excavaciones, cimentaciones, zanjas, urbanización y demás elementos necesarios para su explotación, así como redes de calor/frío y estaciones de intercambio.

3. Cuantía de las ayudas. Las ayudas a otorgar dentro del programa para este tipo de actuación serán entregas dinerarias sin contraprestación tal y como se indica a continuación.

El importe de la ayuda a otorgar será la suma de la Ayuda Base y la Ayuda Adicional que pudiera corresponder en cada caso, conforme se establece en los apartados siguientes, y en cualquier caso, dicho importe de ayuda estará sometido a los límites que se establezcan en la normativa de ayudas de estado:

1.º Ayuda Base. La cuantía de la ayuda podrá ser, según lo establecido en el anexo I, para la Opción A del treinta y cinco por ciento y para la Opción B del veinticinco por ciento del coste elegible de la actuación.

2.º Ayuda Adicional por criterio social, eficiencia energética o actuación integrada. Se podrá obtener una ayuda adicional a la ayuda base, siempre que se cumplan las condiciones que para ello se requiere, en los casos en que concurra criterio social, eficiencia energética o actuación integrada, de acuerdo con la definición que de estos conceptos se realiza en el anexo I de este real decreto. El cálculo de la ayuda adicional se realizará sumando el porcentaje de cada uno de los tres criterios según corresponda. En el caso del criterio de eficiencia energética solo se podrá aplicar uno de los tres porcentajes, bien calificación energética A, B o incremento de 2 o más letras. Adicionalmente, se podrá incrementar un 5

% la ayuda adicional en el criterio de eficiencia energética para edificios de uso vivienda, siempre que se realice también una instalación solar fotovoltaica o de otra tecnología renovable de generación eléctrica, con o sin acumulación, destinada al autoconsumo del edificio cuando su potencia instalada sea como mínimo del 30 % de la potencia eléctrica demandada por los equipos de bomba de calor geotérmica.

Los valores de la ayuda adicional que corresponden a esta tipología de actuación, se indican en el cuadro siguiente, en el que los porcentajes son referidos a la suma de costes elegibles correspondientes a esta tipología de actuación:

Uso del edificio	% adicional: Criterios sociales	% adicional: Eficiencia energética			% adicional: Actuación integrada
		Calificación final A	Calificación final B	Incremento de 2 o más letras	
Vivienda.	10 %	0 %*	0 %*	0 %*	15 %
Resto de usos.	0 %	10 %	5 %	0 %	15%

* El % adicional por Eficiencia Energética en edificios de uso vivienda será del 5 % en el caso de que se realice también una instalación renovable de generación eléctrica, con o sin acumulación, destinada al autoconsumo del edificio cuando su potencia instalada sea como mínimo del 30 % de la potencia eléctrica demandada por los equipos de bomba de calor geotérmica.

A los efectos del cálculo de la ayuda que corresponda a esta actuación, se considerará un coste elegible máximo, que será el que resulte de las siguientes expresiones en función del caso, donde P (kW) es la potencia térmica del generador:

– Caso G1: Instalaciones de generación de agua caliente y/o calefacción/refrigeración en circuito abierto, para un edificio: Coste elegible máximo (€) = 1.600 * $P^{(0,83)}$.

– Caso G2: Instalaciones de generación de agua caliente y/o calefacción/refrigeración en circuito cerrado con intercambio vertical, con sondeos, para un edificio: Coste elegible máximo (€) = 4.000 * $P^{(0,83)}$.

– Caso GR1: Instalaciones de generación de agua caliente y/o calefacción/ refrigeración en circuito abierto, para generación de calor y/o frío centralizadas, incluyendo red de distribución y de intercambio a los usuarios, que dé servicio a varios edificios: Coste elegible máximo (€) = 2.600 * $P^{(0,83)}$.

– Caso GR2: Instalaciones de generación de agua caliente y/o calefacción/ refrigeración en circuito cerrado, para generación de calor y/o frío centralizadas, incluyendo red de distribución y de intercambio a los usuarios, que dé servicio a varios edificios: Coste elegible máximo (€) = 5.000 * $P^{(0,83)}$.

Subtipología 2.3 Sustitución de energía convencional por biomasa en las instalaciones térmicas

1. Objetivo. Reducir el consumo de energía convencional en edificios existentes mediante el uso de biomasa como combustible para calefacción, climatización y producción de agua caliente sanitaria y climatización de piscinas.

2. Actuaciones subvencionables. Serán actuaciones subvencionables las realizadas en instalaciones de calefacción, climatización, producción de agua caliente sanitaria y climatización de piscinas que incluyan sistema de intercambio humos /agua y que sustituyan a instalaciones de energía convencional existentes en edificios, incluyendo inversiones en redes de calefacción centralizada que den servicio a más de un edificio.

Las instalaciones de biomasa deberán cumplir con los siguientes requisitos:

a) Las instalaciones realizadas deberán cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE) y en el documento reconocido del RITE «Guía Técnica: Instalaciones de biomasa térmica en los edificios», publicada por el IDAE, y disponible en el Registro Oficial de Documentos del RITE en la Web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, así como cualquier otra legislación que les sea de aplicación.

b) Los beneficiarios que soliciten ayudas para instalaciones de biomasa para uso no industrial que incluyan calderas de menos de 1 MW deberán:

– Presentar una acreditación por parte del fabricante del equipo del cumplimiento de los requisitos de eficiencia energética estacional y emisiones para el combustible que se vaya a utilizar, que no podrán ser menos exigentes que los definidos en el Reglamento de Ecodiseño en vigor (Reglamento (UE) 2015/1189, de la Comisión, de 28 de abril de 2015, por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en relación con los requisitos de diseño ecológico aplicables a las calderas de combustible sólido.

– Como requisito adicional a las obligaciones establecidas en el artículo 13 de este real decreto, para esta medida el beneficiario mantendrá un registro documental suficiente que permita acreditar que el combustible empleado en la caldera dispone de un certificado otorgado por una entidad independiente acreditada relativo al cumplimiento de la clase A1 según lo establecido en la norma UNE-EN-ISO 17225-2, de la clase 1 de la norma UNE-EN-ISO 17225-4, de la clase A1 de la norma 164003 o de la clase A1 de la norma 164004. Este registro se mantendrá durante un plazo de cinco años.

En el caso de las instalaciones de biomasa, se considerarán costes elegibles, los siguientes conceptos: silos, sistemas de generación de calor/frío, modificación de la sala de calderas, sistemas de transporte interno de biomasa, sistemas de tratamientos y emisión de los humos y demás elementos necesarios para su explotación, así como redes de calor/frío y estaciones de intercambio.

3. Cuantía de las ayudas. Las ayudas a otorgar dentro del programa para este tipo de actuación serán entregas dinerarias sin contraprestación, tal y como se indica a continuación.

La ayuda económica sin contraprestación. El importe de la ayuda a otorgar será la suma de la Ayuda Base y la Ayuda Adicional que pudiera corresponder en cada caso, conforme se establece en los apartados siguientes, y en cualquier caso, dicho importe de ayuda estará sometido a los límites que se establezcan en la normativa de ayudas de estado:

1.º Ayuda Base. La cuantía de la ayuda podrá ser, según lo establecido en el anexo I, para la Opción A del treinta y cinco por ciento y para la Opción B del veinticinco por ciento del coste elegible de la actuación.

2.º Ayuda Adicional por criterio social, eficiencia energética o actuación integrada. Se podrá obtener una ayuda adicional a la ayuda base, siempre que se cumplan las condiciones que para ello se requiere, en los casos en que concurra criterio social, eficiencia energética o actuación integrada, de acuerdo con la definición que de estos conceptos se realiza en el anexo I de este real decreto. El cálculo de la ayuda adicional se realizará sumando el porcentaje de cada uno de los tres criterios según corresponda. En el caso del criterio de eficiencia energética solo se podrá aplicar uno de los tres porcentajes, bien calificación energética A, B o incremento de 2 o más letras. Los valores de la ayuda adicional que corresponden a esta tipología de actuación, se indican en el cuadro siguiente, en el que los porcentajes son referidos a la suma de costes elegibles correspondientes a esta tipología de actuación:

Uso del edificio	% adicional: Criterios sociales	% adicional: Eficiencia energética			% adicional: Actuación integrada
		Calificación final A	Calificación final B	Incremento de 2 o más letras	
Vivienda.	10 %	0 %	0 %	0 %	10 %
Resto de usos.	0 %	10 %	5 %	0 %	10 %

A los efectos del cálculo de la ayuda que corresponda a esta actuación, se considerará un coste elegible máximo, que será el que resulte de las siguientes expresiones en función del caso, donde P (kW) es la potencia térmica del generador:

– Caso B1: Instalaciones de generación de agua caliente y/o calefacción en un edificio. Coste elegible máximo (€) = 880 x $P^{(0,87)}$.

– Caso B2: Instalaciones de generación de agua caliente y/o calefacción y refrigeración en un edificio. Coste elegible máximo (€) = 1.540 x $P^{(0,87)}$.

– Caso BR1: Instalaciones de generación de calor centralizadas, incluyendo red de distribución y de intercambio a los usuarios, que dé servicio a varios edificios. Coste elegible máximo (€) = 1.250 x $P^{(0,87)}$.

– Caso BR2: Instalaciones de generación de calor y frío centralizadas, incluyendo red de distribución y de intercambio a los usuarios, que dé servicio a varios edificios. Coste elegible máximo (€) = 2.124 x $P^{(0,87)}$.

– Caso BR3: Instalaciones de generación de calor centralizadas, incluyendo red de distribución y de intercambio, así como producción de frío descentralizada a los usuarios (la producción de frío descentralizado deberá estar abastecida por energía renovable), que dé servicio a varios edificios. Coste elegible máximo (€) = 2.374 x $P^{(0,87)}$.

Subtipología 2.4 Mejora de la eficiencia energética de los sistemas de generación no incluidos en las subtipologías 2.1 a 2.3

1. Objetivo. Reducir el consumo de energía de las instalaciones térmicas de calefacción, climatización, ventilación, producción de agua caliente sanitaria y climatización de piscinas de edificios existentes, mediante actuaciones en el subsistema de generación no incluidos en los apartados 2.1 a 2.3.

2. Actuaciones subvencionables Se consideran actuaciones subvencionables las realizadas en instalaciones térmicas de calefacción, climatización, ventilación y producción de agua caliente sanitaria destinadas a atender la demanda del bienestar térmico e higiene de las personas en los edificios, así como la climatización de las piscinas, dentro del ámbito de aplicación del Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE).

Las exigencias mínimas de eficiencia energética que debe cumplir la instalación térmica que se renueve, son las que figuran en el Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE) vigente.

Las actuaciones energéticas subvencionables serán las siguientes:

a) Soluciones de aerotermia e hidrotermia de alta eficiencia energética que impliquen la sustitución de equipos de generación térmica existentes que permitan mejorar la eficiencia energética en las instalaciones térmicas de calefacción, climatización y producción de agua caliente sanitaria.

Todos los valores de rendimientos (EER, COP, etc.) utilizados por el técnico competente en la elaboración del certificado de eficiencia del edificio que no sean «por defecto», deberán estar justificados de la forma siguiente: si el valor seleccionado es «estimado» o «conocido», deberá aportar el marcado CE o Ficha técnica o etiqueta energética o Certificado EUROVENT o similar, en todo caso, se deberá aportar el documento donde figuren los valores utilizados en el certificado.

b) Sistemas de ventilación natural y forzada.

c) Sistemas de enfriamiento gratuito por aire exterior.

d) Sistemas de recuperación de calor y del aire de extracción y aprovechamiento de energías residuales.

e) Sistemas que utilicen técnicas evaporativas que reduzcan el consumo de energía de la instalación: Enfriamiento evaporativo, condensación evaporativa, pre-enfriamiento evaporativo del aire de condensación, enfriamiento evaporativo directo e indirecto previo a la recuperación de calor del aire de extracción, etc.

No se considerará coste elegible la sustitución de una caldera por otra que utilice combustible de origen fósil.

3. Cuantía de las ayudas. Las ayudas a otorgar dentro del programa para este tipo de actuación serán en forma de ayuda económica sin contraprestación tal y como se indica a continuación.

La ayuda económica sin contraprestación. El importe de la ayuda a otorgar será la suma de la Ayuda Base y la Ayuda Adicional que pudiera corresponder en cada caso, conforme se establece en los apartados siguientes, y en cualquier caso, dicho importe de ayuda estará sometido a los límites que se establezcan en la normativa de ayudas de estado.

1.º Ayuda Base. La cuantía de la ayuda podrá ser, según lo establecido en el anexo I, para la Opción A del treinta y cinco por ciento y para la Opción B del veinticinco por ciento del coste elegible de la actuación.

2.º Ayuda Adicional por criterio social, eficiencia energética o actuación integrada. Se podrá obtener una ayuda adicional a la ayuda base, siempre que se cumplan las condiciones que para ello se requiere, en los casos en que concurra criterio social, eficiencia energética o actuación integrada, de acuerdo con la definición que de estos conceptos se realiza en el anexo I de este real decreto. El cálculo de la ayuda adicional se realizará sumando el porcentaje de cada uno de los tres criterios según corresponda. En el caso del criterio de eficiencia energética solo se podrá aplicar uno de los tres porcentajes, bien calificación energética A, B o incremento de 2 o más letras. Los valores de la ayuda adicional que corresponden a esta tipología de actuación, se indican en el cuadro siguiente, en el que los porcentajes son referidos a la suma de costes elegibles correspondientes a esta tipología de actuación:

Uso del edificio	% adicional: Criterios sociales	% adicional: Eficiencia energética			% adicional: Actuación Integrada
		Calificación final A	Calificación final B	Incremento de 2 o más letras	
Vivienda.	0 %	10 %	5 %	0 %	0 %
Resto de usos.	0 %	10 %	5 %	0 %	0 %

Sub-tipología 2.5 Mejora de la eficiencia energética de los subsistemas de distribución, regulación, control y emisión de las instalaciones térmicas

1. Objetivo. Reducir el consumo de energía de las instalaciones térmicas de calefacción, climatización, ventilación, producción de agua caliente sanitaria y climatización de piscinas de edificios existentes, mediante actuaciones en los subsistemas de distribución, regulación, control y emisión.

2. Actuaciones subvencionables. Serán actuaciones subvencionables las realizadas en instalaciones térmicas de calefacción, climatización, ventilación y producción de agua caliente sanitaria destinadas a atender la demanda del bienestar térmico e higiene de las personas en los edificios, así como la climatización de las piscinas, dentro del ámbito de aplicación del Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE).

Las exigencias mínimas de eficiencia energética que debe cumplir la instalación térmica que se renueve, son las que figuran en el Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE) vigente.

Las actuaciones energéticas subvencionables serán las siguientes:

a) Caso D1: Todas aquellas actuaciones que permitan mejorar la eficiencia energética en las instalaciones térmicas de los edificios en los sistemas de distribución, regulación y control, elementos terminales, etc. y entre ellas las que con carácter orientativo y no limitativo se relacionan a continuación:

– Sistemas de control y regulación de equipos y/o instalaciones que ahorren energía, por ejemplo, en función de la variación de la temperatura exterior, la presencia o las necesidades del usuario.

– En particular, tendrán la consideración de actuaciones energéticas subvencionables los elementos que permitan el control remoto o el control automático por medios digitales de elementos para, entre otras, las siguientes instalaciones:

• Sistemas de control automático de toldos, persianas o cortinas del edificio, que permitan el aprovechamiento óptimo de la luz solar.

• Sistemas de regulación de la climatización, que adapten la temperatura del edificio en función de la variación de la temperatura exterior, la hora del día, la zona o la presencia de personas.

• Sistemas de control remoto o automático de la programación y puesta en marcha de electrodomésticos

• Sistemas de detección de la apertura y cierre de ventanas que adviertan de posibles usos ineficientes de energía de los sistemas de climatización.

En particular tendrán esta consideración las actuaciones que ostenten la certificación AENOR EA0026:2006 Instalaciones de sistemas domóticos en viviendas, entre otras.

– Sistemas de gestión electrónica de suministro de agua caliente sanitaria para edificios que permitan controlar el consumo de agua caliente sanitaria y energía, limitar el caudal máximo instantáneo, el volumen máximo de uso e incluso el corte del suministro por vivienda y/o estancia.

– Grifos para el control y gestión de agua caliente sanitaria en el punto de consumo, que permitan una óptima y rápida regulación de temperatura y caudal, y que puedan ser controlados directamente por el usuario y, a la vez, mediante sistemas electrónicos, para gestionar y controlar el consumo instantáneo, la temperatura de salida y el volumen máximo de consumo de éstos. Será considerada en las actuaciones la integración de estos sistemas en un sistema domótico o inmótico que permita la comunicación entre los diferentes sistemas, de forma que estos interactúen entre si y puedan ser controlados local o remotamente.

– Válvulas termostáticas mecánicas o electrónicas para la regulación del aporte de calor a los emisores que cumplan con la norma UNE-EN-215.

b) Caso D2: Serán considerados también subvencionables los sistemas de monitorización del consumo de energía, en tiempo real o de forma diferida, que permitan la transmisión de su información hacia sus usuarios a través de dispositivos digitales. Entre las prestaciones que podrá incluir esta el desglose de los consumos de energía más importantes (iluminación, climatización, agua caliente sanitaria, electrodomésticos, etc.); el almacenamiento de los datos de consumo o generación de energía para su posterior consulta por el usuario o quien este autorice, y comunicación con los dispositivos compatibles, consulta de estadísticas, etc. Los datos de consumo podrán aparecer tanto en valor energético, como en valor económico y en emisiones de dióxido de carbono.

3. Cuantía de las ayudas. Las ayudas a otorgar dentro del programa para este tipo de actuación serán en forma de ayuda económica sin contraprestación tal y como se indica a continuación.

La ayuda económica sin contraprestación. El importe de la ayuda a otorgar será la suma de la Ayuda Base y la Ayuda Adicional que pudiera corresponder en cada caso, conforme se establece en los apartados siguientes, y en cualquier caso, dicho importe de ayuda estará sometido a los límites que se establezcan en la normativa de ayudas de estado:

1.º Ayuda Base. La cuantía de la ayuda podrá ser, según lo establecido en el anexo I, para la Opción A del treinta y cinco por ciento y para la Opción B del veinticinco por ciento del coste elegible de la actuación.

2.º Ayuda Adicional por criterio social, eficiencia energética o actuación integrada. Se podrá obtener una ayuda adicional a la ayuda base, siempre que se cumplan las condiciones que para ello se requiere, en los casos en que concurra criterio social, eficiencia energética o actuación integrada, de acuerdo con la definición que de estos conceptos se realiza en el anexo I de este real decreto. El cálculo de la ayuda adicional se realizará sumando el porcentaje de cada uno de los tres criterios según corresponda. En el caso del criterio de eficiencia energética solo se podrá aplicar uno de los tres porcentajes, bien calificación energética A, B o incremento de 2 o más letras. Los valores de la ayuda adicional que corresponden a esta tipología de actuación, se indican en el cuadro siguiente, en el que los porcentajes son referidos a la suma de costes elegibles correspondientes a esta tipología de actuación:

Uso del edificio	% adicional: Criterios sociales	% adicional: Eficiencia energética			% adicional: Actuación integrada
		Calificación final A	Calificación final B	Incremento de 2 o más letras	
Vivienda.	0 %	10 %	5 %	0 %	0 %
Resto de usos.	0 %	10 %	5 %	0 %	0 %

3.º Ayuda Adicional para el caso D2. Al coste elegible correspondiente a la instalación, tal como se definen en el caso D2, no será de aplicación el anterior apartado 2.º

Tipología de actuación 3. Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de iluminación

1. Objetivo. Reducir el consumo de energía de las instalaciones de iluminación de edificios existentes.

2. Actuaciones subvencionables. Serán actuaciones subvencionables las siguientes:

Para ser subvencionable la potencia instalada en iluminación nueva o de la instalación existente sobre la que se actúe deberá ser mayor a 10 kWe en edificios de viviendas colectivos y de 40 kWe en el resto de edificios.

Serán consideradas también subvencionables todas aquellas que permitan mejorar la eficiencia energética en las instalaciones de iluminación interior de las zonas comunes de los edificios existentes de tipología residencial colectiva de vivienda y de los edificios de cualquier otro uso, excluido vivienda incluidos en los apartados b) y c) del artículo 13.3 de este real decreto, entre ellas las que con carácter orientativo y no limitativo se relacionan a continuación:

a) Luminarias, lámparas y equipo: sustitución del conjunto por otro con luminarias de mayor rendimiento, lámparas de mayor eficiencia y reactancias electrónicas regulables y que permitan reducir la potencia instalada en iluminación, cumpliendo con los requerimientos de calidad y confort visual reglamentados.

b) Sistemas y elementos que permitan el control local, remoto o automático por medios digitales de encendido y regulación de nivel de iluminación: incluirán aquellos sistemas de control por presencia, por zona del edificio o regulación de nivel de iluminación según el aporte de luz natural.

c) Cambio de sistema de iluminación: reubicación de los puntos de luz con utilización de las tecnologías anteriores, de forma que se reduzca el consumo eléctrico anual respecto al sistema actual de iluminación.

d) Sistemas y elementos que permitan el control remoto o el control automático por medios digitales de instalaciones destinadas a controlar:

– Sistemas de iluminación eficientes ajustándola a las necesidades de cada momento.

– Sistemas de control automático de toldos, persianas o cortinas del edificio, que permitan el aprovechamiento óptimo de la luz solar.

– Sistemas de control automático del encendido y apagado de la iluminación de los edificios.

En particular tendrán esta consideración las actuaciones que ostenten la certificación AENOR EA0026:2006 Instalaciones de sistemas domóticos en viviendas, entre otras.

e) Implantación de sistemas de monitorización que permitan conocer en todo momento las condiciones de confort y la idoneidad de las actuaciones realizadas a favor de la mejora de la eficiencia energética.

Las exigencias mínimas de eficiencia energética que debe cumplir la instalación de iluminación que se rehabilite son las que figuran en el documento HE-3, Eficiencia energética de las instalaciones de iluminación, del Código Técnico de la Edificación.

3. Cuantía de las ayudas. Las ayudas a otorgar dentro del programa para este tipo de actuación serán en forma de ayuda económica sin contraprestación tal y como se indica a continuación.

La ayuda económica sin contraprestación. El importe de la ayuda a otorgar será la suma de la Ayuda Base y la Ayuda Adicional que pudiera corresponder en cada caso, conforme se establece en los apartados siguientes, y en cualquier caso, dicho importe de ayuda estará sometido a los límites que se establezcan en la normativa de ayudas de estado:

1.º Ayuda Base. La cuantía de la ayuda podrá ser, según lo establecido en el anexo I, tanto para la Opción A como para la Opción B del quince por ciento del coste elegible de la actuación.

2.º Ayuda Adicional por criterio social, eficiencia energética o actuación integrada. Se podrá obtener una ayuda adicional a la ayuda base, siempre que se cumplan las condiciones que para ello se requiere, en los casos en que concurra criterio social, eficiencia energética o actuación integrada, de acuerdo con la definición que de estos conceptos se realiza en el

anexo I de este real decreto. El cálculo de la ayuda adicional se realizará sumando el porcentaje de cada uno de los tres criterios según corresponda. En el caso del criterio de eficiencia energética solo se podrá aplicar uno de los tres porcentajes, bien calificación energética A, B o incremento de 2 o más letras. Los valores de la ayuda adicional que corresponden a esta tipología de actuación, se indican en el cuadro siguiente, en el que los porcentajes son referidos a la suma de costes elegibles correspondientes a esta tipología de actuación:

Uso del edificio	% adicional: Criterios sociales	% adicional: Eficiencia energética			% adicional: Actuación integrada
		Calificación final A	Calificación final B	Incremento de 2 o más letras	
Vivienda.	0 %	10 %	5 %	0 %	0 %
Resto de usos.	0 %	10 %	5 %	0 %	0 %

2. Costes elegibles

Se consideran costes elegibles aquellos que sean necesarios para conseguir los objetivos energéticos de este Programa, que se han indicado para cada una de las tipologías de actuación anteriores y los que se relacionan a continuación:

a) Los honorarios profesionales satisfechos para la elaboración, por el técnico competente, del certificado de eficiencia energética previsto en el Real Decreto 235/2013, de 5 de abril.

b) Los costes de gestión de solicitud de la ayuda.

c) Los costes de la redacción de los proyectos técnicos relacionados con las tipologías de actuación objeto de ayuda.

d) Los costes de la dirección facultativa de las actuaciones.

e) Los costes de ejecución de las obras y/o instalaciones.

f) La inversión en equipos y materiales efectuada.

g) Los costes de redacción de informes y demás documentación requerida para la solicitud y justificación de estas ayudas.

h) Los costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones.

i) El informe del auditor sobre la cuenta justificativa.

j) El informe que acredite la adecuada realización de las actuaciones objeto de la ayuda emitido por un organismo de control o entidad de control.

k) Otras partidas necesarias (auxiliares o no) específicas de cada tipología de actuación.

No se consideran costes elegibles licencias, tasas, impuestos o tributos. No obstante, el IVA y el IGIC, podrán ser considerados elegibles siempre y cuando no puedan ser susceptibles de recuperación o compensación total o parcial.

A estos efectos, se considerarán como costes de gestión de solicitud de la ayuda, aquellos gastos que el solicitante o destinatario último de la ayuda pudiera satisfacer a una empresa o profesional por llevar a cabo la gestión administrativa y documental de su solicitud ante la comunidad autónoma, por lo que tales gastos, para ser admitidos como coste elegible, deberán de encontrarse debidamente contemplados y detallados en documento u oferta vinculante contractual formalizada con el empresario o profesional correspondiente, cuya copia se acompañará junto con el resto de documentación que debe acompañar a la solicitud de ayuda conforme a lo dispuesto en el anexo III, justificándose la realidad de dichos gastos, según lo establecido en el anexo III, mediante la aportación de factura independiente donde consten debidamente especificados los mismos, además de la documentación que pudiera resultar exigible para justificar su pago. En ningún caso se admitirá que tales gastos de gestión superen el 4 % del importe de la ayuda solicitada, con un límite de 3.000 euros por expediente.

Igualmente, y a estos efectos, se considerarán como costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones objeto de ayuda aquellos gastos que el destinatario último de la ayuda pudiera satisfacer a empresas o profesionales por llevar a cabo la gestión técnica, administrativa y documental de la justificación ante el órgano instructor de la realización de las actuaciones que conforman el proyecto.

El coste elegible máximo total admitido en el Programa para sufragar los gastos:

a) Derivados de la elaboración del informe que acredite la adecuada realización de las actuaciones emitido por un organismo o entidad de control,

b) de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones y

c) de la elaboración del informe del auditor sobre la cuenta justificativa del proyecto.

No podrá superar globalmente el siete por ciento del importe de la ayuda solicitada, con un límite de 7.000 euros por expediente. La realización y facturación de estos servicios podrá efectuarse durante el periodo concedido para presentar la documentación justificativa.

No se considerará elegible ningún coste distinto a los anteriores ni que haya sido facturado al destinatario último de la ayuda con anterioridad a la fecha de entrada en vigor de este Programa.

ANEXO V

Información para la coordinación y seguimiento del Programa

Con el fin de realizar un adecuado seguimiento y coordinación del programa, y a petición del IDAE, podrán ser requeridos periódicamente informes de seguimiento del Programa a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla en formato de hoja Excel o CSV para el oportuno tratamiento de sus registros.

A continuación, se detallan los campos mínimos que se podrán requerir con el fin de que se tengan en cuenta en el diseño de las convocatorias que se realicen por parte de las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla:

1. Identificación del destinatario último de la ayuda:

a) Nombre y apellidos/Razón social/.

b) NIF.

c) CNAE 2009.

d) Tipo de solicitante:

i. Las personas físicas o jurídicas de naturaleza privada o pública que sean propietarios de edificios existentes destinados a cualquier uso.

ii. Las comunidades de propietarios o las agrupaciones de comunidades de propietarios de edificios residenciales de uso vivienda, constituidas conforme a lo dispuesto por el artículo 5 de la Ley 49/1960, de 21 de julio, de Propiedad Horizontal.

iii. Los propietarios que de forma agrupada sean propietarios de edificios, que reúnan los requisitos establecidos en el artículo 396 del Código Civil y no hubiesen otorgado el título constitutivo de propiedad horizontal.

iv. Las empresas explotadoras, arrendatarias o concesionarias de edificios.

v. Las empresas de servicios energéticos (ESEs).

vi. Los ayuntamientos, las diputaciones provinciales o entidades locales equivalentes, y las mancomunidades o agrupaciones de municipios españoles

vii. Las Comunidades locales de energía.

e) Domicilio:

i. Dirección.

ii. Municipio.

iii. Provincia.

iv. Comunidad o Ciudad Autónoma.

v. Código postal.

2. Datos de la solicitud:

a) Fecha de registro de la solicitud (indicando fecha y datación horaria).

b) Título del proyecto.

c) Localización donde se realiza el proyecto.

d) Inversión total.

e) Coste elegible.

f) Ayuda solicitada.

3. Descripción de las actuaciones.
4. Consumo de energía final antes y después de la actuación (kWh/año).
5. Emisiones de CO_2 evitadas (t/año).
6. Calificación energética del edificio antes y después de la actuación
7. Datos de la Resolución:

a) Fecha resolución.
b) Inversión final considerada.
c) Coste subvencionable.
d) Ayuda concedida.

8. Situación de la solicitud:

a) Activada.
b) En reserva provisional.

9. Fecha pago de la ayuda e importe.